

INFORME COES/DP-01-2021

Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN

PERIODO 2023 - 2032



DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN

Lima, 26 de febrero de 2021

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

Este estudio ha sido elaborado por el COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES-SINAC) en atención a las funciones de interés público asignadas en la “Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, aprobada por Ley N° 28832, y en cumplimiento de lo establecido en el “Reglamento de Transmisión”, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM (en adelante, RT) y sus modificatorias, así como en los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados por la Resolución Ministerial N° 129- 2009-MEM/DM (en adelante, la Norma) y su modificatoria.

En el presente estudio se han considerado diversos escenarios de demanda, generación, transmisión, hidrología, precios de combustibles, etc., con el único objetivo de detectar las restricciones o congestiones en el sistema de transmisión para un horizonte temporal de 10 años, para su posterior análisis de soluciones en el estudio de Actualización del Plan de Transmisión. En consecuencia, será de completa responsabilidad de cualquier interesado la utilización de la información que forma parte del estudio para fines diferentes al indicado. En cualquier caso, el COES recomienda que, de emplearse la información contenida en este documento, se haga sólo de manera referencial.

El COES no será responsable de ninguna pérdida sufrida por el uso de cualquier información incluida en este documento.

ÍNDICE

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD	i
Índice.....	ii
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tablas	xv
1 Resumen Ejecutivo	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Información Utilizada	2
1.3 Criterios y Metodología.....	4
1.4 Conclusiones del Diagnóstico.....	4
1.4.1 Principales conclusiones del diagnóstico de corto plazo (2023-2026).....	5
1.4.2 Conclusiones del diagnóstico de largo plazo (2028-2032).....	8
1.4.3 Conclusiones del diagnóstico de las ITC.....	11
1.5 Requerimiento de “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el largo plazo.....	22
2 Descripción del Proceso de Diagnóstico	1
2.1 Base Legal.....	1
2.2 Antecedentes	1
2.3 Alcances.....	3
2.4 Enfoque Integral del Diagnóstico	4
2.5 Criterios y Metodología.....	8
2.5.1 Criterios y Metodología para el Diagnóstico de Corto Plazo.....	8
2.5.2 Criterios y Metodología para el Diagnóstico de Largo Plazo.....	16
3 Premisas del Estudio	24
3.1 Futuros	24
3.1.1 Futuros de Demanda	24
3.1.2 Futuros de Oferta	31
3.1.3 Futuros de Hidrología.....	34
3.1.4 Escenarios Extremos (Nudos).....	36
3.2 Expansión para Análisis Eléctrico	38

3.2.1	Proyección de la Demanda.....	38
3.2.2	Expansión de Oferta	40
3.2.3	Expansión Prevista de Transmisión del SEIN.....	42
4	Diagnóstico de corto plazo periodo 2023-2026	48
4.1	Diagnóstico de la operación económica	48
4.1.1	Resultados del Caso Base	48
4.1.2	Resultados de la Sensibilidad “Considerando retraso del Gasoducto Sur”	60
4.2	Diagnóstico operativo	63
4.2.1	Alcances y premisas	63
4.2.2	Operación en estado estacionario en condiciones normales	66
4.2.3	Operación en estado estacionario en contingencias	95
4.2.4	Niveles de corto circuito.....	100
4.2.5	Márgenes de carga y estabilidad de tensión.....	102
4.2.6	Estabilidad permanente (o de pequeña señal)	110
4.2.7	Estabilidad transitoria	114
5	Diagnóstico de largo plazo periodo 2028-2032	119
5.1	Diagnóstico de la operación económica	119
5.1.1	Análisis de sobrecargas y congestión en líneas de transmisión.....	121
5.1.2	Energía no servida	158
5.2	Diagnóstico operativo – Análisis Eléctricos.....	160
5.2.1	Selección de casos a analizar.....	160
5.2.2	Diagnóstico Operativo en Escenario de Mayor Certidumbre	161
5.2.3	Diagnóstico Operativo en Escenarios de Mayor Exigencia	200
6	Instalaciones de transmisión de conexión (ITC).....	205
6.1	Introducción	205
6.1.1	Antecedentes	205
6.1.2	Base legal.....	206
6.1.3	Definición de ITC	206
6.1.4	Alcances.....	207
6.2	Criterios y metodología	209
6.2.1	Criterios Técnico-Económicos	209
6.2.2	Proyección de la demanda	209
6.2.3	Metodología	210
6.3	Área de demanda 1	212

6.3.1	Información base.....	212
6.3.2	Diagnóstico.....	216
6.3.3	Conclusiones.....	223
6.4	Área de demanda 2	225
6.4.1	Información base.....	225
6.4.2	Diagnóstico.....	228
6.4.3	Conclusiones.....	237
6.5	Área de demanda 3	238
6.5.1	Información base.....	238
6.5.2	Diagnóstico.....	242
6.5.3	Conclusiones.....	250
6.6	Área de demanda 4	252
6.6.1	Información base.....	252
6.6.2	Diagnóstico.....	256
6.6.3	Conclusiones.....	263
6.7	Área de demanda 5	265
6.7.1	Información base.....	265
6.7.2	Diagnóstico.....	269
6.7.3	Conclusiones.....	276
6.8	Área de demanda 6 y 7	277
6.8.1	Información base.....	277
6.8.2	Diagnóstico.....	282
6.8.3	Conclusiones.....	290
6.9	Área de Demanda 8.....	294
6.9.1	Información base.....	294
6.9.2	Diagnóstico.....	296
6.9.3	Conclusiones.....	300
6.10	Área de demanda 9	302
6.10.1	Información base.....	302
6.10.2	Diagnóstico.....	306
6.10.3	Conclusiones.....	315
6.11	Área de demanda 10.....	318
6.11.1	Información base.....	318
6.11.2	Diagnóstico.....	322

6.11.3	Conclusiones.....	329
6.12	Área de Demanda 11.....	331
6.12.1	Información base.....	331
6.12.2	Diagnóstico.....	334
6.12.3	Conclusiones.....	343
6.13	Área de demanda 12 y 13	344
6.13.1	Información base.....	344
6.13.2	Diagnóstico.....	348
6.13.3	Conclusiones.....	355
6.14	Área de demanda 14	357
6.14.1	Información base.....	357
6.14.2	Diagnóstico.....	359
6.14.3	Conclusiones.....	363
7	Otros Temas	364
7.1	Análisis de Sensibilidad de Proyectos Transmisión.....	364
7.2	Evaluación de la Resonancia Subsíncrona (RSS).....	370
7.3	Evaluación de la “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el Largo Plazo	370
7.3.1	Criterios de evaluación.....	371
7.3.2	Opciones de oferta de Generación Eficiente en el SEIN	371
7.3.3	Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda media	372
7.3.4	Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda optimista	375
7.3.5	Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda pesimista	379
7.3.6	Conclusiones.....	382
8	Conclusiones.....	383
8.1	Conclusiones Generales	383
8.2	Conclusiones del diagnóstico de corto plazo (2023-2026).	385
8.2.1	Conclusiones del análisis energético de corto plazo.....	385
8.2.2	Conclusiones del análisis eléctrico de corto plazo	385
8.3	Conclusiones del diagnóstico de largo plazo.....	390
8.3.1	Conclusiones del análisis energético de largo plazo	390
8.3.2	Conclusiones del análisis eléctrico de largo plazo.....	392
8.4	Diagnóstico de áreas de demanda para la planificación de las ITC.....	394



Anexos.....	1
A Marco legal.....	1
B Información solicitada.....	1
C Futuros de demanda	1
D Futuros de oferta.....	1
E Diagnóstico de la operación económica de corto plazo	1
F Diagnóstico de la operación eléctrica de corto plazo	1
G Diagnóstico de la operación económica de largo plazo.....	1
H Diagnóstico de la operación eléctrica de largo plazo.....	1
I Evaluación de largo plazo de la “generación eficiente” en el SEIN.....	1
J Instalaciones de transmisión de conexión (ITC).....	1

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.	2
Figura 1.2 Escenarios de las proyecciones de demanda en energía [GWh].	3
Figura 1.3 Escenarios de las proyecciones de demanda en potencia máxima [MW].	3
Figura 1.4 Máximo nivel de carga en las líneas por partes del SEIN, año 2028.	8
Figura 1.5 Máximo nivel de carga en las líneas por partes del SEIN, año 2032.	9
Figura 1.6 Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda	11
<i>Figura 1.7 Identificación de sobrecarga de Líneas de 138kV y 33kV ante eventos de contingencia</i>	12
<i>Figura 1.8 Identificación de sobrecarga de transformadores en el Sistema Eléctrico Arequipa.</i> 12	
<i>Figura 1.9 Zona de Influencia de la Línea 138kV Cerro Verde, Repartición, Mollendo, Majes y Camaná</i>	13
Figura 1.10 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona de Ayacucho.	14
Figura 1.11 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona Callejón de Huaylas.....	15
Figura 1.12 Red de subtransmisión de la ciudad de Trujillo.	16
Figura 1.13 Problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión en Lima Metropolitana.	18
Figura 1.14 Desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana.	19
Figura 1.15 Configuración y Alcance de la red MT de la zona de Juliaca.	20
Figura 1.16 Redes de la zona de Juliaca.	21
<i>Figura 1.17 Opciones de Generación Eficiente en el SEIN</i>	22
Figura 1.18. Requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN. Escenario de demanda media	23
Figura 1.19 Balance de Generación Eficiente en el SEIN. Periodo 2021 – 2032. Escenario de demanda media	23
Figura 1.20 Balance oferta de Generación Eficiente (incluye el requerimiento de nueva generación) vs. máxima demanda anual del SEIN – Demanda Media.....	24
Figura 1.21 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Optimista ..	24
<i>Figura 1.22 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista</i>	25

<i>Figura 1.23 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista</i>	25
Figura 1.24 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Pesimista...	26
<i>Figura 1.25 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista.....</i>	26
<i>Figura 1.26 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista.....</i>	27
Figura 2.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.	2
Figura 2.2 Alcances del Plan de Transmisión.	4
Figura 2.3 Enfoque Integral del Diagnóstico.	5
Figura 2.4 Diagrama de Proceso de Diagnóstico.....	6
Figura 2.5 Futuros de Demanda Año 2032 (MW).	7
Figura 2.6 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por criterio de seguridad del PMC.	13
Figura 2.7 Representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y límites de transmisión para las condiciones N y N-k.	14
Figura 3.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en MW.	27
Figura 3.2 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4, al año 2032.....	28
Figura 3.3 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4, al año 2028.....	29
Figura 3.4 Series hidrológicas propuestas para el ID 2021-2030.....	35
Figura 3.5 Escenarios base o nudos.	37
Figura 3.6 Crecimiento de Demanda Total.....	38
Figura 3.7 Demanda de Proyectos por zona 2020 – 2032, escenario de demanda base.	39
Figura 3.8 Incremento de potencia de generación en el SEIN por tipo de proyectos.	41
Figura 3.9 Incremento de potencia de generación en el SEIN por zonas.	41
Figura 3.10 Proyectos de líneas de transmisión.....	47
Figura 4.1 Evolución del despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.	49
Figura 4.2 Cobertura de la demanda por tipo de fuente, Caso Base.	50
Figura 4.3 Consumo de gas de Camisea según tecnología de generación en el área de Lima e Ica, Caso Base.	51
Figura 4.4 Flujo de potencia promedio en la interconexión Centro – Norte, Caso Base.....	52
Figura 4.5 Flujo de potencia promedio en la interconexión Centro – Sur, Caso Base.	52
Figura 4.6 Flujo de potencia promedio por Líneas de 500 kV la zona Norte, Caso Base.	53
Figura 4.7 Flujo de potencia promedio por Líneas de 220 kV de la zona Norte, Caso Base.	54

Figura 4.8 Flujo promedio potencia en principales líneas de 500 kV del área de Lima, Caso Base (1/2).....	55
Figura 4.9 Flujo promedio potencia en principales líneas de 500 kV del área de Lima, Caso Base (2/2).....	55
Figura 4.10 Flujo promedio potencia en principales líneas de 220 kV del área de Lima, Caso Base (1/2).....	56
Figura 4.11 Flujo promedio potencia en principales líneas de 220 kV del área de Lima, Caso Base (2/2).....	56
Figura 4.12 Flujo promedio en líneas que alimentan de energía desde Centro hacia Lima, Caso Base.	57
Figura 4.13 Flujo promedio en líneas que evacuan desde la SE Campo Armiño (Mantaro) 220 kV, Caso Base.	57
Figura 4.14 Flujo de potencia promedio por Líneas de 500 kV de la zona Sur, Caso Base.	58
Figura 4.15 Flujo en la LT 220 kV Huanza - Carabayllo, Caso Base.....	59
Figura 4.16 Evolución del despacho de generación por tipo de fuente, Caso sensibilidad.	61
Figura 4.17 Cobertura de la demanda por tipo de fuente, Caso sensibilidad.....	61
Figura 4.18 Consumo de gas de Camisea según tecnología de generación en el área de Lima e Ica, Caso sensibilidad.....	62
Figura 4.19 Esquema unifilar actual del enlace Centro-Sur.	66
Figura 4.20 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte, periodo 2023-2026.	67
Figura 4.21 Cargas en líneas (%), periodo 2023-2026, zona Norte.....	70
Figura 4.22 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Norte.	72
Figura 4.23 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro, periodo 2023-2026.	73
Figura 4.24 Tensiones en barra (kV) sin soluciones operativas, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	74
Figura 4.25 Tensiones en barra (kV) con soluciones operativas, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	75
Figura 4.26 Cargas en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	77
Figura 4.27 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.	78
Figura 4.28 Cargas en líneas de 500 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.....	81
Figura 4.29 Cargas en líneas de 220 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.....	81
Figura 4.30 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.....	82
Figura 4.31 Cargas en líneas Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui-Bellavista (%) sin solución operativa, periodo 2023-2026, área Centro 2.	83
Figura 4.32 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.	86

Figura 4.33 Cargas en líneas de 138 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.....	86
Figura 4.34 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.....	87
Figura 4.35 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur, periodo 2023-2026.	88
Figura 4.36 Tensiones en barra (p.u.) sin soluciones operativas, periodo 2023-2026, zona Sur.	89
Figura 4.37 Tensiones en barra (p.u.) con soluciones operativas, periodo 2023-2026, zona Sur.	90
Figura 4.38 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.	92
Figura 4.39 Cargas en líneas de 138 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.....	92
Figura 4.40 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Sur.....	94
Figura 4.41 Eigenvalores de modos oscilatorios y amortiguamiento porcentual, avenida y estiaje 2023.....	111
Figura 4.42 Eigenvalores de modos oscilatorios y amortiguamiento porcentual, avenida y estiaje 2026.....	112
Figura 5.1 Áreas representativas del SEIN	120
Figura 5.2 Resumen de nivel de carga del SEIN por partes y por escenario, año 2028.	121
Figura 5.3 HDN y MFI de la TP 500/220 kV Poroma, año 2028.....	127
Figura 5.4 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca REP – Asia, año 2028.	127
Figura 5.5 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca REP – Desierto, año 2028.	128
Figura 5.6 HDN y MFI de la LT 220 kV Chincha – Independencia, año 2028.....	128
Figura 5.7 HDN y MFI de la LT 220 kV Independencia – Ica, año 2028.	129
Figura 5.8 HDN y MFI de la LT 220 kV Ica – Intermedia, año 2028.	129
Figura 5.9 HDN y MFI de la LT 220 kV Marcona – Poroma , año 2028.	130
Figura 5.10 Sobrecarga promedios del 2028.	132
Figura 5.11 Sobrecargas máximas del 2028.....	133
Figura 5.12 Resumen de nivel de carga del SEIN por partes y por escenario, año 2032.	134
Figura 5.13 HDN y MFI de la LT 220 kV Chaglla – Huánuco, año 2032.	137
Figura 5.14 HDN y MFI de la LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo Maria, año 2032.	137
Figura 5.15 HDN y MFI de la LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca, año 2030.....	138
Figura 5.16 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Huayucachi, año 2032.....	139
Figura 5.17 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Pomacocha, año 2032.....	140
Figura 5.18 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Pachachaca, año 2032.....	140
Figura 5.19 HDN y MFI de la LT 220 kV Pachachaca – Callahuanca, año 2032.	141
Figura 5.20 HDN y MFI de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote.....	142

Figura 5.21 HDN y MFI de la LT 500 kV Chilca – Planicie, año 2032.....	143
Figura 5.22 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Carapongo, año 2032.....	143
Figura 5.23 HDN y MFI de la LT 220 kV Planicie – Industriales, año 2032.	144
Figura 5.24 HDN y MFI de la LT 220 kV Alto Praderas – Chilca REP, año 2032.	144
Figura 5.25 HDN y MFI de la LT 220 kV Carapongo – Cajamarquilla, año 2032.....	145
Figura 5.26 HDN y MFI de la LT 500 kV Chilca - Poroma, año 2030.....	146
Figura 5.27 HDN y MFI de la LT 500 kV Poroma – Ocoña, año 2032.	146
Figura 5.28 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Poroma, año 2032.....	147
Figura 5.29 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca CTM - Chilca REP, año 2032.....	147
Figura 5.30 HDN y MFI de la LT 220 kV Cantera - Independencia, año 2032.....	148
Figura 5.31 HDN y MFI de la LT 220 kV Desierto - Chincha, año 2032.....	148
Figura 5.32 HDN y MFI de la LT 220 kV Chincha - Independencia, año 2032.	149
Figura 5.33 HDN y MFI de la LT 220 kV Independencia - Ica, año 2032.....	149
Figura 5.34 HDN y MFI de la LT 220 kV Ica - Intermedia, año 2030.....	150
Figura 5.35 HDN y MFI de la LT 220 kV Intermedia - Nazca, año 2032.....	150
Figura 5.36 HDN y MFI de la LT 220 kV Nazca - Poroma, año 2032.....	151
Figura 5.37 HDN y MFI de la LT 500 kV Ocoña – San Jose, año 2032.....	152
Figura 5.38 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Yarabamba, año 2032.....	152
Figura 5.39 HDN y MFI de la LT 220 kV Socabaya – Moquegua, año 2032.....	153
Figura 5.40 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Cotaruse, año 2030.....	154
Figura 5.41 HDN y MFI de la LT 220 kV Puno – Moquegua, año 2032.....	155
Figura 5.42 Sobrecarga promedios del 2032.	156
Figura 5.43 Sobrecargas máximas del 2032.....	157
Figura 5.44 Sobrecarga promedios del 2032.	159
Figura 5.45 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte, corto y largo plazo.....	163
Figura 5.46 Cargas en líneas (%), años 2028 y 2032, zona Norte.....	166
Figura 5.47 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Norte.....	167
Figura 5.48 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro, corto y largo plazo.....	168
Figura 5.49 Cargas en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.....	170
Figura 5.50 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.....	171
Figura 5.51 Cargas en líneas de 500 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.	174
Figura 5.52 Cargas en líneas de 220 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.	174

Figura 5.53 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.	175
Figura 5.54 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.	178
Figura 5.55 Cargas en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.....	178
Figura 5.56 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.....	179
Figura 5.57 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur, corto y largo plazo.	180
Figura 5.58 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.	183
Figura 5.59 Cargas en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.....	183
Figura 5.60 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Sur.....	185
Figura 5.61 Escenarios de demanda y oferta de generación de acuerdo con codificación del MODPLAN.....	200
Figura 5.62 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Norte	201
Figura 5.63 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Centro.....	201
Figura 5.64 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Sur.....	202
Figura 5.65 Porcentaje de carga en transformadores 500/220 kV del SEIN	203
Figura 5.66 Porcentaje de carga en Líneas de 220 kV y 138 kV relevantes del SEIN	204
Figura 6.1 Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda	208
Figura 6.2 Flujograma del proceso de la Planificación de las ITC.....	211
Figura 6.3 Flujograma del proceso del Plan de Transmisión y de la Planificación de las ITC....	212
Figura 6.4 Ubicación geográfica del Área de Demanda 1	213
Figura 6.5 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 1.....	215
Figura 6.6 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 1	216
Figura 6.7 Ubicación geográfica del Área de Demanda 2	226
Figura 6.8 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 2.....	227
Figura 6.9 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 2....	228
Figura 6.10 Ubicación geográfica del Área de Demanda 3	239
Figura 6.11 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 3.....	241
Figura 6.12 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 3	242
Figura 6.13 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona Callejón de Huaylas...	248
Figura 6.14 Red de subtransmisión de la ciudad de Trujillo.	248
Figura 6.15 Ubicación geográfica del Área de Demanda 4	253
Figura 6.16 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 4.....	255
Figura 6.17 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 4 ..	256
Figura 6.18 Ubicación geográfica del Área de Demanda 5	266

Figura 6.19 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 5.....	268
Figura 6.20 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 5	269
Figura 6.21 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona de Ayacucho.	274
Figura 6.22 Ubicación geográfica del Área de Demanda 6 y 7.....	278
Figura 6.23 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 6 y 7	280
Figura 6.24 Esquema Unifilar en la situación Actual del Área de Demanda 6 y 7	281
Figura 6.25 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 6 y 7.....	281
Figura 6.26 Problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión en Lima Metropolitana.	292
Figura 6.27 Desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana.	293
Figura 6.28 Ubicación geográfica del Área de Demanda 8	294
Figura 6.29 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 8.....	295
Figura 6.30 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 8	296
Figura 6.31 Ubicación geográfica del Área de Demanda 9	303
Figura 6.32 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 9.....	305
Figura 6.33 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9 ..	306
Figura 6.34 Identificación de sobrecarga de transformadores en el Sistema Eléctrico Arequipa	309
<i>Figura 6.35 Zona de Influencia de la Línea 138kV Cerro Verde, Repartición, Mollendo, Majes y Camaná</i>	<i>312</i>
<i>Figura 6.36 Identificación de sobrecarga de Líneas de 138kV y 33kV ante eventos de contingencia</i>	<i>313</i>
Figura 6.37 Ubicación geográfica del Área de Demanda 10	319
Figura 6.38 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 10.....	321
Figura 6.39 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 10	322
Figura 6.40 Ubicación geográfica del Área de Demanda 11	332
Figura 6.41 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 11.....	333
Figura 6.42 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 11	334
Figura 6.43 Esquema de Juliaca	340
Figura 6.44 Esquema de Juliaca área de influencia de las redes de urbanas de 10 kV extendidas a 22.9 kV	341
Figura 6.45 Esquema de extensión de Juliaca.....	342
Figura 6.46 Esquema de Juliaca y Puno	342
Figura 6.47 Ubicación geográfica del Área de Demanda 12 y 13.....	345

Figura 6.48 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 12 y 13	347
Figura 6.49 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 12 y 13	348
Figura 6.50 Ubicación geográfica del Área de Demanda 14	357
Figura 6.51 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 14.....	358
Figura 6.52 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 14	359
<i>Figura 7.1 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Media.</i>	373
Figura 7.2 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Media.....	373
<i>Figura 7.3 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Media</i>	374
<i>Figura 7.4 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Optimista.</i>	376
Figura 7.5 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Optimista ..	376
<i>Figura 7.6 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista</i>	378
<i>Figura 7.7 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista</i>	378
<i>Figura 7.8 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Pesimista.</i>	379
Figura 7.9 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Pesimista...	380
<i>Figura 7.10 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista</i>	381
<i>Figura 7.11 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista</i>	381
Figura 8.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en energía [GWh].	383
Figura 8.2 Escenarios de las proyecciones de demanda en potencia máxima [MW].	384
Figura 8.3 Proyección global de la demanda del SEIN: PT 2021-2030 vs. Diagnóstico 2023– 2032.	384
Figura 8.4 Redes de la zona de Juliaca.	397

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1.1 Lista de proyectos con retrasos</i>	7
Tabla 1.2 Tabla Resultados de tensiones del Caso Base - con generación local en Lima	17
Tabla 1.3 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima	17
Tabla 2.1 Criterio para análisis de estabilidad transitoria.....	15
Tabla 3.1 Proyecciones del PBI por escenario (%) sin proyectos mineros (Apoyo 2020).	25
Tabla 3.2 Demanda de proyectos para el año 2032 de los 5 escenarios, en GWh.	26
Tabla 3.3 Proyecciones por tipo de carga para cada uno de los escenarios de demanda.....	26
Tabla 3.4 Tasa media de crecimiento en potencia (MW) de la demanda total (periodo 2020-2032)	27
Tabla 3.5 Escenarios de demanda por zonas del SEIN, año 2032.	27
Tabla 3.6 Nudos de demanda en GWh, año 2032.	28
Tabla 3.7 Nudos de demanda en GWh, año 2028.	29
Tabla 3.8 Desarrollo de proyectos por nudo de demanda para el 2032.....	30
Tabla 3.9 Resumen de la oferta por grupos de certidumbre.	31
Tabla 3.10 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación según evaluación, años 2028 y 2032.....	34
Tabla 3.11 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación del área Centro, años 2028 y 2032.....	34
Tabla 3.12 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación del área Norte y Sur, años 2028 y 2032.	34
Tabla 3.13 Series hidrológicas propuestas para el ID 2023-2032.	35
Tabla 3.14 Demanda global del SEIN periodo 2020 – 2032.	38
Tabla 3.15 Demanda de proyectos del escenario Base para los años de análisis, en potencia (MW) y energía (GWH).	39
Tabla 3.16 Demanda de Proyectos por zonas 2020 – 2032, escenario de demanda base.	39
Tabla 3.17 Plan de obras de generación para el periodo 2020 – 2024 con proyectos comprometidos.	40
Tabla 3.18 Escenario de expansión de la generación conformado por proyectos no comprometidos para el periodo 2024-2032	41

Tabla 3.19 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2015 – 2024.	43
Tabla 3.20 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2017 – 2026.	43
Tabla 3.21 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2019 – 2028.	44
Tabla 3.22 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2021-2030.	44
Tabla 3.23 Programa de obras de transmisión.	46
Tabla 4.1 Despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.....	48
Tabla 4.2 Despacho promedio anual de gas de Camisea en MMPCD, Caso Base.....	50
Tabla 4.3 Despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.....	60
Tabla 4.4 Despacho promedio anual de gas de Camisea en MMPCD, Caso sensibilidad.	62
Tabla 4.5 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, zona Norte.	68
Tabla 4.6 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, zona Norte.....	69
Tabla 4.7 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Norte.....	71
Tabla 4.8 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, zona Norte.....	72
Tabla 4.9 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.	76
Tabla 4.10 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	76
Tabla 4.11 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	77
Tabla 4.12 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.....	78
Tabla 4.13 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 1 - Mantaro.....	79
Tabla 4.14 Flujo de Potencia en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse (MVA) sin solución operativa, periodo 2023-2026.	79
Tabla 4.15 Flujo de Potencia en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse (MVA) con solución operativa, periodo 2023-2026.	80
Tabla 4.16 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.	80
Tabla 4.17 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1 - Mantaro.....	82
Tabla 4.18 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 2.....	83
Tabla 4.19 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.....	85
Tabla 4.20 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.....	86
Tabla 4.21 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, área Centro 2.	87
Tabla 4.22 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, zona Sur.	90
Tabla 4.23 Carga en líneas de 500 kV y 220 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.	91
Tabla 4.24 Carga en líneas de 138 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.....	91
Tabla 4.25 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Sur.....	93
Tabla 4.26 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, zona Sur.....	94
Tabla 4.27 Carga en líneas (MW), periodo 2023-2026, enlace Centro-Sur.....	95

Tabla 4.28 Lista de contingencias severas para el sistema, periodo 2023-2026.	96
Tabla 4.29 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, periodo 2023-2026. ...	97
Tabla 4.30 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Norte, periodo 2023-2026.....	98
Tabla 4.31 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Centro, periodo 2023-2026.	99
Tabla 4.32 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Sur, periodo 2023-2026.....	100
Tabla 4.33 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Norte, periodo 2023-2026...	101
Tabla 4.34 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Centro, periodo 2023-2026.	101
Tabla 4.35 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Sur, periodo 2023-2026.....	102
Tabla 4.36 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2023.....	103
Tabla 4.37 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2025.....	104
Tabla 4.38 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2023.	105
Tabla 4.39 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2025.	106
Tabla 4.40 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2023.....	108
Tabla 4.41 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2025.....	109
Tabla 4.42 Modos oscilatorios y participación de grupos, avenida 2023.	111
Tabla 4.43 Modos oscilatorios y participación de grupos, estiaje 2023.	112
Tabla 4.44 Modos oscilatorios y participación de grupos, avenida 2026.	113
Tabla 4.45 Modos oscilatorios y participación de grupos, estiaje 2026.	113
Tabla 4.46 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2023.	115
Tabla 4.47 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2023.	116
Tabla 4.48 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2026.	117
Tabla 4.49 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2026.	118
En la siguiente Tabla 5.1 se muestra las máximas cargas para cada línea del área Noreste por nudo de generación-demanda, con esta tabla se puede identificar que líneas presentan problemas de sobrecargas.	122
Tabla 5.2 Área Noreste, niveles de carga al año 2028.	122
Tabla 5.3 Área Norte Medio, niveles de carga al año 2028.	122
Tabla 5.4 Área Norte Sierra, niveles de carga al año 2028.	123
Tabla 5.5 Área Nororiente, niveles de carga al año 2028.	123
Tabla 5.6 Área Centro Oriente, niveles de carga al año 2028.....	124
Tabla 5.7 Área Centro Sierra, niveles de carga al año 2028.....	124
Tabla 5.8 Área Sierra-Costa, niveles de carga al año 2028.	125

Tabla 5.9 Área Lima Norte, niveles de carga al año 2028.	125
Tabla 5.10 Área Lima Sur, niveles de carga al año 2028.	126
Tabla 5.11 Área Sur Medio, niveles de carga al año 2028.	126
Tabla 5.12 Área Sur Oeste, niveles de carga al año 2028.	130
Tabla 5.13 Área Sur Este, niveles de carga al año 2028.	131
Tabla 5.14 Área Sur Sierra, niveles de carga al año 2028.	131
Tabla 5.15 Área Noreste, niveles de carga al año 2032.	135
Tabla 5.16 Área Centro Oriente, niveles de carga al año 2032.	136
Tabla 5.17 Área Lima Norte, niveles de carga al año 2032.	141
Tabla 5.18 Área Lima Sur, niveles de carga al año 2032.	142
Tabla 5.19 Área Sur Medio, niveles de carga al año 2032.	145
Tabla 5.20 Área Sur Oeste, niveles de carga al año 2032.	151
Tabla 5.21 Área Sur Sierra, niveles de carga al año 2032.	154
Tabla 5.22 Energía no servida en MW al año 2032.	158
Tabla 5.23 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, zona Norte.	164
Tabla 5.24 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, zona Norte.	165
Tabla 5.25 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Norte.	166
Tabla 5.26 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, zona Norte.	167
Tabla 5.27 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.	169
Tabla 5.28 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.	169
Tabla 5.29 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.	171
Tabla 5.30 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.	172
Tabla 5.31 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 1 - Mantaro.	172
Tabla 5.32 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.	173
Tabla 5.33 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1 - Mantaro.	175
Tabla 5.34 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 2.	176
Tabla 5.35 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.	177
Tabla 5.36 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.	179
Tabla 5.37 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, área Centro 2.	179
Tabla 5.38 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, zona Sur.	181
Tabla 5.39 Carga en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.	182
Tabla 5.40 Carga en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.	182
Tabla 5.41 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Sur.	184
Tabla 5.42 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, zona Sur.	185

Tabla 5.43 Carga en líneas (MW), años 2028 y 2032, enlace Centro-Sur.	186
Tabla 5.44 Lista de contingencias severas para el sistema, años 2028 y 2032.	186
Tabla 5.45 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, años 2028 y 2032.	187
Tabla 5.46 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Norte, años 2028 y 2032.	188
Tabla 5.47 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Centro, años 2028 y 2032.	188
Tabla 5.48 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Sur, años 2028 y 2032.	189
Tabla 5.49 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Norte, años 2028 y 2032.	190
Tabla 5.50 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Centro, años 2028 y 2032.	190
Tabla 5.51 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Sur, años 2028 y 2032.	191
Tabla 5.52 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2028.	192
Tabla 5.53 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2028.	193
Tabla 5.54 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2028.	194
Tabla 5.55 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2028.	196
Tabla 5.56 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2028.	197
Tabla 5.57 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2032.	198
Tabla 5.58 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2032.	199
Tabla 6.1 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 1.	212
Tabla 6.2 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 1.	214
Tabla 6.3 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 1.	218
Tabla 6.4 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 1.	219
Tabla 6.5 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda Noche – en el Área de Demanda 1 220	
Tabla 6.6 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 1.	221
Tabla 6.7 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	221
Tabla 6.8 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	222
Tabla 6.9 Demanda no atendida en redes radiales en situaciones de contingencia en el Área de Demanda 1.	223
Tabla 6.10 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 1.	223
Tabla 6.11 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 2.	225
Tabla 6.12 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 2.	227
Tabla 6.13 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 2.	230
Tabla 6.14 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 2.	231

Tabla 6.15 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 2.....	232
Tabla 6.16 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 2.....	233
Tabla 6.17 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 2. ...	234
Tabla 6.18 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 2.	235
Tabla 6.19 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 2	236
Tabla 6.20 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 3.....	238
Tabla 6.21 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 3	240
Tabla 6.22 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 3	244
Tabla 6.23 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 3	245
Tabla 6.24 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda – en el Área de Demanda 3 ..	246
Tabla 6.25 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 3	246
Tabla 6.26 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	247
Tabla 6.27 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	247
Tabla 6.28 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 3	249
Tabla 6.29 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 4.....	252
Tabla 6.30 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 4	254
Tabla 6.31 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 4.....	257
Tabla 6.32 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 4	258
Tabla 6.33 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 4.....	259
Tabla 6.34 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 4.....	260
Tabla 6.35 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 4. ...	261
Tabla 6.36 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 4.	262
Tabla 6.37 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 4	263
Tabla 6.38 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 5.....	265
Tabla 6.39 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 5	267
Tabla 6.40 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 5.....	271
Tabla 6.41 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 5	272
Tabla 6.42 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda – en el Área de Demanda 5.....	273
Tabla 6.43 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 5	273
Tabla 6.44 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	274
Tabla 6.45 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	274
Tabla 6.46 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 5	275
Tabla 6.47 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 6 y 7	277
Tabla 6.48 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 6	279

Tabla 6.49 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 7	279
Tabla 6.50 Proyección de demanda para las Áreas de Demanda 6 y 7	280
Tabla 6.51 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7	283
Tabla 6.52 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima	284
Tabla 6.53 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7	285
Tabla 6.54 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7	286
Tabla 6.55 Resumen de resultado de contingencias.....	287
Tabla 6.56 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	287
Tabla 6.57 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	288
Tabla 6.58 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 6 y 7	289
Tabla 6.59 Tabla Resultados de tensiones del Caso Base - con generación local en Lima	291
Tabla 6.60 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima	291
Tabla 6.61 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 8.....	294
Tabla 6.62 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 8	295
Tabla 6.63 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8	297
Tabla 6.64 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8 ..	298
Tabla 6.65 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8.....	298
Tabla 6.66 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 8	299
Tabla 6.67 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	299
Tabla 6.68 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	299
Tabla 6.69 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 8	300
Tabla 6.70 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 9.....	302
Tabla 6.71 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 9	304
Tabla 6.72 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 9	307
Tabla 6.73 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 9	308
Tabla 6.74 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 9.....	310
Tabla 6.75 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 9.....	311
Tabla 6.76 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 9. ...	313
Tabla 6.77 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 9. ...	314
Tabla 6.78 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 9	315
Tabla 6.79 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 10.....	318
Tabla 6.80 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 10	320

Tabla 6.81 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 10.....	323
Tabla 6.82 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 10	324
Tabla 6.83 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 10.....	325
Tabla 6.84 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 10.....	326
Tabla 6.85 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 10..	327
Tabla 6.86 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 10.	327
Tabla 6.87 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 10	328
Tabla 6.88 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 11.....	331
Tabla 6.89 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 11	333
Tabla 6.90 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11	335
<i>Tabla 6.91 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11</i>	<i>335</i>
Tabla 6.92 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11	336
Tabla 6.93 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 11	336
Tabla 6.94 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.	337
Tabla 6.95 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.	338
Tabla 6.96 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 11	339
Tabla 6.97 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 12 y 13	344
Tabla 6.98 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 12	346
Tabla 6.99 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 13	346
Tabla 6.100 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 12 y 13	349
Tabla 6.101 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 12 y 13.....	350
Tabla 6.102 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 12 y 13	351
Tabla 6.103 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 12 y 13	352
Tabla 6.104 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 12.	353
Tabla 6.105 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 12.	354
Tabla 6.106 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 12 y 13	355
Tabla 6.107 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 14.....	357
Tabla 6.108 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 14.....	358
Tabla 6.109 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14	360
Tabla 6.110 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14	360
Tabla 6.111 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14	361

Tabla 6.112 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 14.....	361
Tabla 6.113 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.....	361
Tabla 6.114 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.....	362
Tabla 6.115 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 14.....	363
<i>Tabla 7.1 Lista de proyectos con retrasos.....</i>	<i>364</i>
Tabla 7.2 Contingencias para el periodo estiaje 2024-avenida 2025, sin y con proyectos: Proyectos SE Nueva Carhuaquero 220 kV y Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero.....	365
Tabla 7.3 Contingencias severas para el año 2025, sin y con proyectos: Enlace 220 kV Cajamarca- Cáclic-Moyobamba (2do Circuito).....	365
Tabla 7.4 Contingencias para el año estiaje 2023-avenida 2024, sin y con proyectos en la zona de Lima.....	366
Tabla 7.5 Contingencias para el año 2025, sin y con proyectos: Enlace 220 kV Chilca REP- Independencia (Tercer Circuito).....	367
Tabla 7.6 Márgenes de carga para el año 2028, sin y con proyecto: Enlace de 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas.....	368
Tabla 7.7 Contingencias para el año 2028, sin y con proyecto: Enlace de 220 kV Machupicchu- Quencoro-Onocora-Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas.....	368
Tabla 7.8 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Media.....	374
Tabla 7.9 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Optimista.....	377
Tabla 7.10 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Pesimista.....	380

1 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Antecedentes

El Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Período 2023 - 2032 (ID), Incluyendo los Resultados de la Aplicación del Art. 16 del Reglamento de Transmisión” (PT) es un estudio elaborado por el COES en el marco de la función de planificación de la transmisión en el SEIN que le asigna la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el cual está sujeto a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas. Este estudio se elabora cumpliendo las reglas establecidas en el D.S. N° 027-2007-EM que aprueba el Reglamento de Transmisión (en adelante “RT”), modificado por la Primera Disposición Complementaria Modificatoria del D.S. N° 018-2016-EM, y en la R.M. N° 129-2009-MEM/DM que aprueba los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (en adelante la “Norma”) y su modificatoria aprobada por R.M. N° 051-2018-MEM/DM.

El ID es de periodicidad bienal y comprenden los análisis energéticos y eléctricos para los periodos de corto plazo (2023-2026) y largo plazo (2028-2032), con la finalidad de detectar las restricciones en el sistema de transmisión bajo distintas hipótesis de demanda, generación e hidrología.

El presente estudio está compuesto por dos volúmenes:

- Volumen I: Informe de Diagnóstico, que comprende Resumen Ejecutivo, proceso de diagnóstico, premisas, datos, cálculos, análisis, resultados y conclusiones del estudio.
- Volumen II: Anexos con la información detallada de los datos, cálculos, análisis y resultados del estudio; adicionalmente, los archivos de ingreso y de salida de datos de los modelos utilizados (MODPLAN y DIgSILENT Power Factory).

A partir de la modificación de los artículos 16° y 17° del RT por el D.S. N° 018-2016-EM, el estudio del ID debe incorporar los resultados de los análisis de los Planes de Inversión de Transmisión (PIT) aprobados por OSINERGMIN, a fin de realizar una optimización conjunta técnica-económica del sistema.

Para ello el MINEM adecuó la Norma incorporando criterios y metodología para la planificación de las denominadas “Instalaciones de Transmisión de Conexión” (ITC), las cuales se definen como las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN, y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones.

En el presente estudio, se incluyen las ITC de todas las Áreas de Demanda.

El ID es un estudio previo a la actualización del Plan de Transmisión (PT) del periodo 2023-2032. En la

Figura 1.1, se muestra el cronograma de elaboración del Plan de Transmisión, hasta su aprobación.

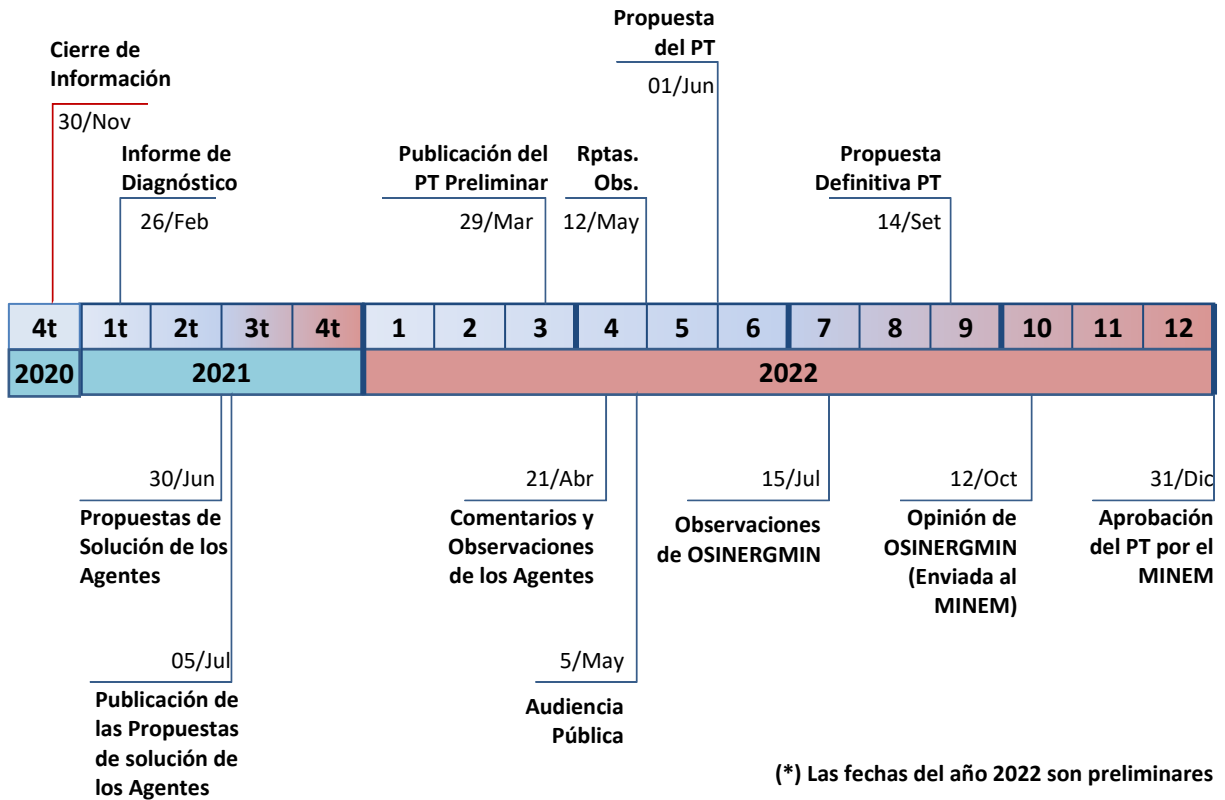


Figura 1.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.

1.2 Información Utilizada

La información base utilizada para la elaboración del presente ID ha sido obtenida mediante campañas de levantamiento de información entre los agentes, organismos y promotores del sector en los ámbitos de demanda, proyectos de generación, transmisión y sub-transmisión para distribución, y de los proyectos vinculantes de Planes de Transmisión (PT) y Planes de Inversión de Transmisión (PIT) aprobados. Cumpliendo con lo establecido en el Artículo 7 de la Norma, se considera que la información obtenida en la campaña de levantamiento de información para la elaboración del ID ha sido suficiente para el nivel de detalle establecido en la metodología de la Norma.

En cuanto a las proyecciones de la demanda del SEIN, estas se han basado en las proyecciones del crecimiento del PBI del Perú ¹ en el horizonte de estudio, la misma que contempla cinco escenarios. Las proyecciones de demanda han sido desarrolladas utilizando un modelo econométrico y complementadas con la información de proyectos de demanda proporcionada por los agentes.

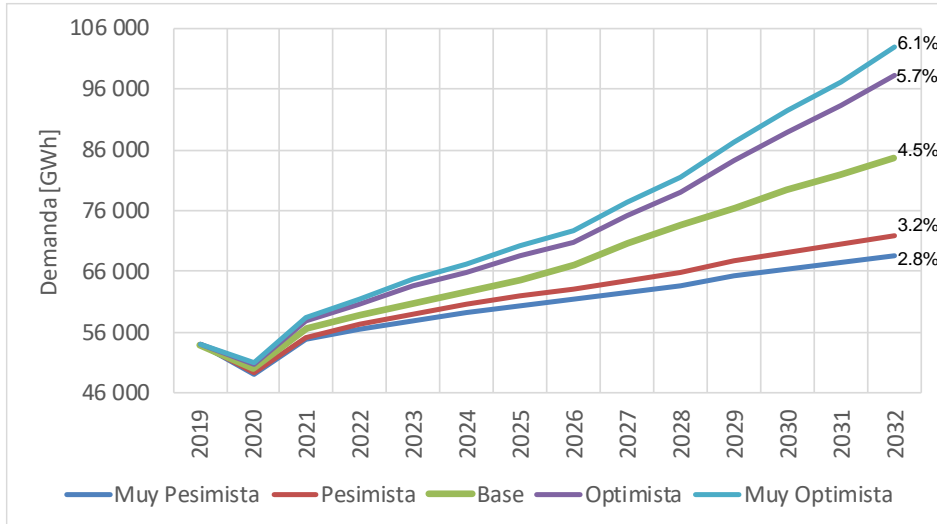


Figura 1.2 Escenarios de las proyecciones de demanda en energía [GWh].

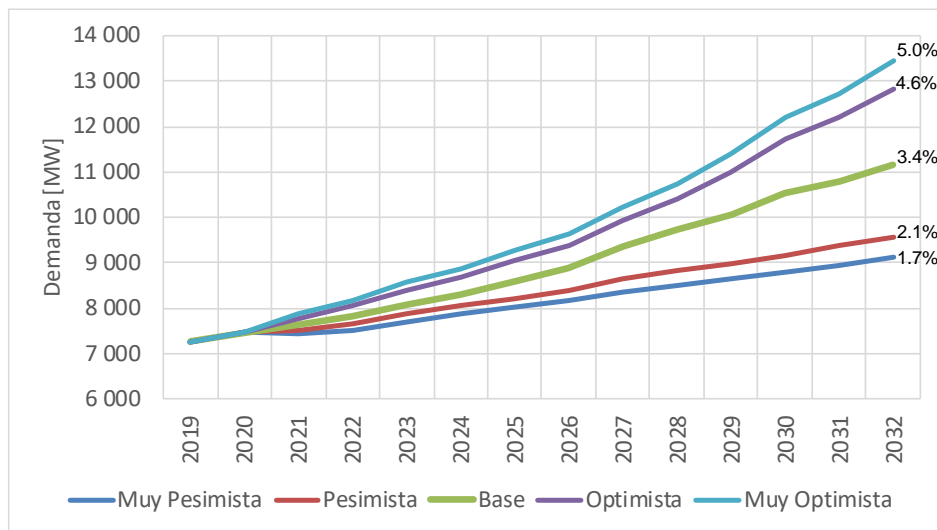


Figura 1.3 Escenarios de las proyecciones de demanda en potencia máxima [MW].

Respecto a las proyecciones de demanda para proyectos ITC, éstas han sido determinadas tomando como insumos las proyecciones de demanda de las empresas distribidoras y de transmisión de las Áreas de Demanda involucradas, aplicando la metodología indicada en la Norma (determinístico).

¹ Proyección del PBI en el horizonte 2020-2032 elaborado para el COES. Apoyo Consultoría SAC, octubre 2020.

En la proyección de la demanda no se han considerado la inclusión de la electromovilidad, ni la inclusión de la generación distribuida; dado que éstas no se encuentran aún reguladas y su desarrollo es todavía incipiente.

La oferta de generación y transmisión considera los proyectos en ejecución y comprometidos, en estudio y los declarados por las empresas que se desarrollaran en el horizonte del presente estudio.

1.3 Criterios y Metodología

Los principales criterios y metodología para la elaboración del ID están indicados en la R.M. N° 129-2009-MEM/DM “Criterios y Metodología para la Norma Elaboración del Plan de Transmisión” (la Norma), del 7 de marzo de 2009 y modificado con la R.M. N° 051-2018-MEM/DM del 6 de febrero del 2018.

La Norma indica que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando que la demanda, la oferta, la hidrología y los precios de los combustibles son incertidumbres, con rangos de variación amplios pero acotados en cuanto en magnitud, en general, y en cuanto a ubicación, en el caso particular de la demanda y la oferta. En ese sentido, tanto para el ID como para el PT, se analiza el sistema de transmisión considerando un gran número de escenarios, que resultan de la combinación de diversas materializaciones de dichas incertidumbres.

En el presente estudio se analizan las congestiones y problemas operativos que presentarían el sistema de transmisión previsto para el periodo 2023-2032 en los escenarios indicados. Las congestiones son cuantificadas mediante las sobrecargas, las horas de congestión y energía no servida, como resultado de las simulaciones de la operación económica del SEIN en el modelo energético MODPLAN, y los problemas operativos de desempeño y confiabilidad se identifican mediante análisis eléctricos con DigSilent que contempla las sobrecargas, problemas de tensión y problemas de falta de estabilidad.

Los criterios y la metodología para la Planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión están establecidos en el numeral 11.4 y numeral 16.11 de la Norma vigente respectivamente.

1.4 Conclusiones del Diagnóstico

El diagnóstico contempla dos etapas:

- El corto plazo que abarca los cuatro primeros años del horizonte del estudio.
- El Largo Plazo que contempla los años restantes hasta el final del periodo.

En el corto plazo comprende el análisis de la operación económica y el análisis operativo del SEIN en el periodo 2023 – 2026. Este análisis se realiza empleando una metodología determinística, la cual considera una proyección de demanda (crecimiento medio), un programa de obras de generación definido por proyectos comprometidos y otros con alta probabilidad de ingresar en el periodo de estudio, así como el sistema de transmisión existente y previsto a ingresar en el periodo de estudio.

En el diagnóstico de largo plazo utiliza un enfoque basado en incertidumbres, siendo estas: la demanda, la oferta y la hidrología, considerando diversos escenarios de oferta – demanda posibles. Los años de corte analizados son: 2028 y 2032.

1.4.1 Principales conclusiones del diagnóstico de corto plazo (2023-2026)

El diagnóstico de corto plazo comprende la evaluación del desempeño energético y eléctrico del SEIN considerando la proyección de demanda base, la expansión de la generación y transmisión en ejecución y comprometidos en el período 2023 – 2026.

1.4.1.1 Conclusiones del análisis energético de corto plazo

- La tasa de crecimiento promedio anual de la máxima demanda del SEIN hasta el 2026 es de 2,9%, asimismo se estima que el incremento promedio anual de la máxima demanda sería de 240 MW (escenario de crecimiento medio de la demanda).
- No se presentan racionamientos ni congestiones importantes en el SEIN, durante el periodo de evaluación (2023-2026).
- La demanda del SEIN sería abastecida principalmente por las centrales hidroeléctricas y centrales térmicas a gas natural, con participaciones promedio de 55% y 40%, respectivamente, mientras que lo restante será cubierto con centrales RER.

1.4.1.2 Conclusiones del análisis eléctrico de corto plazo

Operación en estado normal

En todo el sistema, en operación normal, no se presentarían transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los Equipos Automáticos de Compensación Reactiva (EACR).

Operación en estado estacionario en contingencias

Zona Norte

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 500 kV Trujillo-La Niña, produciría colapso sistémico de la zona Norte (Trujillo, Chiclayo, Piura y Tumbes).
- Con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026, no se presentarían colapsos de tensión, transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia.

Zona Centro

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica, produciría colapso local de la zona de Ayacucho.

Zona Sur

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida del transformador de Montalvo 500/220 kV, produciría colapso de tensión sistémico de la zona Sur (Moquegua, Tacna, Puno) antes del ingreso de los proyectos vinculantes.
- Con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026, no se presentarían colapsos de tensión, ante salida del transformador de Montalvo 500/220 kV. Se solucionan parte de los problemas operativos de sobrecargas y transgresiones de tensión.

Cortocircuito

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentan niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.
- Cabe resaltar que en el año 2015 el COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA para las instalaciones de 220 kV de la zona de Lima Metropolitana. No obstante, a la fecha aún se tienen equipos con capacidad de ruptura de 31,5 kA.

Retrasos de proyectos de transmisión troncal aprobados:

Proyecto de LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya

El retraso del proyecto Enlace de 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya originaría que el sistema Sur-Este del SEIN presente:

- Debilidad y baja confiabilidad.
- Márgenes de carga restringidos por sobrecarga de líneas de 138 kV y tensiones bajas en 138 kV.
- Perjudica el ingreso de proyectos de generación y carga que se conectarían en las barras del proyecto.
- Impiden el retiro de las líneas de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (L-1001) y Quencoro-Machupicchu (L-1002), por razones ambientales solicitado por el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP), debido a que estas líneas atraviesan el área protegida del Santuario Histórico de Machupicchu.

Otros Proyectos

Se cuenta además con retrasos menores de otros proyectos, listados en la siguiente tabla, de los planes PT 2015-2024 y PT 2019-2028, los cuales aún no inician su construcción encontrándose adjudicados o en proceso de adjudicación.

PLAN	PROYECTO
PT 2015_2024	Cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo y subestaciones asociadas
PT 2015_2024	Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV (nuevo proyecto reformulado PT2018)
PT 2015_2024	S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas

Tabla 1.1 Lista de proyectos con retrasos

1.4.2 Conclusiones del diagnóstico de largo plazo (2028-2032)

El diagnóstico de largo plazo comprende la evaluación del desempeño energético y eléctrico del SEIN considerando la transmisión existente y la inclusión de los proyectos de los planes vinculantes de los PT y PIT aprobados, bajo diversos escenarios (futuros) de demanda, de oferta de generación, precios de energéticos, y otros, para el año final del horizonte de estudio (2032).

1.4.2.1 Conclusiones del análisis energético de largo plazo

En el año 2028 se presentarían congestiones para algunos escenarios de demanda y generación, con Demanda Optimista Norte-Sur y Medio en el Centro, Demanda Base Escenario Medio en todo el SEIN, Demanda Optimista Centro: Medio en el Norte-Sur y Optimista en el Centro, Demanda Pesimista: Muy Pesimista, en el Sur Medio.

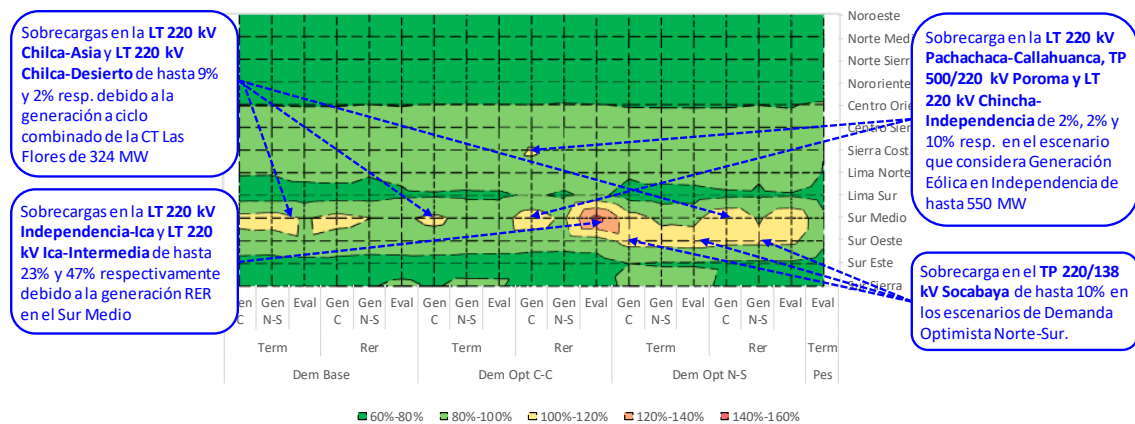


Figura 1.4 Máximo nivel de carga en las líneas por partes del SEIN, año 2028.

Para el 2028 no se evidencia problemas mayores en el sistema.

En el año 2032 se presentarían congestiones en todos los escenarios de demanda y generación. Los escenarios de demanda son los siguientes, Demanda Optimista Norte-Sur: Optimista Norte-Sur y Medio en el Centro, Demanda Base Escenario Medio en todo el SEIN, Demanda Optimista Centro: Medio en el Norte-Sur y Optimista en el Centro, Demanda Pesimista: Muy Pesimista.

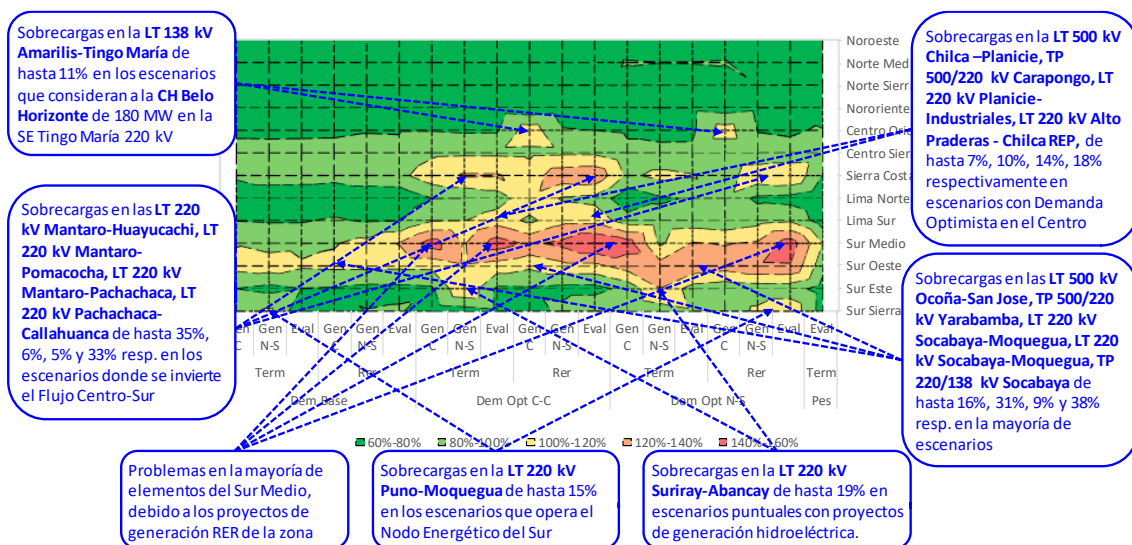


Figura 1.5 Máximo nivel de carga en las líneas por partes del SEIN, año 2032.

- En el largo plazo (2032) se presentarían congestiones en líneas de 220 kV en los escenarios de alta penetración renovable en el Sur Medio. Sin embargo, con el ingreso del Proyecto COYA-YANA la línea de 220 kV Ica-Marcona o Ica-Nasca Nueva², podría operar indistintamente abierta o cerrada a fin de evitar las sobrecargas que se pudieran presentar en este eje de 220 kV Chilca-Independencia – Ica - Marcona.

1.4.2.2 Conclusiones del análisis eléctrico de largo plazo

El escenario analizado es el de mayor certidumbre, que considera la proyección demanda media y con plan de obras de generación de mayor grado de maduración.

Operación en estado estacionario en condiciones normales

En todo el Sistema no se presentarían transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR considerando las medidas operativas recomendadas.

Operación en estado estacionario en contingencias

Zona Norte

- No se presentarían contingencias severas.

Zona Centro

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica, produciría colapso local de la zona de Ayacucho.

² De acuerdo con los resultados del informe técnico COES/DP/SPL-06-2018 “Evaluación de la Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur para el Periodo 2019-2024”, elaborado en 2018.

- Se observan sobrecargas de las líneas de 500 kV Chilca-Carapongo y Chilca-La Planicie, por salidas entre ellas.

Zona Sur

- No se presentarían contingencias severas.

Corto circuito

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentarían niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.

Márgenes de carga y estabilidad de tensión

- En la condición de operación normal y en contingencias se observan márgenes de carga positivos, que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo.

Estabilidad transitoria

- En la zona Norte, Centro y Sur, las fallas trifásicas con salida de línea son estables, no se produciría pérdidas de sincronismo de las centrales del SEIN.

1.4.3 Conclusiones del diagnóstico de las ITC

La planificación de las ITC comprende todas las Áreas de Demanda (AD) del SEIN

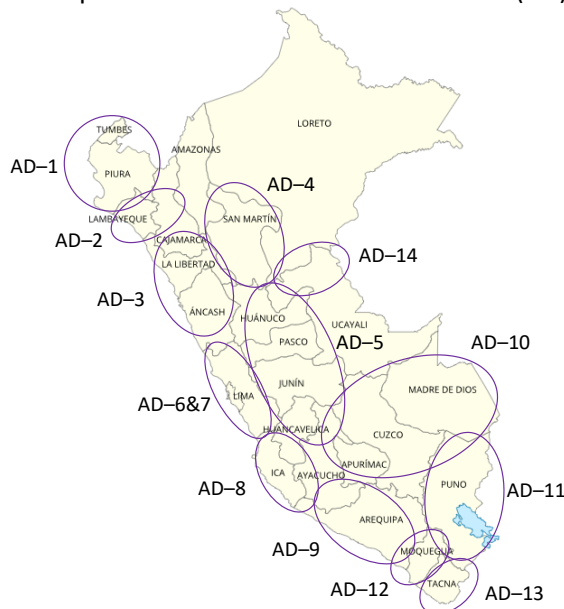


Figura 1.6 Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda

Los problemas más críticos encontrados en el análisis del diagnóstico de las ITC son las siguientes:

- a) En el Área de Demanda 10 (Cusco - Puerto Maldonado)
 - Ciudad del Cusco: el análisis realizado para el año intermedio 2028 y el final del horizonte 2032 contempla que se encuentre en servicio el proyecto de LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya, proyecto aprobado en el primer Plan de Transmisión 2011-2020; sin embargo, la ejecución de este proyecto “se encuentra paralizado desde el año 2016”, con “Avance 0%”³.
 - Considerando que el proyecto de la zona de ciudad del Cusco LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya se pone en servicio hasta el año intermedio 2028, no habría problemas de suficiencia, capacidad y confiabilidad en el suministro primario a la ciudad de Cusco.
 - Sin embargo, considerando que el retraso de ejecución del proyecto LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya se mantienen en el horizonte del estudio se observan que llegaría al límite de capacidad y confiabilidad de suministro para el año final 2032, debido a que a los actuales puntos de suministro primario en 138 kV estarían al límite.

³ SUPERVISIÓN DE CONTRATOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, OSINERGMIN, División de Supervisión de Electricidad, Diciembre 2020

b) En el Área de Demanda 9 (Arequipa):

- Ciudad de Arequipa: Se ha encontrado insuficiencia de capacidad de transformación en la SE Socabaya 220/138 kV a partir del año 2028 y en la SE Chilina en todo el periodo de análisis. En cuanto a confiabilidad de líneas de transmisión en 138 kV para suministro primario que atiende la demanda la ciudad, se presentarían deficiencias todo el periodo de análisis [2023-2032], afectando a un 34% de la carga total de la ciudad para el año 2023, un 40% para el año 2028 y un 45% para el año horizonte (2032).

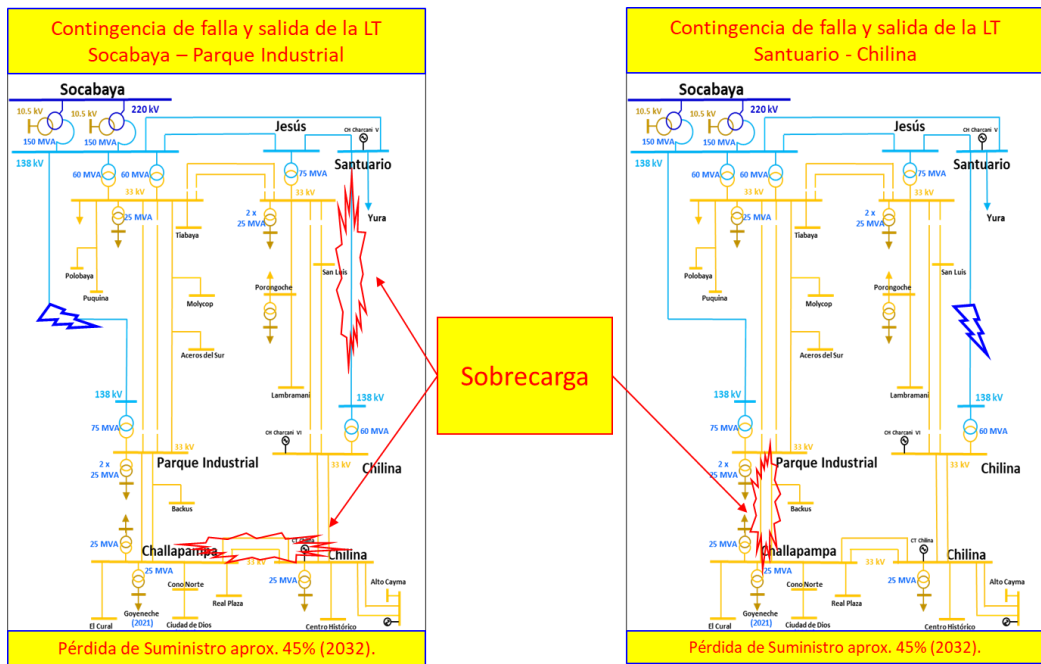


Figura 1.7 Identificación de sobrecarga de Líneas de 138kV y 33kV ante eventos de contingencia

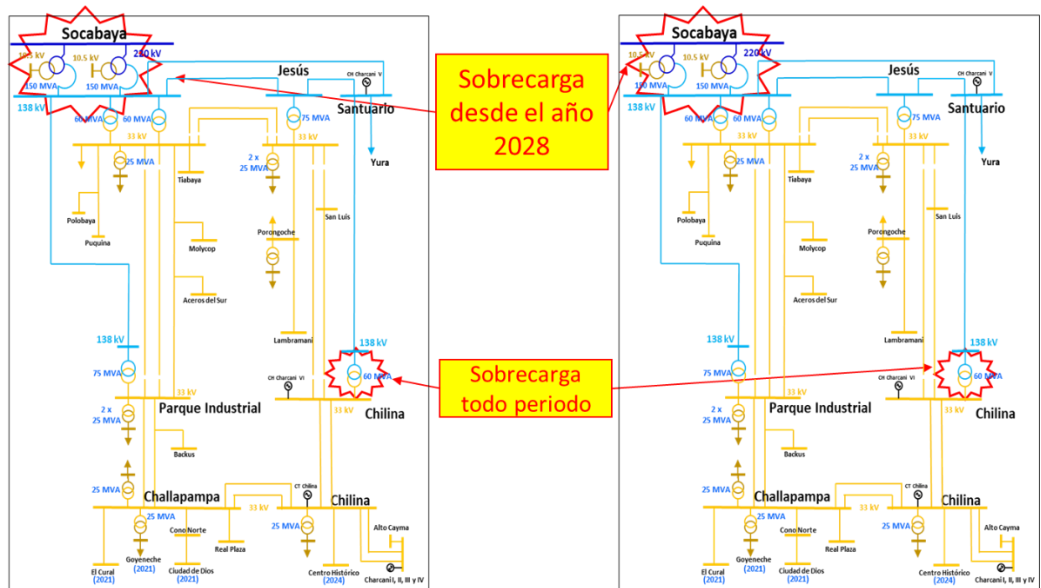


Figura 1.8 Identificación de sobrecarga de transformadores en el Sistema Eléctrico Arequipa

- Ciudades de Mollendo/Matarani y Camaná/Ocoña: Se ha encontrado insuficiencia severa de capacidad de suministro confiable a las ciudades de Mollendo/Matarani (desde el año 2026) y Camaná/Ocoña (desde el año 2028) alimentados desde un sistema de 138 kV, conformado por líneas radiales de simple circuito sin redundancia, que parte desde la SE Cerro Verde en Arequipa y pasan por las subestaciones de Repartición, Mollendo, Majes y Camaná, por lo que la pérdida de alguna de estas líneas ocasionaría la pérdida total de la carga de estas ciudades. La condición más desfavorable para los dos (02) sistemas mencionados se presentaría a partir del año 2023, con la pérdida del enlace Cerro Verde – Repartición, debido a la insuficiencia de capacidad de suministro. En la siguiente figura se muestra la zona de influencia y el impacto que tendría la falta de confiabilidad.

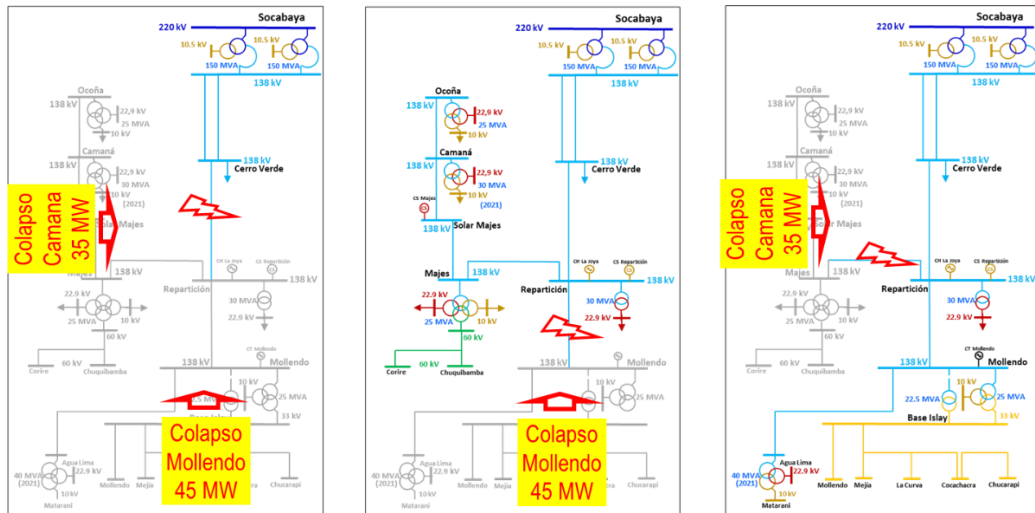


Figura 1.9 Zona de Influencia de la Línea 138kV Cerro Verde, Repartición, Mollendo, Majes y Camaná

- c) En el Área de Demanda 5 (Huánuco – Pasco – Junín – Ayacucho – Huancavelica):
- Ciudad de Ayacucho: El suministro de la ciudad de Ayacucho/Huanta y las zonas aledañas, se alimentaba desde la línea de 66 kV de 136 km, Mantaro – Cobriza - Huanta – Ayacucho. En el año 2018 como proyecto del PIT, se puso en operación la línea 220 kV Huancavelica (Friaspata) – Ayacucho (Mollepata) en paralelo a la línea en 66 kV Mantaro-Ayacucho ampliando la capacidad de la zona; sin embargo, en todo el período de análisis [2023-2032] la pérdida de la línea Friaspata –Mollepata ocasionaría el colapso total de la zona debido a la insuficiencia del sistema de 66 kV. Por lo anterior se concluye que la zona Ayacucho/Huanta no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de evaluación. En la siguiente figura se muestra la zona de influencia y el impacto que tendría la contingencia antes señalada en el 2032.

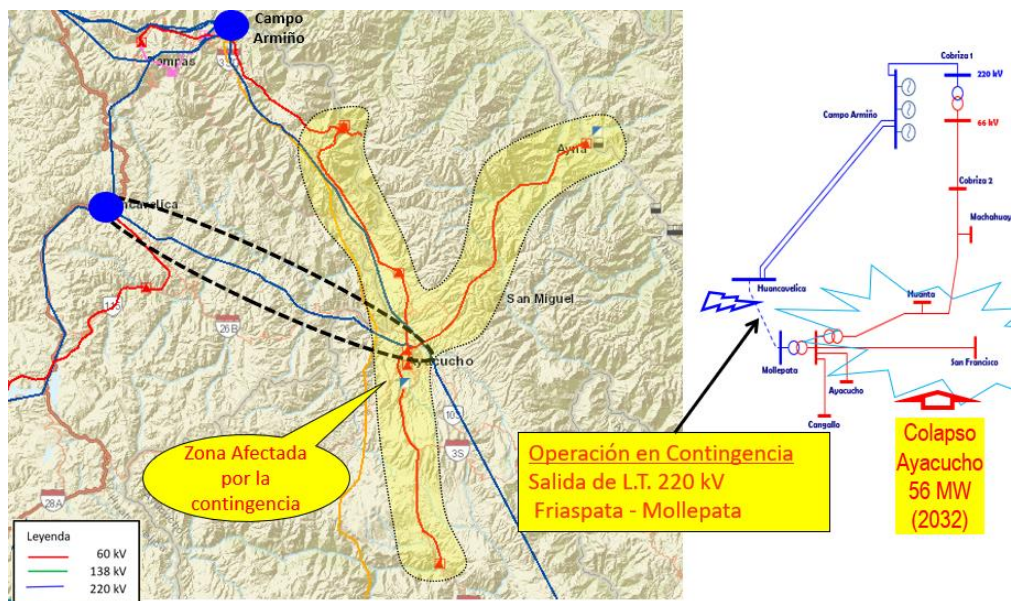


Figura 1.10 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona de Ayacucho.

d) En el Área de Demanda 3 (La Libertad – Ancash)

- Ciudad de Huaraz: El suministro de la ciudad de Huaraz y a la zona del Callejón del Huaylas se alimenta principalmente mediante una línea de 138 kV Huallanca – Huaraz en paralelo a una línea de 66 kV. En todo el periodo de análisis [2023-2032] se observa que ante la pérdida de la línea 138 kV Huallanca – Huaraz se presentaría colapso, debido a la insuficiencia del sistema de 66 kV. Por lo anterior, se concluye que la zona de Huaraz no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de evaluación. En la siguiente figura se muestra la zona de influencia y el impacto que tendría la contingencia antes señalada en el 2032.

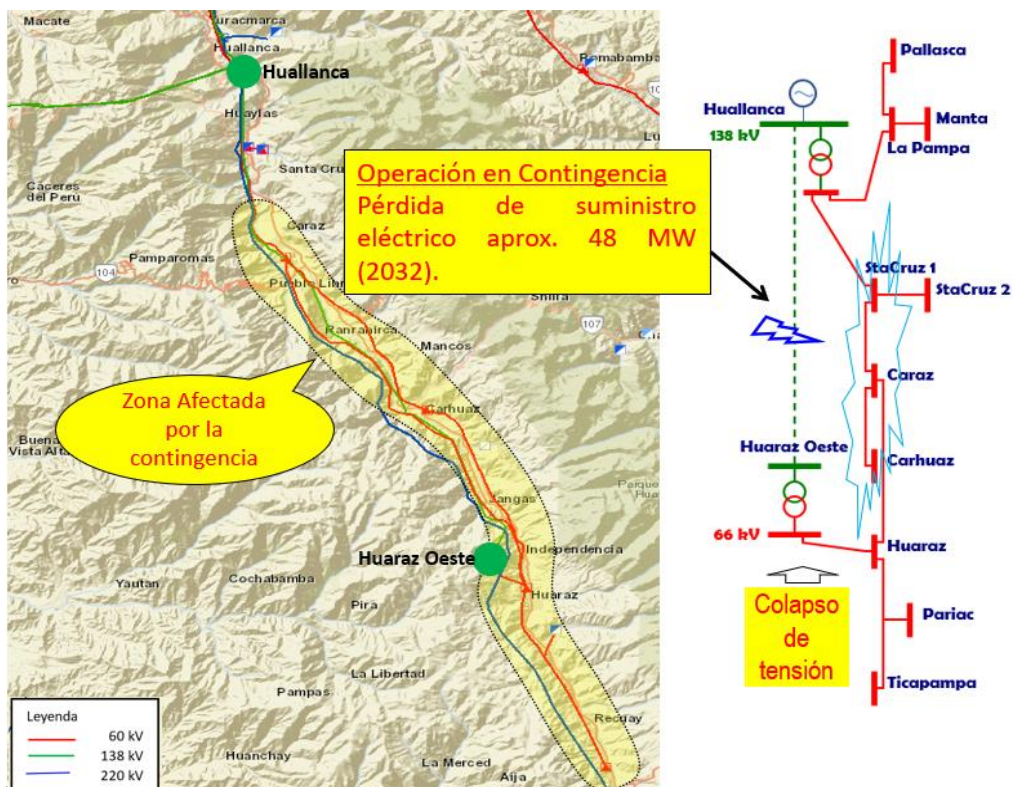


Figura 1.11 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona Callejón de Huaylas.

- Ciudad de Trujillo: En todo el periodo de análisis [2023-2032] el sistema la red en anillo 138 kV del sistema eléctrico Trujillo no cuenta con suficiente redundancia para condiciones de N-1, y para el año 2032 no contaría con suficiente capacidad para atender el crecimiento de la demanda. Por lo tanto, Trujillo no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de evaluación. En la siguiente figura se muestra el recorrido de la red anillada en 138 kV y el impacto que se tendría en la ciudad de Trujillo ante contingencia de un tramo de la red 138 kV.

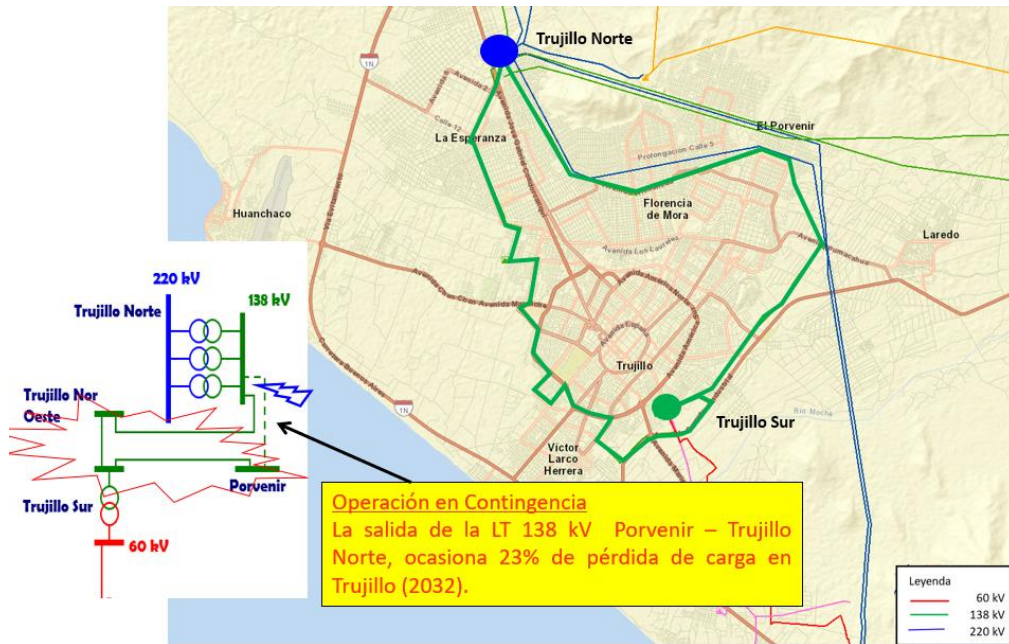


Figura 1.12 Red de subtransmisión de la ciudad de Trujillo.

e) En el Área de Demanda 14 (Ucayali: Aguaytía – Pucallpa)

Ciudad de Pucallpa: El suministro de la ciudad de Pucallpa (Sistema Eléctrico Campo Verde – Pucallpa) se alimenta principalmente con dos líneas en 138 kV desde la subestación Aguaytía. En el horizonte de largo plazo este esquema no es suficiente en capacidad y en confiabilidad.

f) En el Área de Demanda 6 y 7 (Lima)

Desempeño de la operación por tensión:

El desempeño de la operación eléctrica en condiciones normales de las redes de subtransmisión de Lima tiene una gran dependencia de la operación de generación local (CT Ventanilla, CT Santa Rosa), debido a que sirven de soporte de tensión y reducción de los flujos en las redes de la zona. Sin embargo, cuando estas no despachen por “orden de mérito” van a ocasionar un impacto negativo en el desempeño de la transmisión, por lo que de ser el caso, obligaría a un despacho económico forzado lo que distorsionaría la operación óptima del sistema. Por lo anterior, la red debería planificarse para no ser dependiente de la generación local, esto es sobre todo cuando nueva generación de bajo costo reemplace a la generación local.

Por lo anterior se ha considerado dos casos del desempeño de la transmisión en Lima con y sin la generación local:

- Caso Base - con generación local
 - Caso de Sensibilidad - sin generación local
- i. Caso Base - con generación local: el resumen de los resultados en operación normal del desempeño de tensión de la subtransmisión en Lima con generación local se muestra en la siguiente tabla:

Barra	Vn (kV)	LARGO PLAZO			
		2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
2. Lima Norte					
BARSI 220A	220	0.962	0.963	0.955	0.962
CAJAMARQUILLA 220A	220	0.995	0.996	0.996	0.998
CHAVARRIA 220A	220	0.973	0.974	0.967	0.973
MALVINAS220A	220	0.961	0.962	0.953	0.961
MIRADOR 220A	220	0.975	0.976	0.966	0.975
VENTANILLA 220A	220	0.979	0.980	0.973	0.979
ZAPALLAL 220A	220	0.989	0.989	0.981	0.988
3. Lima Norte & Lima Sur					
SANTA ROSA 220A	220	0.989	0.992	0.997	0.993
4. Lima Sur					
BALNEARIOS 220A	220	0.966	0.965	0.966	0.972
INDUSTRIALES 220A	220	0.991	0.994	1.001	0.995
PACHACUTEC 220A	220	1.004	1.007	1.018	1.009
SAN JUAN 220A	220	0.976	0.976	0.978	0.984
SAN LUIS220A	220	0.990	0.993	1.000	0.994

Tabla 1.2 Tabla Resultados de tensiones del Caso Base - con generación local en Lima

De estos resultados, no se observan problemas de tensión en el sistema de subtransmisión de Lima en todo el horizonte de la evaluación.

- ii. Caso de sensibilidad - sin generación local: el resumen de los resultados en operación normal del desempeño de tensión de la subtransmisión en Lima sin generación local se muestra en la siguiente tabla:

Barra	Vo (kV)	LARGO PLAZO							
		2028				2032			
		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje	
max	med	max	med	max	med	max	med		
2. Lima Norte									
BARSI 220A	216	0.97	0.97	0.97	0.98				
CAJAMARQUILLA 220A	215	1.02	1.01	1.02	1.02				
CHAVARRIA 220A	216	0.98	0.98	0.98	0.99				
LA PLANICIE 220A	220	1.02	1.02	1.03	1.03				
MALVINAS220A	220	0.95	0.95	0.95	0.96				
MIRADOR 220A	220	0.96	0.97	0.97	0.98				
VENTANILLA 220A	217	0.98	0.98	0.98	0.99				
3. Lima Norte & Lima Sur									
SANTA ROSA 220A	216	1.02	1.02	1.03	1.03				
4. Lima Sur									
BALNEARIOS 220A	214	0.99	0.98	0.99	1.00				
PACHACUTEC 220A	220	1.03	1.03	1.03	1.04				
SAN JUAN 220A	214	1.00	1.00	1.00	1.01				
SAN LUIS220A	220	1.01	1.00	1.01	1.02				

Tabla 1.3 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima

De estos resultados, no se observan problemas de tensión relevantes en el sistema de subtransmisión de Lima para el año intermedio (2028), pero si para el año final del horizonte (2032), donde se presentaría una situación crítica de colapso de tensión.

En la siguiente Figura se ilustra el problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión y su impacto en la tensión de operación.

Sin problemas de tensión

Con problemas de tensión

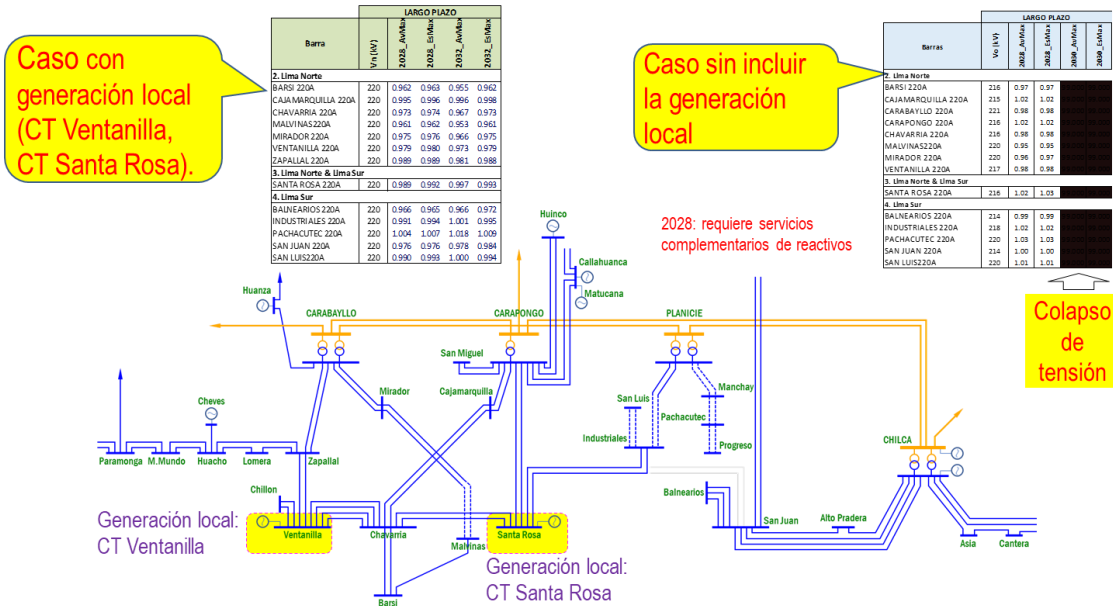


Figura 1.13 Problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión en Lima Metropolitana.

Desempeño de la operación por confiabilidad:

A partir del año 2026 se ha identificado problemas de confiabilidad de suministro en dos zonas de Lima:

- Sistema de Lima Norte - eje Carapongo – Cajamarquilla – Chavarría
 Se ha observado que el suministro a la subestación de Chavarría, la más grande la zona de Lima, resultaría afectada de manera crítica ante la salida de un circuito de la línea Carapongo - Cajamarquilla a partir del año 2026, y además para el 2032 la salida de un circuito de la línea Cajamarquilla – Chavarría, siendo esta una contingencia severa.
- Sistema de Lima Sur - eje Planicie – Industriales
 Se ha observado que el suministro a la subestación Industriales y San Luis de la zona Sur de Lima resultarían afectadas ante la salida de un circuito de la línea Planicie – Industriales para el año 2032.

En la siguiente Figura se ilustra el desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana para los años 2028 y 2032.

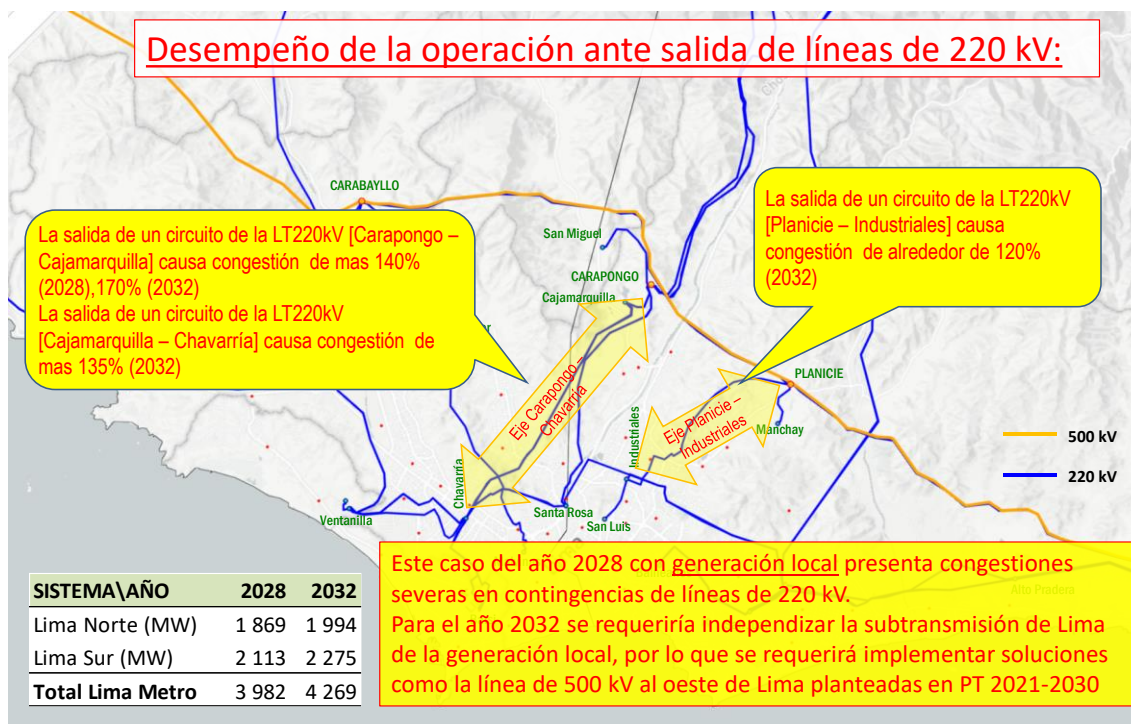


Figura 1.14 Desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana.

- g) El Área de Demanda 1 (Piura – Tumbes),
 - Ciudad de Sullana: El suministro de la ciudad de Sullana se alimenta principalmente con líneas en 60 kV, por lo que para el año intermedio (2028) no sería confiable y para el año horizonte (2032) no sería suficiente en capacidad y confiabilidad.
- h) En el Área de Demanda 2 (Lambayeque – Cajamarca Norte),
 - Zona de Tierras Nuevas: El suministro de la zona de Tierras Nuevas y Pampa Pañalá no cumpliría con el criterio de redundancia, dado que su demanda superaría los 30 MW para en el año 2026.
- i) En el Área de Demanda 13 (Tacna),
 - Ciudad de Tacna: El suministro de la ciudad de Tacna no es confiable para el largo plazo (2032) debido a la sobrecarga en el transformador 220/60/10 kV de la SE Los Héroes, por lo que se generaría falta de capacidad para alimentar el sistema eléctrico Tacna.
- j) En el Área de Demanda 11 (Puno):
 - La ciudad de Juliaca presenta una extensión amplia de unos 30 Km entre extremos, cuya zona urbana es servida de un solo punto en 10 kV, con redes en que algunos circuitos son elevados en sus extremos a 22.9 kV. Adicionalmente en el futuro se ha proyectado una barra adicional. Esta condición se presenta desde ahora como una deficiencia crítica de capacidad, calidad y confiabilidad de suministro, y operación no económica, debido a la débil estructura de su sistema de subtransmisión y distribución. Se estima que la

demanda de la ciudad en media tensión alcanzaría a los valores de 47, 55 y 60 MW para los años de 2024, 2028 y 2032 respectivamente.

Los problemas antes mencionados no podrían identificarse sin el análisis de la distribución de Media Tensión, área que no está relacionado directamente con el alcance del ITC; sin embargo, se ha observado que a través de las ITC se podrían dar solución a estos problemas. En la siguiente figura se muestra la configuración de la red MT y su alcance para la atención de la demanda en la zona de Juliaca.

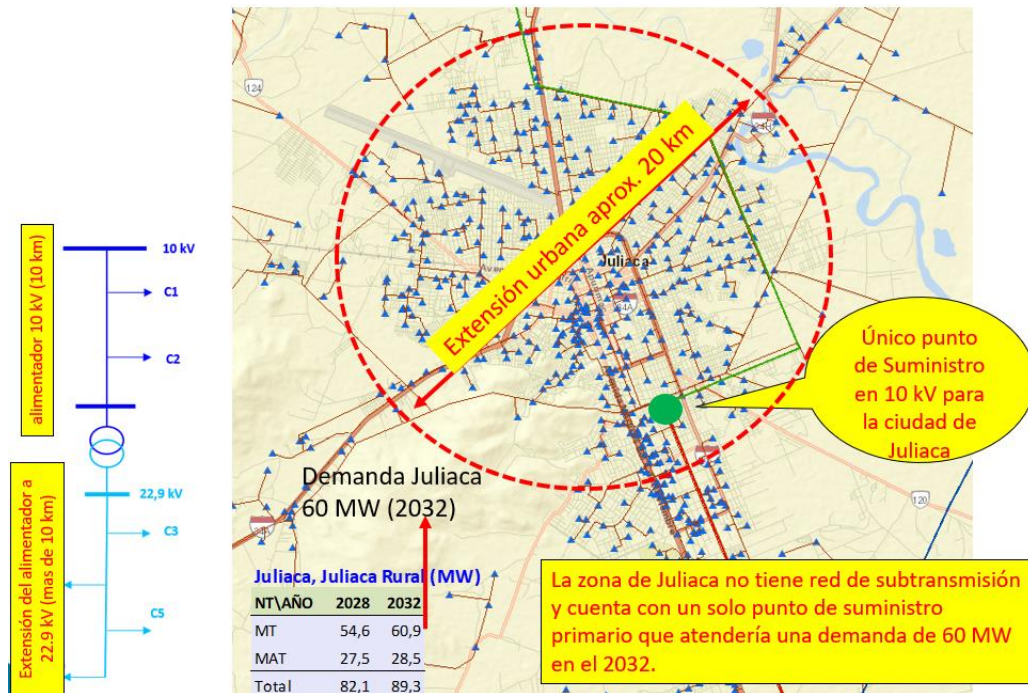


Figura 1.15 Configuración y Alcance de la red MT de la zona de Juliaca.

- Por otro lado, la zona que se está consolidando entre Juliaca y Puno, también se presenta cargas con cierta concentración como se aprecia en la siguiente figura. Dicha situación también ameritaría una evaluación a fin de mejorar el suministro primario a las redes de esta zona.

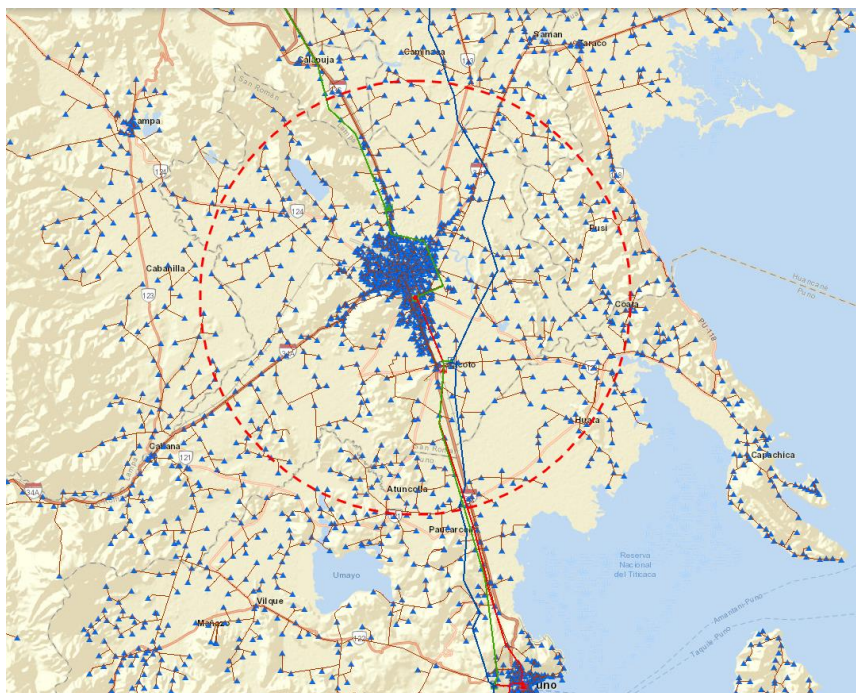


Figura 1.16 Redes de la zona de Juliaca.

k) En el Área de Demanda 8 (Ica),

- Ciudad de Pisco: En el largo plazo se observa falta de confiabilidad de suministro en las ciudades de Pisco y Paracas debido a que su principal fuente de suministro sería desde la futura subestación 220 kV El Angel.
- Ciudad de Ica: No contaría con un suministro confiable al final del horizonte de evaluación (2032), debido a que el suministro primario a 220 kV a la ciudad de Ica se alimenta de un solo punto.

l) Área de Demanda 4 (San Martín – Yurimaguas)

- Ciudad de Moyobamba: La ciudad de Moyobamba se alimenta con una línea de 138 kV (Belaunde Terry - Moyobamba), por lo que no cumpliría con el criterio de redundancia, dado que su demanda superaría los 30 MW para en el año 2028.

m) Área de Demanda 12 (Moquegua)

- Ciudad de Ilo: La ciudad de Ilo, para el horizonte de análisis, se estima que la demanda estará cercana a 30 MW, demanda mínima normativo para incrementar la confiabilidad con mayor redundancia.

1.5 Requerimiento de “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el largo plazo

Se define como Generación Eficiente (GE) a la disponibilidad de electricidad a partir de fuentes de generación renovables y no renovables de bajo costo operativo, es decir, se excluye a la generación eléctrica en base a combustibles líquidos.

Actualmente se cuenta con una oferta de Generación Eficiente definida solo hasta el año 2025, la cual está compuesta por proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución debido a que cuentan con contratos de suministro de energía, con autorización o concesión definitiva de generación y que presentan grados de avance acordes con sus compromisos contractuales. Esta cartera de proyectos comprometidos totaliza una capacidad instalada de 819 MW de Generación Eficiente hasta el año 2025.

Ante la probable falta de Generación Eficiente en el SEIN a partir del 2026, se ha evaluado y estimado su requerimiento para cubrir demanda del SEIN en el periodo 2026-2032. Este requerimiento de nueva oferta de Generación Eficiente podría provenir de fuentes de generación renovable y no renovable de bajo costo operativo, y complementariamente las interconexiones internacionales. En la siguiente figura se muestra las opciones de nueva oferta de generación:

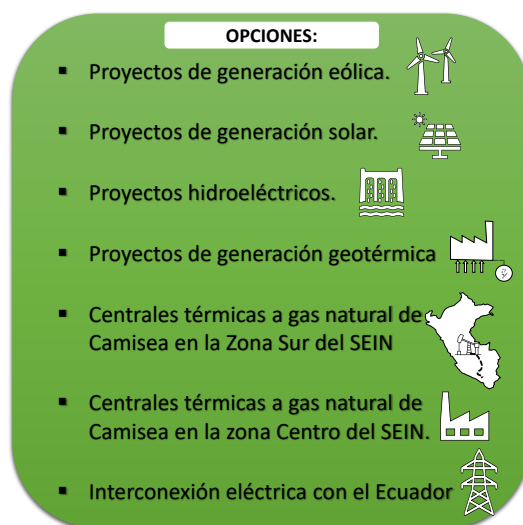


Figura 1.17 Opciones de Generación Eficiente en el SEIN

Se ha determinado el requerimiento de la Generación Eficiente para cada escenario de demanda (media, optimista y pesimista), considerando la operación económica solo con los proyectos de generación comprometidos hasta el 2025, con el cual se ha determinado el requerimiento de Generación Eficiente en el Sistema en cada escenario de demanda que podrían ser cubiertos con las opciones de nueva oferta de generación antes mencionadas.

Asimismo, cabe indicar que a partir del requerimiento de Generación Eficiente se estimó su equivalente en Potencia media (MW), el cual representa el mayor requerimiento de Generación Eficiente en cada año del periodo del análisis. Este mayor requerimiento que en general se produce en el periodo de estiaje, se muestra en las figuras de requerimiento de Generación

Eficiente, pero en las figuras de balance de Generación Eficiente con nueva generación; el cual se evalúa en el mes de máxima demanda anual, solo se muestra este requerimiento de forma indicativa para mostrar la necesidad en el periodo de estiaje.

Resultados obtenidos:

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras siguientes para los escenarios de demanda media, optimista y pesimista

- Escenario de demanda media:
 - Requerimiento de Generación Eficiente:

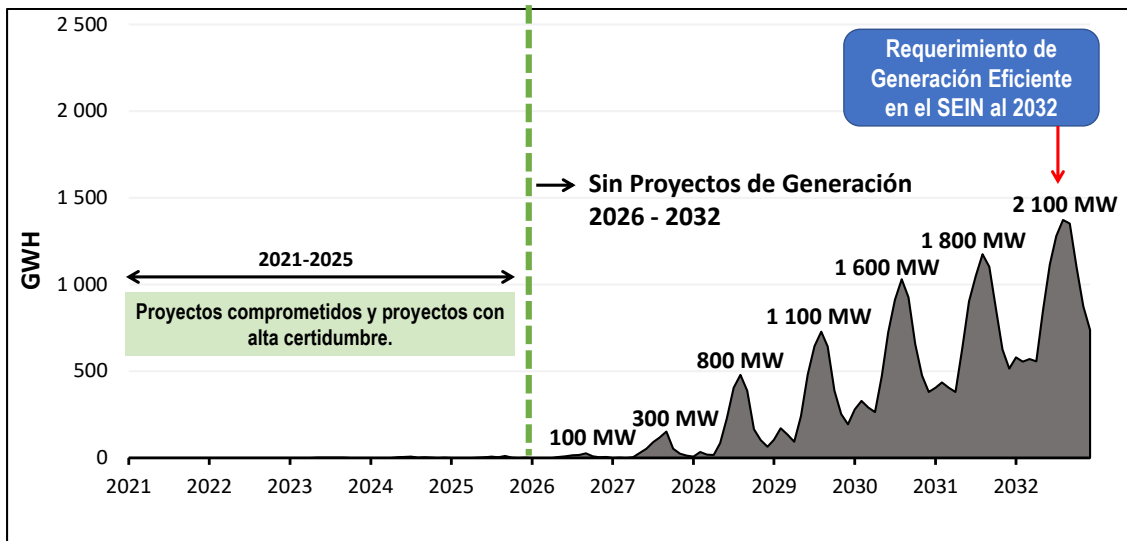


Figura 1.18. Requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN. Escenario de demanda media

- Balance de Generación Eficiente:

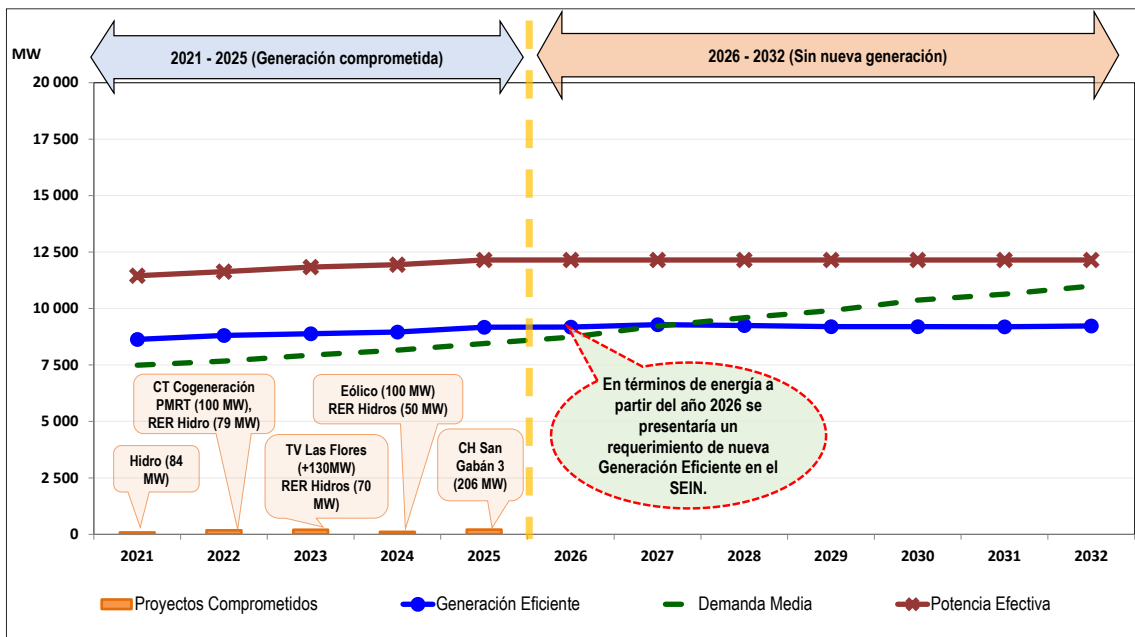


Figura 1.19 Balance de Generación Eficiente en el SEIN. Periodo 2021 – 2032. Escenario de demanda media

○ Balance oferta de Generación Eficiente con nueva generación

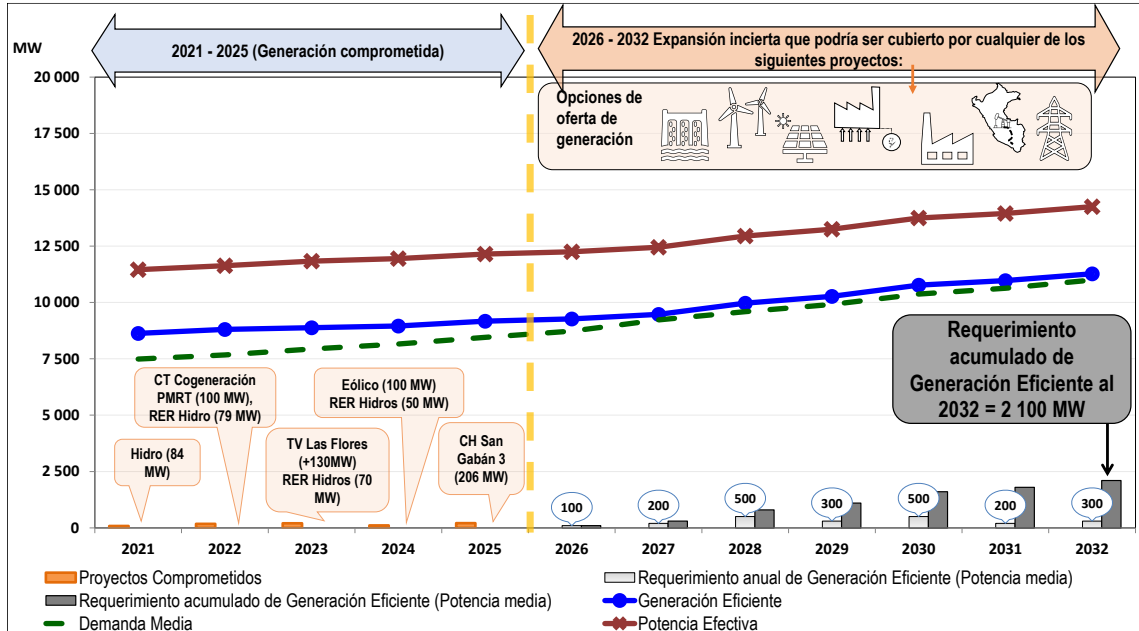


Figura 1.20 Balance oferta de Generación Eficiente (incluye el requerimiento de nueva generación) vs. máxima demanda anual del SEIN – Demanda Media

● Escenario de demanda optimista:

○ Requerimiento de Generación Eficiente:

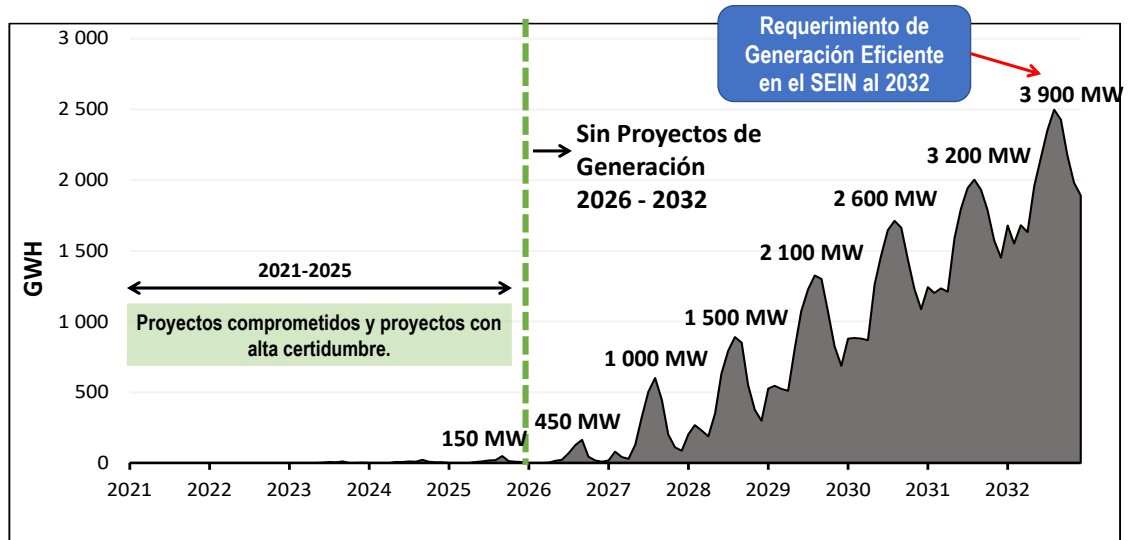


Figura 1.21 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Optimista

○ Balance de Generación Eficiente:

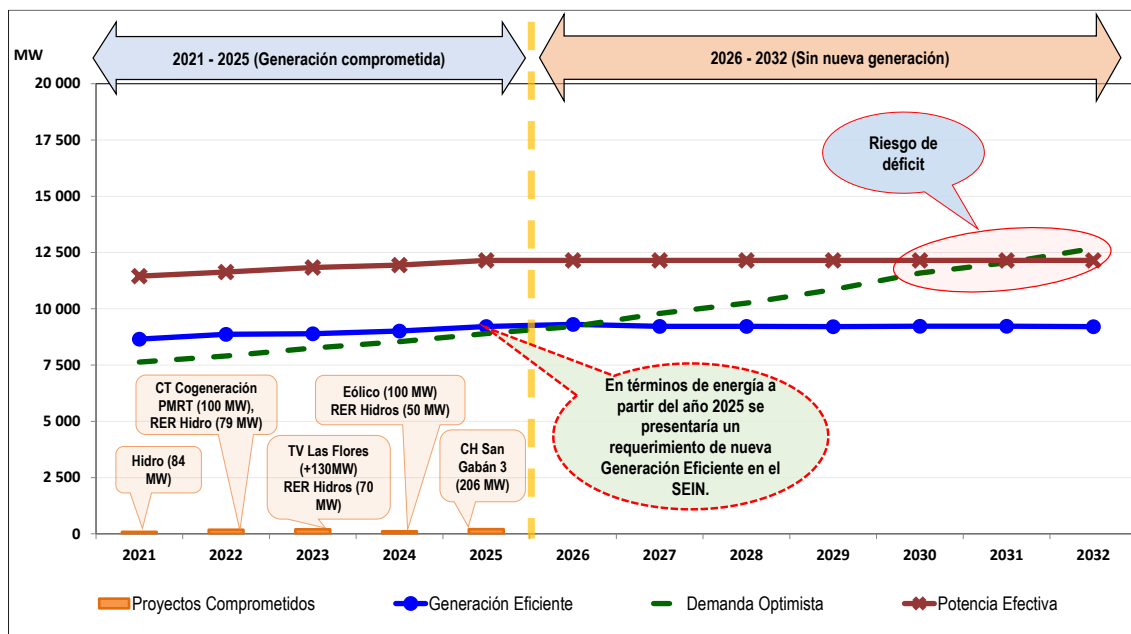


Figura 1.22 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista

○ Balance oferta de Generación Eficiente con nueva generación

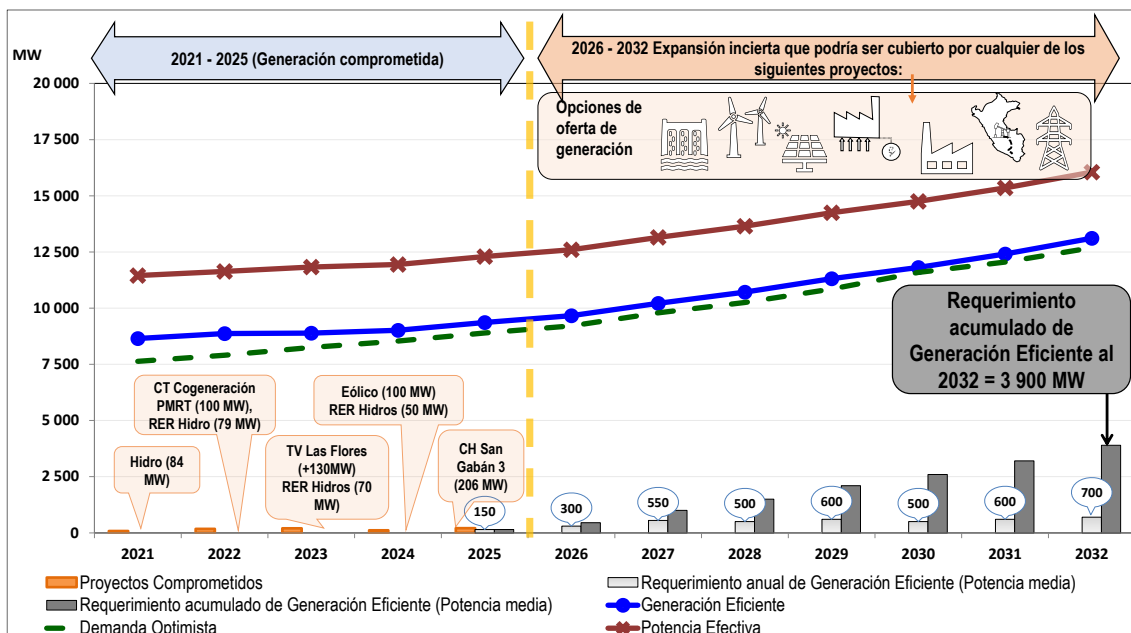


Figura 1.23 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista

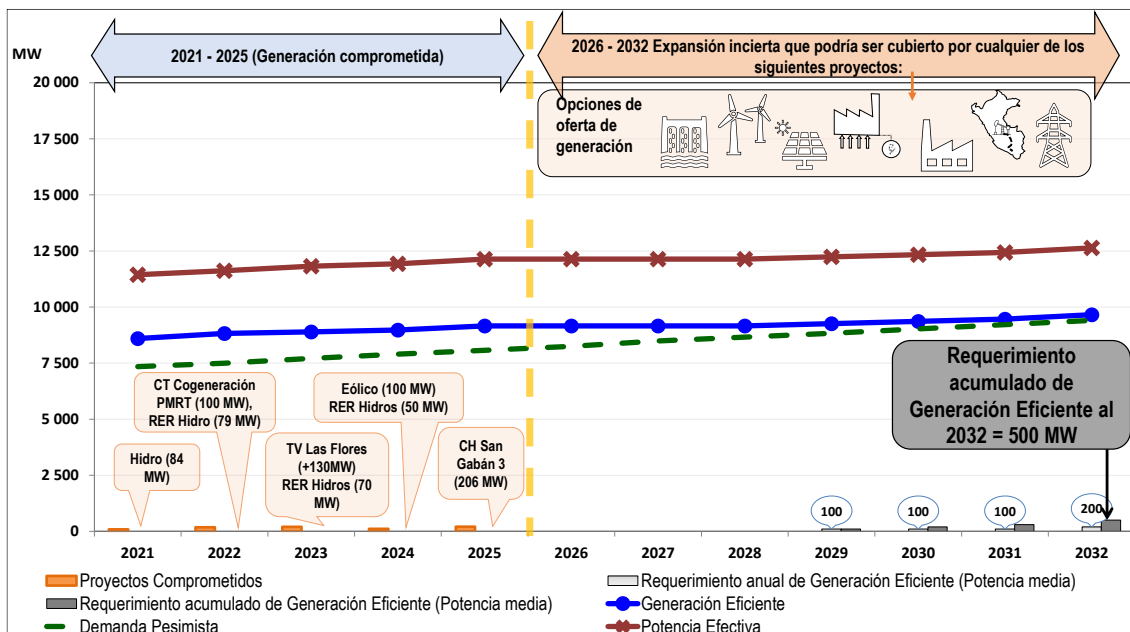


Figura 1.26 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista

Luego evaluar el requerimiento de Generación Eficiente en el escenario de demanda media, así como en los escenarios de demanda optimista y pesimista, se concluye:

- Para el escenario de demanda medio el requerimiento de generación para el año intermedio 2028 es de 800 MW para el año horizonte 2032 es de 2100 MW. Para el escenario de demanda optimista es de 1500 y 3900 MW. Para el escenario de demanda pesimista es de 0 y 500 MW.
- El requerimiento de nueva generación eficiente en el sistema podría ser cubiertos por proyectos de generación de cualquier tipo tecnologías como Energía Renovable: Solar, Eólica, Geotermia, Hidroeléctrica, Hidrógeno, etc. y Energía no renovable: Centrales térmicas a Gas Natural, entre otros.
- Todos los resultados presentados se estiman validos bajo la premisa que la expansión de la generación eficiente comprometida y de alta certidumbre hasta el 2025 se cumpla, así como los escenarios de demanda proyectados.

2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DIAGNÓSTICO

2.1 Base Legal

El proceso de elaboración del Plan de Transmisión se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas modificatorias:

- Ley N° 28832, "Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM, "Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES)".
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, "Reglamento de Transmisión".
- Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión".
- Resolución Ministerial N° 319-2008-MEM/DM, "Lineamientos para el Desarrollo Eficiente de la Transmisión".
- Decreto Supremo N° 012-2011-EM, "Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables".

2.2 Antecedentes

El Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Período 2023 - 2032 (Informe de Diagnóstico) es elaborado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), en cumplimiento del Artículo 16° del Reglamento de Transmisión (RT), y con el alcance indicado en el Artículo 8° de los "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión"⁴, en adelante la "Norma".

El ID se elabora cumpliendo con la Norma, aplicada en la formulación del Plan de Transmisión 2023 – 2032, por lo que se incluirá las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)⁵ para las todas las Áreas de Demanda (1 al 14) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), asignadas para ser desarrolladas en el proceso del presente PT.

⁴ Aprobada con R.M. N° 129-2009-MEM-DM del 7 de marzo del 2009, y que fue modificada con R.M. N° 051-2018-MEM/DM del 9 de febrero de 2018.

⁵ Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC): Son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN, y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones. (de la R.M. N° 051-2018-MEM/DM)

El Informe de Diagnóstico realiza análisis energéticos y eléctricos, para los periodos de corto plazo (2023 - 2026) y largo plazo (2028 – 2032), con la finalidad de detectar las restricciones o congestiones en el sistema de transmisión bajo distintas hipótesis de demanda, generación e hidrología. Las propuestas de solución a estas restricciones y congestiones serán analizadas y definidas en el estudio de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2023-2032, considerando entre ellas las propuestas de los agentes e interesados. En la Figura 2.1, se muestra el proceso que sigue al Informe de Diagnóstico, hasta la aprobación del Plan de Transmisión.

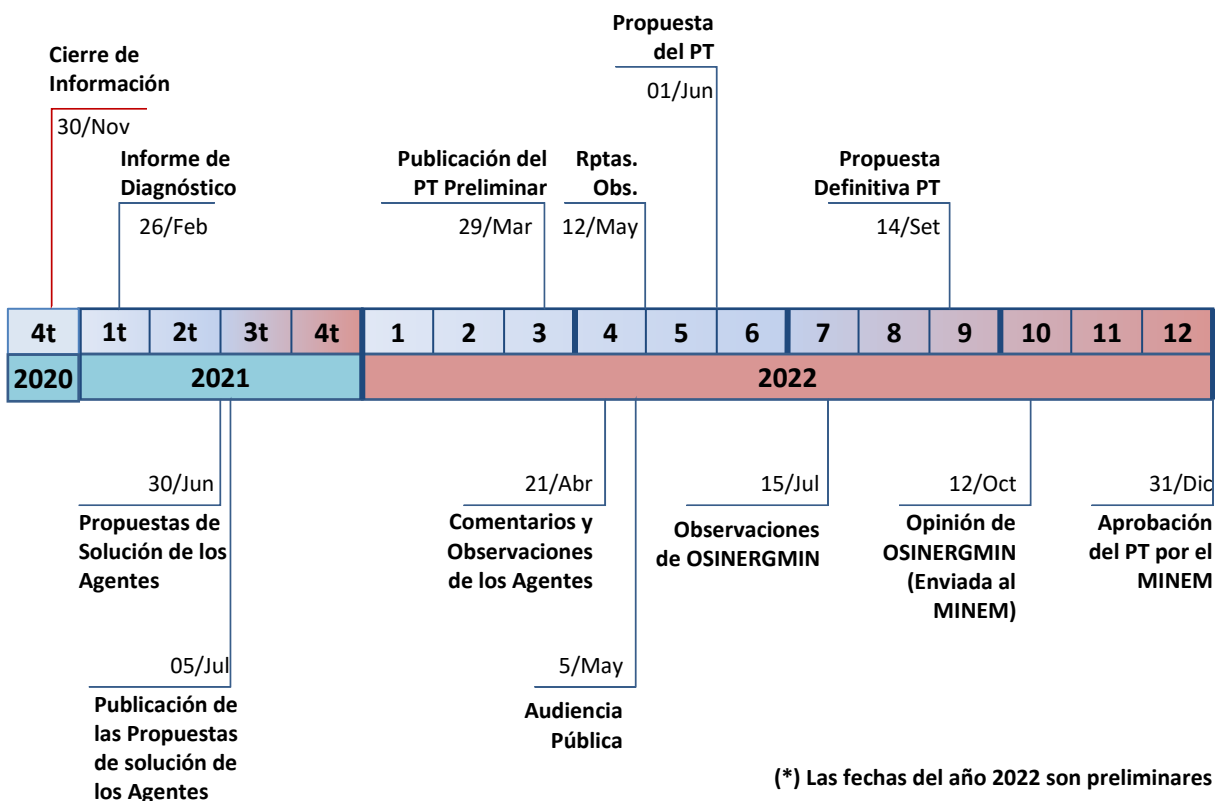


Figura 2.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.

La información base utilizada para la elaboración del presente ID ha sido obtenida mediante campañas de levantamiento de información entre los agentes, organismos y promotores del sector, en los ámbitos de demanda, proyectos de generación, transmisión y subtransmisión para distribución, y de los proyectos vinculantes de Planes de Transmisión (PT) y Planes de Inversión de Transmisión (PIT) aprobados, obteniendo como resultado la actualización de la evolución del mercado eléctrico conforme a las nuevas perspectivas de los agentes.

En ese sentido, este ID presenta modificaciones en las estimaciones de demanda y oferta, con respecto a los datos considerados en la última Actualización del Plan de Transmisión (2021 – 2030).

En cuanto a las proyecciones de la demanda del SEIN, bajo diferentes escenarios de crecimiento de, éstas han sido proyectadas utilizando un modelo econométrico y complementadas con la información de proyectos de demanda proporcionada por los agentes, obteniéndose que para el escenario de crecimiento medio se estima una Máxima Demanda de 11 147 MW para el año

2032, al año horizonte del estudio (con una tasa de crecimiento promedio de 3.4% anual) y de 9 743 MW para el horizonte intermedio vinculante (año 2028).

Respecto a las proyecciones de demanda de las Áreas de Demanda comprendidas en el presente Informe de Diagnóstico del PT 2023 – 2032, éstas han sido determinadas tomando como insumo las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras y de transmisión de las Áreas de Demanda involucradas, aplicando la metodología indicada en la Norma, para las proyecciones de demanda de las ITC.

La oferta de generación considera los proyectos en ejecución, con compromisos de construcción, que cuentan con concesiones definitivas o temporales, o que presentan avances en cuanto a estudios sobre su factibilidad. Esta información se ha obtenido de los agentes, del MINEM, y del OSINERGMIN.

Con relación al plan de obras de transmisión, éste considera los proyectos que están en construcción, concesionados o en proceso de licitación a la fecha, de los Proyectos Vinculantes de los PT y PIT aprobados, y de los planes de expansión de los agentes.

Por consiguiente, la identificación de las restricciones o congestiones en el sistema de transmisión que aborda el Informe de Diagnóstico se realiza considerando la expansión de transmisión contemplada en el Plan Vinculante del PT vigente, bajo las nuevas condiciones de demanda y oferta obtenidas en las campañas mencionadas.

2.3 Alcances

Los alcances del Informe de Diagnóstico son los mismos que los del Plan de Transmisión, los cuales según el Artículo 14 del Reglamento del Plan de Transmisión son:

- Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.
- Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.
- Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN.

Cabe mencionar que, de acuerdo con el Artículo 20 de la norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”⁶, el PT comprende todas aquellas instalaciones del SEIN descritas en los numerales 14.1, 14.2 y 14.3 del RT, considerando las ITC que resulten de la aplicación de los criterios y metodologías establecidos en dicha norma.

⁶ Modificación a la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM del 09.02.2018

Estos alcances se muestran de manera gráfica en la figura siguiente:

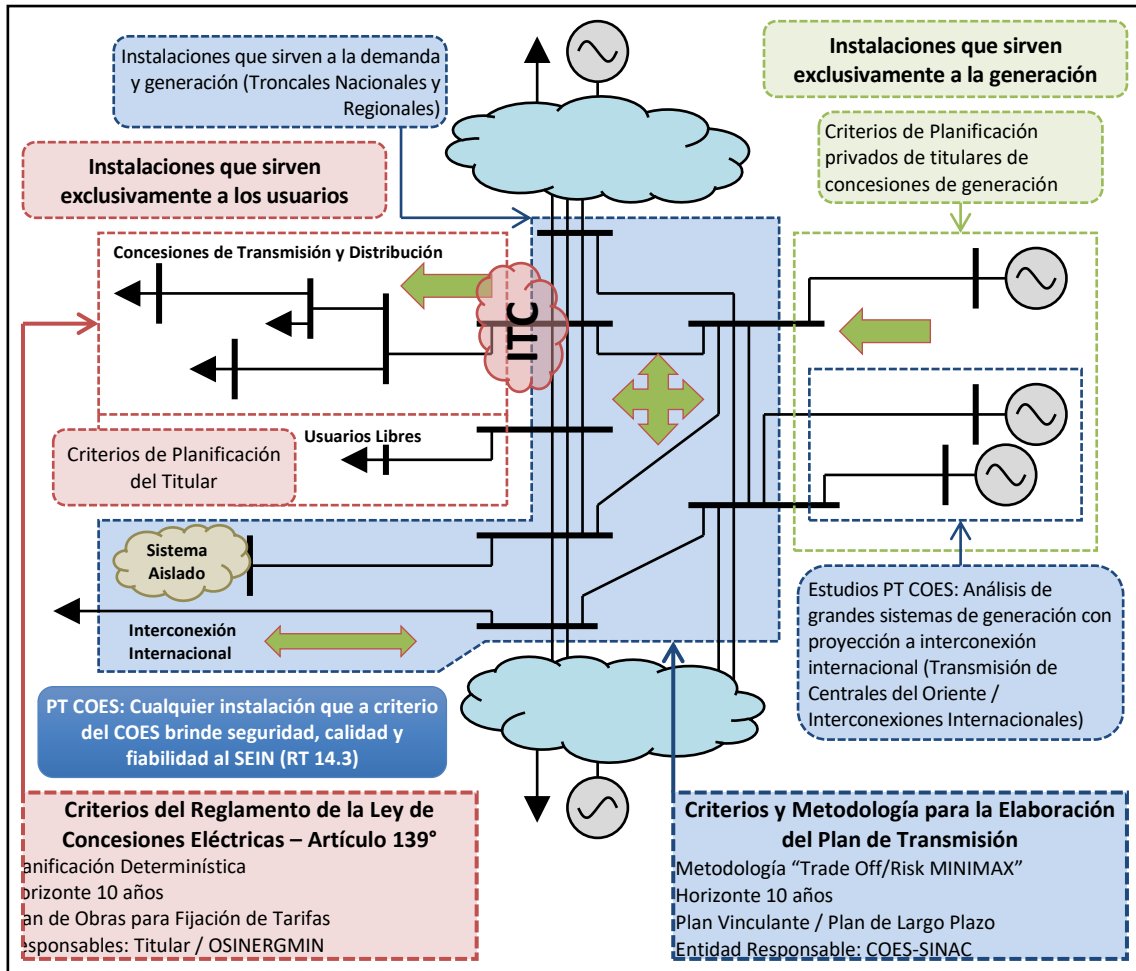


Figura 2.2 Alcances del Plan de Transmisión.

2.4 Enfoque Integral del Diagnóstico

Dado que la incertidumbre en la realización de los proyectos de demanda y oferta eléctrica crece conforme se extiende el horizonte de evaluación, el diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN se realiza bajo un enfoque integral que considera dos horizontes definidos:

- El Corto Plazo (2023-2026): Período en el que se contempla la evolución de la demanda y oferta dentro de márgenes de variación mayor certidumbre de ocurrencia, ya que comprende proyectos en marcha o con alto grado de maduración. La evaluación del SEIN para este período es realizada utilizando metodologías determinísticas.
- El Largo Plazo (2028–2032): En este período la evolución del SEIN está sujeta a incertidumbres tanto en el lado de la demanda (variaciones de crecimiento vegetativo por zonas, grandes proyectos de demanda, etc.) como del lado de la oferta de generación (incertidumbre en la magnitud, ubicación, tipo y oportunidad de puesta en

operación de centrales de generación). Asimismo, la hidrología es considerada como una incertidumbre adicional. Por lo indicado, el diagnóstico del SEIN para este período se realiza mediante metodologías que consideran un enfoque basado en incertidumbres.

El enfoque integral del diagnóstico del SEIN puede resumirse esquemáticamente en el diagrama de la Figura 2.3.

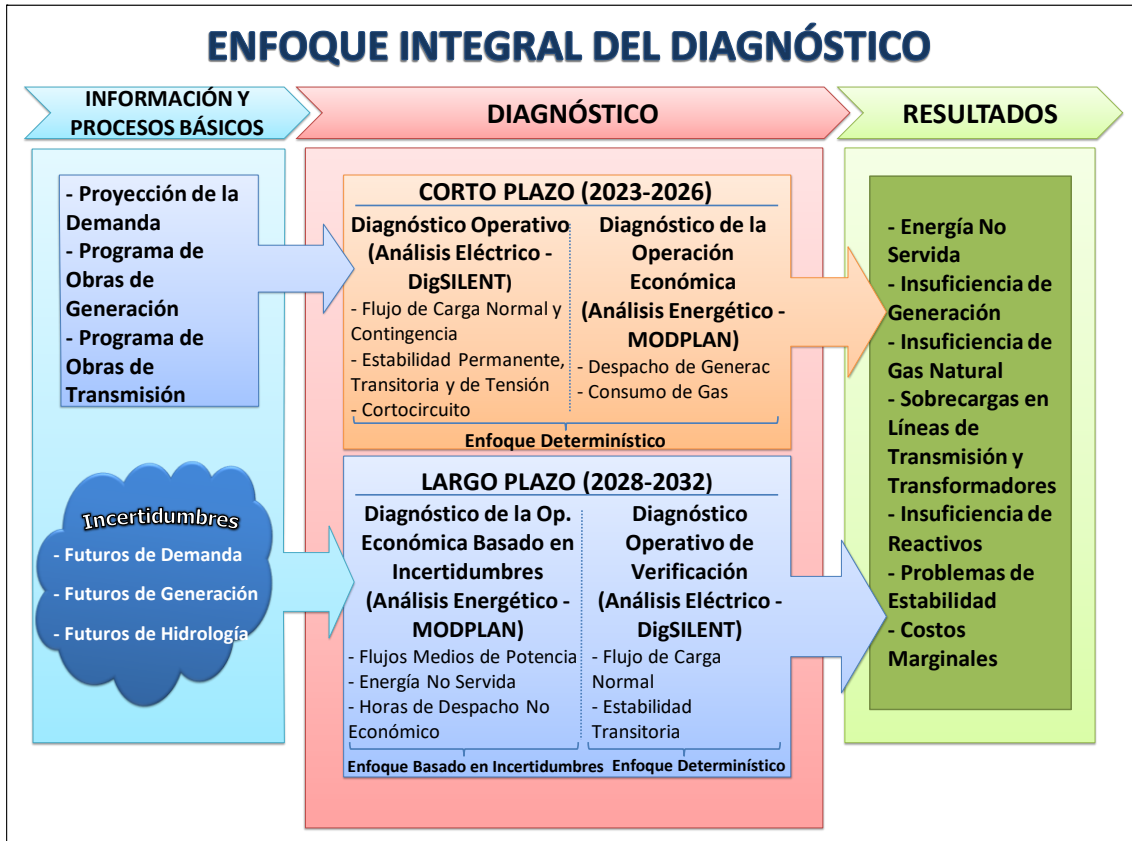


Figura 2.3 Enfoque Integral del Diagnóstico.

En grandes bloques, el Diagnóstico está compuesto por tres partes: La información y los Procesos Básicos, el Diagnóstico propiamente dicho y los Resultados del Diagnóstico.

La primera parte corresponde a la preparación de la información base para el análisis (bases de datos de los modelos a utilizar, demanda y oferta de generación); la segunda parte comprende la simulación con los modelos, análisis e interpretación de los resultados; y la tercera parte corresponde a la presentación de los resultados y conclusiones.

El diagrama de flujo de procesos del Diagnóstico realizado se presenta en la Figura 2.4.

Diagrama de Proceso del Diagnóstico

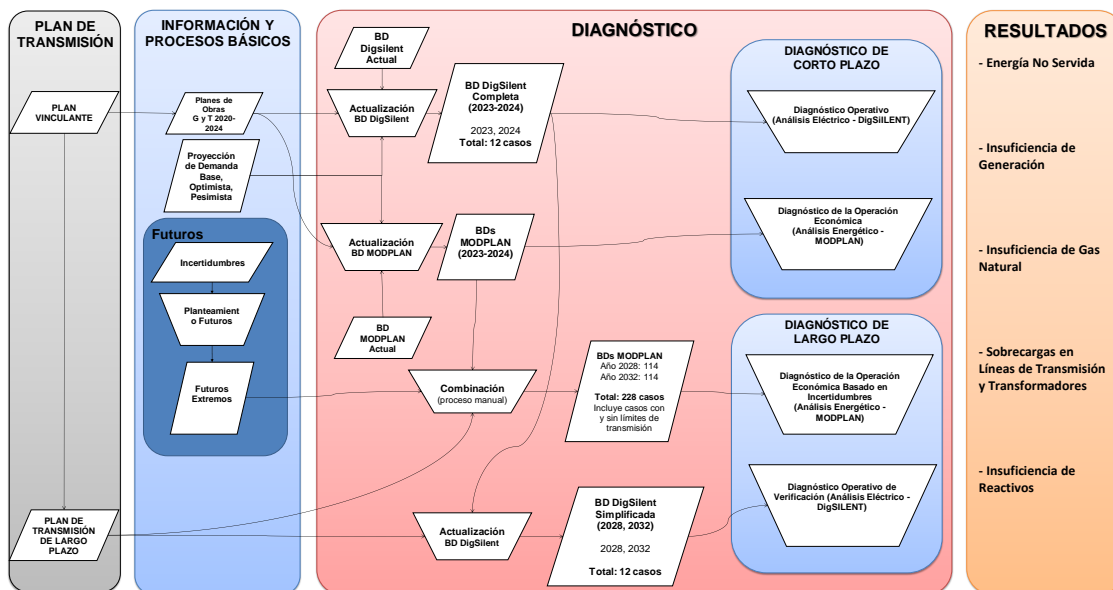


Figura 2.4 Diagrama de Proceso de Diagnóstico.

En este diagrama se puede observar la interacción entre las etapas de entrada de información (a partir de los resultados del PT anterior), la información y procesos básicos, y la del diagnóstico. Comprendiendo esté último la preparación de datos y su procesamiento, utilizando modelos informáticos de análisis energético (MODPLAN) y de análisis de sistemas eléctricos de potencia (DigSILENT), para utilizarse en el desarrollo del diagnóstico de corto y largo plazo, para finalmente presentar los resultados del proceso.

La información y procesos básicos incluyen la proyección de la demanda, y la elaboración de los planes de obras de transmisión y generación, los cuales se utilizan principalmente en el diagnóstico de corto plazo, bajo un enfoque determinístico. Incluye también la elaboración de los “futuros” de demanda, oferta e hidrología, los cuales se utilizan en el diagnóstico de largo plazo, bajo un enfoque basado en incertidumbre que se desarrolla en la sección 3.1.

El Informe de Diagnóstico, a fin de cumplir con lo indicado por la Norma, ha sido elaborado bajo una metodología desarrollada por el COES, siendo su principal característica el análisis basado en “incertidumbres” para el largo plazo, y un análisis tradicional bajo criterios “determinísticos” para el corto plazo.

En el largo plazo se parte de la premisa de que el futuro no está definido, sino que está circunscrito dentro de un rango de incertidumbres, que afectan las decisiones de expansión del sistema de transmisión. Estas “incertidumbres” son: la demanda, oferta de generación e hidrología. En la figura siguiente se ilustra el rango de variación considerado para la demanda, la cual no solo varía en magnitud sino en ubicación.

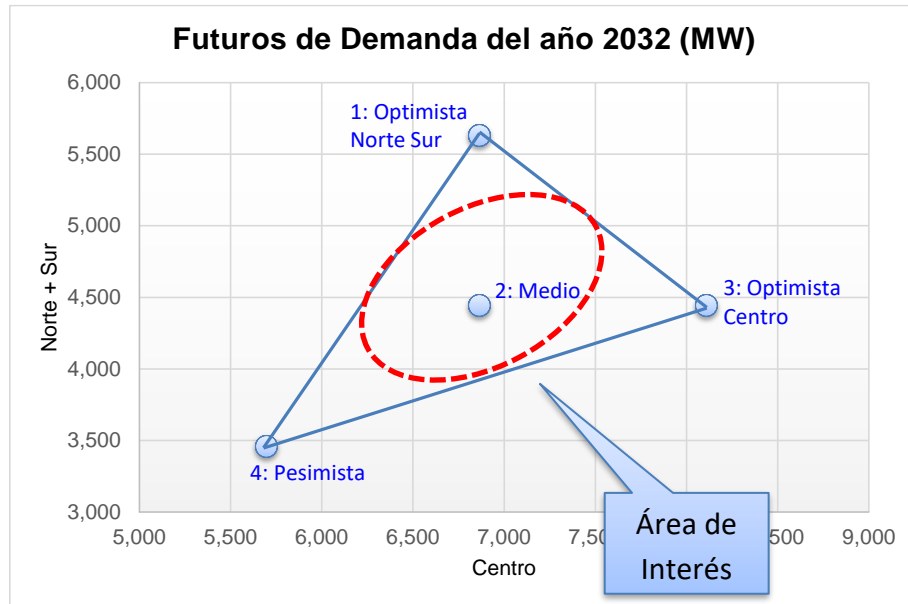


Figura 2.5 Futuros de Demanda Año 2032 (MW).

De igual forma, en lo que respecta a la oferta de generación, para el largo plazo se plantean futuros de oferta acorde al grado de maduración de los proyectos, así como de su tamaño y ubicación, que sean relevantes para la expansión de la transmisión.

Para elaborar el Plan de Transmisión, el planificador no tiene que “predecir” con exactitud el futuro ni definir el plan de expansión (análisis determinístico) basado en estos resultados, sino más bien, acotar los rangos de las incertidumbres relevantes y tomar las decisiones de expansión de la transmisión de manera que sirvan para todos los rangos indicados (análisis basado en incertidumbres), o en su defecto para la mayor parte de ellos. Por lo que, acorde con el objetivo de la planificación, el Informe de Diagnóstico, del largo plazo, también está basado en incertidumbres.

En el largo plazo el análisis se realiza utilizando una gran cantidad de simulaciones en el modelo energético (MODPLAN), que abarquen todas las combinaciones factibles de los futuros de incertidumbres. Adicionalmente, se utilizan un modelo de análisis de sistemas eléctricos de potencia (DigSILENT), observando el desempeño en estado estacionario y dinámico del sistema de transmisión del SEIN, ante la materialización de un conjunto de proyectos de demanda y oferta.

Es importante remarcar que en el corto plazo (años 2023-2026) la evolución de la demanda y la oferta de generación tienen un mayor grado de predictibilidad, debido a que la información existente da cuenta de una serie de factores concretos que permiten proyectarse con una certidumbre aceptable para fines de planificación. Es por esta razón que en el corto plazo se utiliza un enfoque determinístico en las simulaciones energéticas y eléctricas, utilizando el modelo MODPLAN para la evaluación de congestiones y el modelo DigSILENT para la evaluación del desempeño en estado estacionario y dinámico del sistema de transmisión del SEIN.

En detalle, los análisis eléctricos permiten evaluar el desempeño del sistema de transmisión del SEIN, sobre condiciones de operación normal y en contingencia. En el corto y largo plazo se

consideran diversos escenarios de crecimiento de demanda media (máxima, media y mínima) y periodos hidrológicos promedios (avenida y estiaje).

El desempeño del sistema en estado estacionario se obtiene a partir de la observación de las tensiones en barras, flujos en líneas y transformadores, y operación de los equipos automáticos de compensación reactiva (EACR) sobre condiciones de operación normal y en contingencia. Se evalúa también si las corrientes de cortocircuito previstas exceden las capacidades de ruptura de los equipamientos.

El grado de robustez del sistema en estado estacionario se obtiene determinando los límites de transmisión (por transgresión de tensión y sobrecargas) sobre condiciones de operación normal y en contingencia a través del análisis de márgenes de carga (construcción de curvas P-V).

En resumen, como resultados del diagnóstico se analizan indicadores diversos (tales como: energía no servida, insuficiencia de generación, insuficiencia de gas natural, costos marginales, sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores, problemas de estabilidad, control de tensión, entre otros.) que pone en evidencia la situación del desempeño del SEIN evaluando la expansión de la transmisión considerada en el PT, en el marco de las nuevas condiciones de demanda y oferta.

2.5 Criterios y Metodología

2.5.1 Criterios y Metodología para el Diagnóstico de Corto Plazo

El diagnóstico de corto plazo comprende el análisis de la operación económica y el análisis operativo del SEIN en el periodo 2023 – 2026. Este análisis se realiza empleando una metodología determinística, la cual considera una proyección de demanda (crecimiento medio), un programa de obras de generación definido por proyectos comprometidos y otros con alta probabilidad de ingresar en el periodo de estudio, así como el sistema de transmisión existente y previsto a ingresar en el periodo de estudio.

2.5.1.1 *Criterios y Metodología para el Diagnóstico de La Operación Económica (Análisis Energético)*

Se realiza mediante simulaciones de la operación económica del sistema, las cuales tienen por objeto determinar los despachos de generación de las centrales del SEIN a mínimo costo, las congestiones que se podrían presentar en el sistema de transmisión, el consumo de gas natural, y los posibles racionamientos.

La metodología usada para el desarrollo del diagnóstico de la operación económica del sistema en el corto plazo tiene un enfoque determinístico, considerando un solo escenario de crecimiento de la demanda (demanda media) y el plan de obras de generación y de transmisión actualizado, este plan incluye los proyectos definidos y comprometidos en el periodo de análisis, definiendo de esta forma el Caso Base.

Sobre el Caso Base se analizan sensibilidades, las cuales consideran retrasos en la fecha de ingreso de proyectos de generación, que tengan alto impacto en la operación económica del sistema.

A continuación, se describen con mayor detalle los criterios utilizados en el análisis energético de corto plazo:

Modelamiento del Sistema

Las simulaciones se realizan utilizando el modelo de la operación económica del sistema "MODPLAN" el cual permite hacer un modelamiento multinodal y multiembalse resolución mensual y por bloques horarios, cuyo archivo de simulación ha sido elaborado con el programa de obras actualizado.

Disponibilidad de Gas Natural de Camisea

No se considera limitación en la disponibilidad de gas natural de Camisea para la generación eléctrica, debido a la ampliación del ducto del TGP a 920 MMPDC para consumo del mercado local.

Mantenimientos de Unidades de Generación

Se consideran como referencia los mantenimientos de centrales de generación utilizados en la programación de la operación el Mediano Plazo, publicado en el mes de noviembre de 2020 en el portal web del COES. Cabe indicar que adicionalmente se ha incluido el mantenimiento de una unidad turbogas de 200 MW durante todo el periodo de análisis.

Costos de Combustibles

Para la actualización de los costos variables de las centrales térmicas del SEIN se ha considerado los costos de combustibles utilizados en la fijación tarifaria del periodo mayo 2020 - abril 2021, elaborado por OSINERGMIN, manteniéndolos constantes en el periodo de análisis.

Líneas de transmisión

En cuanto a las líneas de transmisión que enlazan las zonas Centro y Sur se ha considerado lo siguiente:

Capacidad de transmisión Centro - Sur

Para condiciones normales de operación del sistema, el límite de capacidad de transmisión total Centro – Sur se considera en 1500 MW y se incrementa a 1650 MW con el ingreso de las nuevas líneas de 500 kV Colcabamba-Nueva Yanango y Nueva Yanango -Carapongo para el año 2022.

Banco Serie de la LT Chilca – Poroma 500 kV

Para el periodo de análisis, se ha inhabilitado el banco de capacitores serie de la LT Chilca – Poroma 500 kV (Bypass), conforme a la Decisión Ejecutiva COES N° 009-2017-D/COES con la finalidad de mitigar el fenómeno de Resonancia Subsíncrona.

Banco Serie de la LT Mantaro – Cotaruse 220 kV

Para el análisis del diagnóstico, se ha considerado que el banco de capacitores serie de la LT Mantaro – Cotaruse 220 kV se encuentra en servicio, actualmente el sistema se encuentra operando bajo esta condición.

Modelamiento de centrales RER

Los proyectos RER son modelados con el MODPLAN el cual permite que las centrales solares sólo operen en el bloque media. Para todas las centrales RER provenientes de subastas se verifican que cumplen su energía anual adjudicada.

2.5.1.2 Criterios y Metodología para el Diagnóstico Operativo de Corto Plazo (Análisis Eléctrico)

El diagnóstico de la operación del SEIN para el corto plazo (periodo 2023-2026) está conformado por un conjunto de análisis orientados a obtener indicadores de comportamiento, que miden el desempeño del sistema en estado estacionario (tensiones en barras, flujos de potencia en líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva), nivel de cortocircuito, el grado de robustez del sistema en estado estacionario (límites de transmisión definidos por mínima tensión, sobrecarga y colapso de tensión) y el desempeño del sistema en régimen dinámico (ángulos del rotor de generadores, tensión en barras, flujos de potencia en líneas), considerando los aspectos técnicos de congestión, regulación de tensión y seguridad de la red ante inestabilidad angular y tensión.

Este proceso del diagnóstico considera la operación en estado estacionario en condiciones normales y bajo contingencias, cálculo de cortocircuito, operación sobre incrementos de carga del sistema en condiciones normales y en contingencias para análisis de estabilidad de tensión, y operación en régimen dinámico para análisis de estabilidad angular (transitoria y permanente). Todo esto evaluado en los periodos de avenida y estiaje en la máxima, media y mínima demanda.

Operación en estado estacionario en condiciones normales

Las simulaciones de flujo de potencia en condiciones normales de operación se realizan para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, en los períodos hidrológicos de avenida y estiaje. De los resultados de este análisis será necesario observar lo siguiente:

- Los flujos de potencia en elementos de la red de transmisión troncal (500 kV, 220 kV y 138 kV) para cuantificar el intercambio de potencia activa entre áreas del SEIN y verificar la existencia de sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia.
- El perfil de tensión de barras la red de transmisión troncal para identificar áreas con transgresiones de control de tensión, considerando los recursos existentes de regulación de tomas de transformadores de potencia (cambio bajo carga o en vacío),

equipos fijos de compensación reactiva (bancos de capacitores y reactores shunt, bancos de capacitores y reactores serie) y equipos automáticos de compensación reactiva (SVC y STATCOM), y límites de potencia reactiva de unidades de generación (curva de capacidad).

- La potencia activa y reactiva de las unidades de generación de centrales térmicas, hidroeléctricas y RER (generadores estáticos).
- La potencia reactiva de los equipos automáticos de compensación reactiva (EACR).

Para calificar el desempeño del SEIN se utilizaron los siguientes criterios de operación extraídos de los procedimientos técnicos del COES PR-09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional” y PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”:

- No se permiten sobrecargas (cargas mayores a 100%) en líneas de transmisión ni en transformadores de potencia del SEIN. Las capacidades de las líneas y transformadores se definieron acorde con los límites operativos en condiciones normales del Informe COES/SEV “Actualización de las capacidades de líneas, transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” emitido en julio 2020.
- Las tensiones en barra por unidad son calculadas respecto a los valores de las tensiones de operación vigentes, las cuales fueron obtenidas de la Decisión Ejecutiva N°010-2018-D/COES y actualizaciones mediante Decisión Ejecutiva N°008-2019-D/COES y N°008-2020-D/COES. Se podrá realizar el cambio de tensión de operación a nominal en barras específicas mayores a 100 kV, dependiendo de los recursos existentes (recomendado por el estudio de tensiones a largo plazo realizado en la planificación del SEIN).
- Se procura la operación de los compensadores estáticos cerca de la condición de “cero generación o absorción de potencia reactiva”, de manera que presenten un margen operativo de actuación para los casos de contingencia.
- Se incluye la banda de reactivos del Procedimiento COES PR-15 “Valorización de Transferencias de Energía Reactiva” en la mayoría de los generadores del SEIN (térmicas e hidroeléctricas) en reemplazo a la curva de capacidad (P-Q). La banda de reactivos viene a ser una región P-Q interior a la curva de capacidad, donde los reactivos no son remunerables, definido por los factores de potencia de 0,95 en atraso (sobrexcitación) y 0,99 en adelanto (subexcitación). En los generadores con recursos energéticos renovables (RER) la operación se realiza en modo de potencia constante.

Operación en estado estacionario bajo contingencias

Con el fin de identificar la importancia de determinados enlaces de transmisión y/o eventuales refuerzos de transmisión, se analiza la operación del sistema en situación de contingencias. En este sentido, se analizan contingencias simples y dobles de salidas de las principales líneas de transmisión, y contingencias simples de salida de transformadores de potencia. El análisis de contingencias abarca la evaluación de la operación post contingencia (estado normal o emergencia) asumiendo la existencia de la operación en estado estacionario sin actuación de las protecciones posteriores a la salida de los elementos.

Los criterios técnicos de desempeño del sistema para condiciones de emergencia, resultado de la operación en estado estacionario post contingencia, se describen a continuación:

- No se permiten sobrecargas mayores a las permisibles en líneas de transmisión ni en transformadores de potencia. Las sobrecargas permisibles se definieron acorde con los límites operativos en condiciones de emergencia del Informe COES/SEV o, en su defecto, no se permitirán sobrecargas mayores a 20%.
- Las tensiones de barras deben estar dentro del siguiente rango sugerido por el procedimiento técnico COES PR-08 “Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN”:
 - +7,5%/-10% para las barras del SEIN con tensiones menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV.
 - +10%/-10% para las barras del SEIN con tensiones menores o iguales a 200 kV y mayores a 100 kV.
- Aquellas contingencias que no logren convergencia del algoritmo de flujo de potencia son estudiadas de manera individual para verificar si se trata de una condición de colapso del sistema (no existe convergencia) o se alcanza un estado de operación que permita visualizar los problemas de tensión y sobrecarga (existe convergencia).

Cálculos de cortocircuito

Los cálculos de los valores de niveles máximos de cortocircuito trifásico y monofásico se realizan según las recomendaciones de la norma IEC60909 “Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C.”. Posteriormente se verifica si los valores de los niveles máximos de corrientes de cortocircuito exceden las capacidades de ruptura de los equipamientos.

Análisis de márgenes de carga y estabilidad de tensión

A nivel de planificación, el grado de robustez en estado estacionario de un sistema de potencia puede ser medido a través de la observación de su desempeño eléctrico bajo condiciones de estrés. Comúnmente este análisis se realiza mediante flujos de potencia, para condiciones de operación normal y bajo contingencias, a partir de incrementos importantes en la demanda de las cargas del área de estudio. Se obtienen curvas de tensiones en barra respecto a la demanda del área en estudio (curvas P-V), y sobre estas curvas se definen las máximas cargas atendibles y se determinan los márgenes de carga, es decir, las máximas cargas atendibles menos la demanda base del área. Este análisis fue denominado como “Márgenes de Carga” y permite cubrir, entre otros aspectos, el análisis de estabilidad de tensión en estado cuasi estacionario.

Las máximas cargas atendibles se obtienen a partir de incrementar la demanda de las cargas del área estudiada hasta la primera transgresión de alguna restricción operativa o de seguridad. Las restricciones operativas se orientan a evitar las transgresiones de tensiones en barra y sobrecarga en elementos del sistema (líneas de transmisión y transformadores de potencia). Las restricciones de seguridad se orientan a mantener la integridad y estabilidad de tensión del sistema, por lo que se enfocan a evitar el colapso de tensión. A pesar de que el fenómeno de

inestabilidad de tensión es dinámico, comúnmente se acepta su estudio mediante análisis estático (a dinámicas lentas) y preferentemente se analiza el punto de colapso de tensión como condición de pérdida de factibilidad de la operación.

Se analizan las siguientes restricciones operativas en estado estacionario:

- En condición N (red completa):
 - Las tensiones en barras serán mayores a 0,95 p.u.
 - No se permiten sobrecargas (cargas mayores a 100%) en elementos del sistema sobre las capacidades definidas acorde con los límites operativos en condiciones normales del Informe COES/SEV.
- En condición N-k (red incompleta, debido a la salida de k elementos)
 - Las tensiones en barras serán mayores a 0,90 p.u.
 - No se permiten sobrecargas mayores a las permisibles en elementos del sistema sobre las capacidades definidas acorde con los límites operativos en condiciones de emergencia del Informe COES/SEV o, en su defecto, no se permitirán sobrecargas mayores a 20%.

Las restricciones de seguridad están representadas, en este caso, por márgenes de seguridad definidos para evitar el colapso de tensión del área analizada. La experiencia internacional recomienda determinar un margen de seguridad medido respecto del punto de colapso en estado cuasi estacionario, denominado en este estudio como “Punto de Máxima Carga” (PMC). La potencia de la máxima carga atendible ($P_{límite}$) para evitar el colapso de tensión del área estudiada, que define un límite de transmisión, se calcula al aplicar el margen de seguridad⁷ a la potencia en el PMC (P_{PMC}) y se expresa como $P_{límite} = (1 - x)P_{PMC}$, donde x será igual a 7,5% y 5% en condición N y N-k, respectivamente. En la siguiente figura se muestra la representación del margen de carga en las curvas P-V, donde el límite de transmisión por colapso de tensión es definido a partir del criterio de seguridad respecto al PMC. En este caso, el margen de carga atendible por el sistema será igual a $\Delta P = P_{límite} - P_{base}$.

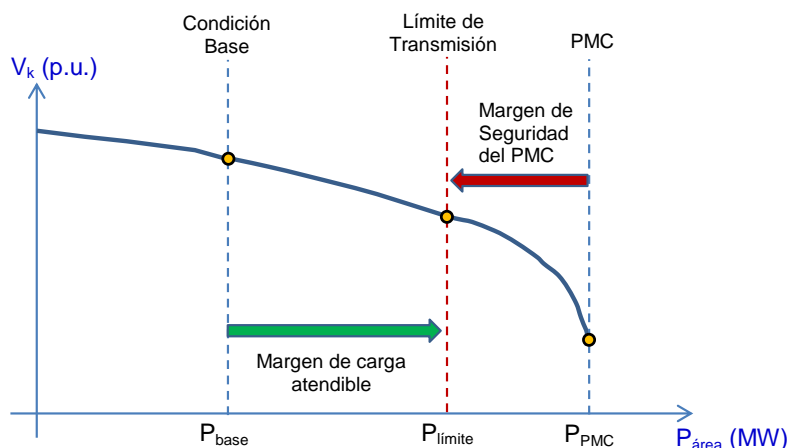


Figura 2.6 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por criterio de seguridad del PMC.

⁷ En el caso del sistema eléctrico de Brasil, el Operador Nacional del Sistema (ONS) define un margen de seguridad de 7% y 4% en condición N y N - k, respectivamente. Para el sistema Western Electricity Coordinating Council (WECC), sistema eléctrico del Oeste de Estados Unidos, se define un margen de seguridad de 5% en las condiciones N y N-1, y mayor a 2,5% en la condición N-2.

En general, el margen de carga atendible será determinado por la primera transgresión de alguna restricción operativa (transgresiones de tensiones en barra o sobrecarga de elementos de transmisión) o de seguridad (respecto al colapso de tensión) definida anteriormente.

Por otro lado, dada la severidad de alguna contingencia analizada, posiblemente se obtengan márgenes de carga negativos, lo cual queda indicado como un déficit que puede traducirse en necesidades de corte de carga o redespacho de unidades de generación. Por ejemplo, el diseño de los rechazos de carga podría ser realizado inicialmente usando los valores de los déficits resultantes. No obstante, el déficit encontrado corresponde a una disminución distribuida de la demanda de las cargas en toda un área, por lo que las mejores medidas operativas se podrían implementar a partir de un rechazo de carga más localizado. En la siguiente figura se muestra la representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y los límites de transmisión, definido por la transgresión de alguna restricción, para las condiciones N y $N-k$. Se observa que para la condición $N-k$ el margen de carga es negativo, obtenido de $\Delta P = P_{límite, N-k} - P_{base}$, por lo que existe la necesidad de aplicar un rechazo de carga para mantener la operación segura del sistema.

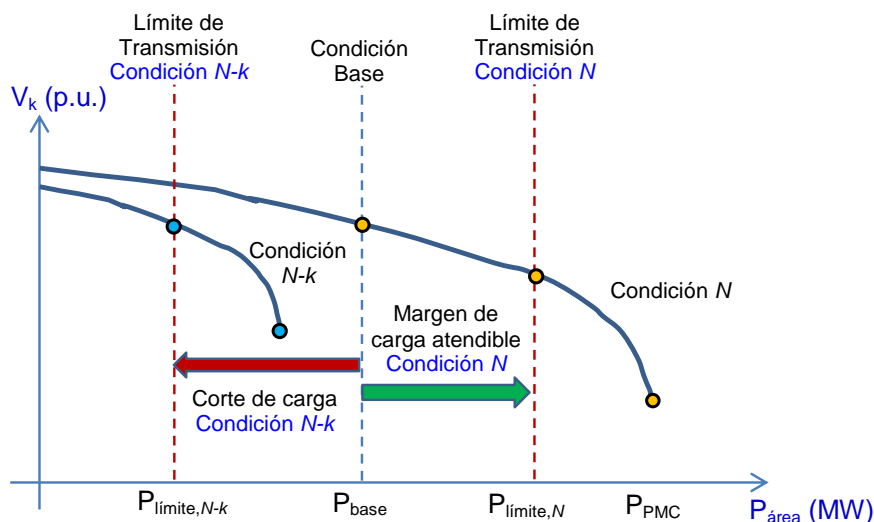


Figura 2.7 Representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y límites de transmisión para las condiciones N y $N-k$.

Análisis de estabilidad permanente

El análisis de estabilidad permanente (o de pequeña señal) permite verificar si se mantiene el sincronismo de los generadores cuando el sistema es sometido a pequeñas perturbaciones sobre un punto de operación analizado. En este caso, la inestabilidad proviene del déficit de torque de amortiguamiento de los generadores, ocasionado por la transmisión de altas cargas a través de líneas de gran extensión y altas ganancias de los AVR (Automatic Voltage Regulator) de acción rápida de los sistemas de excitación estáticos modernos.

Debido que se analizan perturbaciones calificadas como pequeñas (por ejemplo, incrementos leves de carga), el sistema dinámico puede ser linealizado y estudiado mediante análisis modal. El análisis modal permite determinar y caracterizar los modos de oscilación electromecánicos

del sistema (oscilaciones entre máquinas o grupo de máquinas) para identificar aquellos modos críticos que poseen un amortiguamiento bajo o negativo. Los modos críticos comúnmente corresponden a oscilaciones entre máquinas o grupos de máquinas ubicadas en diferentes áreas (modos inter-área) o en una misma área (modo local).

El análisis de estabilidad permanente se realiza sobre condiciones de operación normal y bajo contingencias, y los criterios de desempeño a utilizar, obtenidos del Procedimiento COES PR-20, son los siguientes:

- Para condiciones de operación normal (condición N, red completa), el amortiguamiento del sistema será como mínimo 5%.
- Para condiciones de operación bajo contingencias (condición N-1, red incompleta), el amortiguamiento del sistema post falla debe ser positivo, y en lo posible mayor al 2%.

Análisis de estabilidad transitoria

El análisis de estabilidad transitoria permite verificar si se mantiene el sincronismo de los generadores cuando el sistema es sometido a grandes perturbaciones sobre un punto de operación analizado. En este caso, la inestabilidad proviene del déficit de torque sincronizante de los generadores, ocasionado por la debilidad de los sistemas de transmisión (altas reactancias entre generadores) y contingencias correspondientes a fallas severas en el sistema que hacen que las máquinas síncronas acumulen rápidamente energía cinética.

Debido a que se analizan perturbaciones calificadas como grandes (por ejemplo, falla trifásica en línea con eliminación de falla por apertura de la línea) el sistema dinámico se comporta de forma no lineal y, comúnmente, su estudio se centra en la observación de ángulos y velocidades del rotor de los generadores en función del tiempo (simulación en el dominio del tiempo). El incremento asintótico de los ángulos del rotor de los generadores en las primeras oscilaciones denota un problema de inestabilidad transitoria, aun considerando el modelo detallado de generador y controladores. El tiempo de simulación comúnmente usado es de 10 segundos para observar la extinción total de las oscilaciones electromecánicas.

El análisis de estabilidad transitoria se realiza sobre condiciones de operación bajo contingencias y la selección de estas contingencias será la misma que la usada en el análisis de contingencias en estado estacionario. Los criterios de desempeño a utilizar son los obtenidos de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”:

Criterio	Valor Adoptado
Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida.	Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos.
Verificación por Estabilidad Transitoria. Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso.	Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms.

Tabla 2.1 Criterio para análisis de estabilidad transitoria

Dado que el sistema presenta líneas con doble circuito, algunas de las cuales han fallado simultáneamente en ambos circuitos (por ejemplo, los dos (2) circuitos de la línea de 220 kV

Mantaro-Cotaruse), se consideran ciertas contingencias dobles para verificar la robustez del sistema respecto a la estabilidad transitoria.

El proceso de análisis general fue adaptado del Procedimiento COES PR-20 y se describe a continuación:

- El sistema debe permanecer estable para una falla trifásica en los circuitos de las líneas de 220 kV o de 500 kV del Sistema de Transmisión con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y apertura trifásica en 100 ms para toda la línea en conjunto.
- De resultar inestable, se considerará el evento anterior aplicado sólo para uno de los circuitos (para el caso de dos circuitos por enlace).
- En caso la simulación anterior resultará inestable, el sistema deberá permanecer estable para una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos de 220 kV o de 500 kV, con despeje de la falla por operación normal de la protección principal en 100 ms y recierre exitoso de la fase afectada. El tiempo muerto de recierre es de al menos 500 ms para 220 kV y 800 ms para 500 kV.

Para evaluar del desempeño dinámico del sistema se verifican los siguientes criterios obtenidos de los Procedimientos COES PR-20 y PR-08:

- Una vez despejada la falla, la tensión en barras adyacentes a la falla simulada, no debe estar por debajo de 0,80 p.u. durante más de 1 segundo. Asimismo, se considera estable si las oscilaciones de los ángulos de los rotores, flujos de potencia y tensiones del sistema, son amortiguadas.
- Luego de haber alcanzado la condición final de operación después de la contingencia, se acepta una sobrecarga de hasta el 20% en las demás líneas del sistema troncal y que las tensiones en las barras estén en el rango de 0,90 a 1,10 p.u.
- Se considerará aceptable la recuperación de la tensión si los estudios de estabilidad transitoria demuestran que las tensiones de barra del sistema no sean menores al 85% del valor inicial luego de 3 segundos.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

2.5.2 Criterios y Metodología para el Diagnóstico de Largo Plazo

2.5.2.1 *Criterios y Metodología para el Diagnóstico de la Operación Económica Basado en Incertidumbre (análisis energético)*

El diagnóstico de la operación económica de largo plazo tiene por objetivo identificar las restricciones y condiciones de operación no económicas debidas a las redes de transmisión. Este diagnóstico se hace de manera intensiva, considerando tres bloques horarios, durante doce meses y dos años de corte: 2028 y 2032.

A diferencia del diagnóstico de corto plazo, en el diagnóstico de largo plazo, se utiliza un enfoque basado en incertidumbres, siendo estas: la demanda, la oferta y la hidrología. Se entiende que una incertidumbre es una variable sobre la cual no se tiene control, que puede variar en un rango amplio pero acotado. En ese sentido, se debe explorar el comportamiento del sistema de transmisión en el mencionado rango, con la finalidad de identificar los problemas que puedan presentarse, categorizándolos según sean comunes a todo el rango, se presenten entre ciertos valores o estén asociados a algún punto particular del mismo.

Luego de la introducción previa, se puede indicar que el diagnóstico de la operación económica de largo plazo seguirá las siguientes etapas:

- Definición de futuros
- Simulación de la operación económica
- Identificación de congestiones (HDN y MFI)
- Análisis de Energía no Servida

Cada una de estas etapas se detalla a continuación.

Definición de futuros

Las incertidumbres son variables sobre las que no se tiene control, sin embargo, presentan valores dentro de un rango amplio pero acotado. Cualquier valor puntual dentro de dicho rango se define como un “futuro” de dicha incertidumbre. Considerando que interesa analizar el comportamiento del sistema dentro del rango mencionado, es necesario definir “futuros” representativos del mismo, de manera que los resultados del estudio del sistema circunscriban los resultados que se esperarían en caso de estudiar todo el rango. Estos “futuros” representativos reciben el nombre de “nudos”.

Para definir los nudos se plantearán futuros de demanda con valores extremos y medio, sensibilizados por zonas, para luego plantear futuros de oferta, diferenciados por tipo de fuente primaria y ubicación, asociados a los primeros. Completando el universo de posibilidades, se consideraron valores extremos y medio para la hidrología. Cada uno de los futuros definidos es un nudo, y las combinaciones de ellos también son nudos.

Para efectos del Informe de Diagnóstico, el precio de los combustibles no será considerado como incertidumbre, puesto que no tiene mayor efecto en los análisis. Sin embargo, esta incertidumbre sí será considerada en el estudio de Actualización del Plan de Transmisión, Periodo 2023-2032.

-Futuros de demanda

Para definir los futuros de demanda se utiliza como insumo las proyecciones de demanda base, optimista y pesimista, las cuales son combinadas por zonas para definir cuatro futuros extremos o nudos: 1) Optimista Norte-Sur, 2) Medio, 3) Optimista Centro y 4) Pesimista. Los futuros 1 y 3 consideran hipótesis de crecimiento diferentes entre zonas, mientras que los futuros 2 y 4 consideran hipótesis de crecimiento comunes para todas las zonas. Para el presente estudio de diagnóstico, solo se estudian estos futuros, mientras que para el estudio posterior de

actualización del Plan de Transmisión también se estudiarán futuros que son el resultado de la interpolación de los mencionados.

-Futuros de oferta

Estos futuros se definen bajo la condición de que la oferta sea superior a la demanda más un margen de reserva. Este último valor dependerá de la participación que tengan los recursos renovables (hidráulico, eólico, solar, biomasa, etc.) en el futuro de oferta en definición.

Dentro de la incertidumbre de la oferta existen cuatro características adicionales que serán consideradas: El estado de maduración del proyecto, el tipo de recurso (renovable/no-renovable), el desarrollo de Centrales (base) y la ubicación (Centro, Norte y Sur). Considerando estas características para cada futuro de demanda, teóricamente se tendrían dieciocho futuros de oferta (1 x 2 x 1 x 3), sin embargo, se debe tener en cuenta que algunas de las combinaciones no son factibles, por lo que el número de futuros de oferta será menor para algunos futuros de demanda.

Es lógico que para los futuros de demanda optimista se desarrollen todos los futuros de generación indicados. Por otro lado, no tendría sentido considerar todos los futuros de generación para el caso de demanda pesimista ni media. Se definió que existirán dos futuros de oferta base: uno con mayor oferta renovable (B) y otro con mayor oferta térmica (A). Para el primero de los casos se buscará que la oferta renovable sea mayor al 60% de la oferta total, mientras que para el segundo caso se buscará que la oferta térmica sea mayor al 60% del total.

Para establecer un margen de reserva adecuado, se debe tener en cuenta que los recursos de generación renovables son más inciertos y menos controlables que los térmicos, y por lo tanto en los futuros con mayor oferta renovables se deberá considerar un margen de reserva mayor. Considerando los anterior para los futuros tipo A se definió una reserva mayor del 30% y para futuros de tipo B una reserva mayor a 40%.

Para definir los futuros de oferta para un futuro de demanda en particular se utiliza el siguiente procedimiento: en primer lugar se consideran los proyectos de generación del Plan de Obras como proyectos comprometidos o que se encuentran en implementación, luego se va agregando proyectos de generación del largo plazo (ver numeral 3.1), en el orden de su estado de maduración, y según el tipo de recurso (renovable/no-renovable), hasta que la oferta sea mayor a la demanda más el margen de reserva correspondiente. Este procedimiento se realiza dos veces para obtener un futuro con mayor oferta renovable y otro futuro con mayor oferta térmica.

Adicionalmente se repite todo el proceso con la diferencia de que, al momento de ir agregando los proyectos de generación, esta vez se priorizan los proyectos por zonas, una priorizando la zona Centro y otra priorizando las zonas Norte y Sur. Con esto último, el número de futuros de generación se duplica.

-Futuros de hidrología

En este caso se considerarán tres futuros que representen las condiciones hidrológicas húmeda, promedio y seca en el SEIN. Cada uno de estos futuros corresponderá a una serie hidrológica histórica de cuatro años consecutivos.

El procedimiento para elegir estas series es llevar a cabo simulaciones energéticas para un periodo de estudio de cuatro años, y escoger las series hidrológicas que den como resultado costos de operación mínimo y máximo, que corresponderán a las series hidrológicas húmeda y seca, respectivamente. La serie hidrológica promedio se escoge como aquella que corresponde al costo de operación que es la mediana de todos los costos de operación.

Considerando que para la Actualización del Plan de Transmisión se definieron futuros de hidrología con el criterio indicado, para el presente estudio se utilizarán los mismos futuros de hidrología definidos en la Actualización del PT.

Nudos de demanda – oferta – hidrología

Los futuros definidos para la demanda representan valores extremos de esa incertidumbre, en ese sentido se considera que estos futuros también son nudos. La misma afirmación se puede hacer para el caso de la oferta, en la cual se considerarán los valores extremos de cada futuro de oferta, y en el caso de la hidrología. En lo que resta del informe se utiliza los términos “caso” y “escenario” alternativamente al término “nudo”.

La combinación de los nudos de demanda y de oferta ya fue explicada en la parte “futuros de oferta”, y se resume a que los últimos son, hasta cierto punto, función de los primeros. Por otro lado, la hidrología es independiente de las dos incertidumbres anteriores, por lo que todas las posibilidades de su combinación con la combinación de las dos anteriores son factibles.

Todo el proceso de definición de futuros y nudos explicado hasta ahora corresponde a un año en particular. Este proceso se aplica para cada uno de los años de corte del estudio: 2028 y 2032.

Simulación de la operación económica

Para la simulación de la operación económica se utiliza el modelo MODPLAN. Cada simulación ejecutada en MODPLAN corresponde a un año de corte y a un nudo Demanda-Oferta-Hidrología. Se simula un periodo de cuatro años, todos con una demanda idéntica, correspondiente al año en estudio (2028/2032).

Identificación de congestiones

Para la identificación de congestiones se realiza las simulaciones sin considerar los límites de las líneas de transmisión. Solamente se usa los resultados del segundo año de simulación, esto con el objetivo de minimizar los efectos que puedan tener las consideraciones particulares del modelo MODPLAN para los niveles de los embalses al inicio y al final del periodo de simulación.

Los flujos en las líneas son comparados con las capacidades de éstas y se identifican los casos en los que existen sobrecargas. Para la mayor de las sobrecargas se calcula el factor de utilización de la línea y se usa como valor representativo de la sobrecarga. Asimismo, se suman las

duraciones de todos los bloques en los que hay sobrecarga, siendo el valor resultante las horas de congestión.

Para un año de corte se analiza si las sobrecargas detectadas corresponden solo a ciertas condiciones de demanda, oferta o hidrología, a ciertas combinaciones de estas o, en el extremo, son comunes a todas las combinaciones. Las sobrecargas que sean de mayor magnitud y/o sean comunes a mayor cantidad de condiciones operativas y/o a mayor cantidad de simulaciones, son consideradas de mayor importancia.

El procedimiento descrito corresponde a un año de corte particular, por lo que tiene que llevarse a cabo para todos los años de corte. De esta manera se puede analizar si las congestiones detectadas en un año en particular, asociadas a las condiciones operativas y a las incertidumbres indicadas, se mantienen en el tiempo, se mitigan o se acentúan.

Las congestiones son caracterizadas mediante dos índices: los MWh de Flujos Interrumpidos (MFI) y las horas de congestión (HDN). Estos índices dan una idea clara de la magnitud y la duración de la congestión.

Para una misma línea de transmisión se calculan los índices mencionados para las diferentes simulaciones, y se analiza cómo están relacionadas las congestiones con los futuros de demanda, oferta e hidrología. Asimismo, teniendo los resultados para todas las líneas de transmisión, se priorizarán las líneas que presenten los mayores índices de congestión.

Energía no servida

Para calcular la energía no servida (ENS) se utiliza las simulaciones considerando los límites de las líneas de transmisión. La ENS se calcula por barra sumando las ENS para el segundo año del periodo de simulación, por las mismas razones indicadas para el caso del HDN y MFI.

Para un año de corte se analiza si la ENS en barras detectadas corresponde solo a ciertas condiciones de demanda, oferta o hidrología, a ciertas combinaciones de estas o, en el extremo, son comunes a todas las combinaciones. Las ENS que sean de mayor magnitud y/o sean comunes a mayor cantidad de condiciones operativas y/o a mayor cantidad de simulaciones, son consideradas de mayor importancia.

El procedimiento descrito corresponde a un año de corte particular, por lo que tiene que llevarse a cabo para todos los años de corte. De esta manera se analiza si las ENS detectadas en un año en particular, asociadas a las condiciones operativas y a las incertidumbres indicadas, se mantienen en el tiempo, se mitigan o se acentúan.

Todos los casos simulados tienen suficiente oferta de generación para abastecer la demanda. En ese sentido toda la ENS detectada es atribuida a la falta de capacidad de transmisión.

Los resultados de ENS para las diferentes simulaciones son analizados en cuanto a su relación con los futuros de demanda, oferta e hidrología. Asimismo, teniendo los resultados para todas las barras del sistema troncal, se priorizarán aquellas que presenten los mayores valores de ENS.

2.5.2.2 Criterios y Metodología para el Diagnóstico Operativo de Largo Plazo (Análisis Eléctrico)

El diagnóstico de la operación del SEIN para el largo plazo (años 2028 y 2032) está conformado por el mismo conjunto de análisis visto en el corto plazo para medir el desempeño eléctrico. No se incluye el análisis de estabilidad permanente, dado que los modelos de generadores y sus controladores no serán representativos en el largo plazo, es decir, se tiene gran incertidumbre en el ingreso de nuevos proyectos de generación y, en consecuencia, los tipos de controladores que serán utilizados en el largo plazo.

El largo plazo contiene los mismos proyectos considerados en el corto plazo (incluido sus correspondientes soluciones operativas que son consideradas necesarias en el largo plazo) y los proyectos del Plan Vinculante de la actualización del PT 2021-2030. Asimismo, se considera parte de la expansión de las redes de subtransmisión en el periodo de largo plazo obtenida de los estudios del Plan de Inversiones de Transmisión (PIT) 2021-2025. La ausencia de un mayor número de proyectos de subtransmisión en el periodo de largo plazo puede producir problemas de convergencia del algoritmo de flujo de potencia, lo que en la práctica representa una pérdida de factibilidad de la operación. Para resolver esta situación, se realizaron reducciones de redes de subtransmisión ubicadas en las zonas críticas del sistema.

El análisis de largo plazo conserva, en lo básico, el enfoque del corto plazo. En ese sentido, el estudio para el largo plazo se compone del análisis de la operación en estado estacionario en condiciones normales y bajo contingencia, el cálculo de los niveles cortocircuito, el análisis de márgenes de carga (estabilidad de tensión) y el análisis de estabilidad transitoria.

Operación en estado estacionario en condiciones normales

En forma similar al corto plazo, las simulaciones de flujo de potencia en condiciones normales de operación se realizan para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, en los periodos hidrológicos de avenida y estiaje.

Para calificar el desempeño del SEIN se utilizaron los siguientes criterios de desempeño extraídos de los criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión:

- No se permiten sobrecargas (cargas mayores a 100%) en líneas de transmisión ni en transformadores de potencia del SEIN. Las capacidades de las líneas y transformadores son definidas acorde a los límites establecidos en contratos o determinados en la etapa de diseño.
- Las tensiones en barras deben estar en el rango de $\pm 5\%$ respecto a las tensiones nominales. En el largo plazo se asume el cambio de tensión de operación a valores nominales (500 kV, 220 kV y 138 kV) en la mayoría de las barras del SEIN, excepto para el año 2026 donde en las barras de la zona de Mantaro se define una tensión de operación de 225 kV.
- En todos los generadores del SEIN (térmicas e hidroeléctricas) se considera la operación dentro de las curvas de capacidad (P-Q). En los generadores con recursos energéticos renovables (RER) la operación se realiza en modo de potencia constante.

Operación en estado estacionario bajo contingencias

En forma similar al corto plazo, se analizan contingencias simples y dobles de salidas de las principales líneas de transmisión, y contingencias simples de salida de transformadores de potencia. El análisis de contingencias abarca la evaluación de la operación post contingencia (estado normal o emergencia) asumiendo la existencia de la operación en estado estacionario sin actuación de las protecciones posteriores a la salida de los elementos.

Los criterios técnicos de desempeño del sistema para condiciones de emergencia, resultado de la operación en estado estacionario post contingencia, se describen a continuación:

- No se permiten sobrecargas mayores a las permisibles en estado emergencia de elementos del sistema sobre las capacidades definidas acorde con límites contractuales o límites de diseño. Las sobrecargas permisibles se definieron acorde con los límites operativos en condiciones de emergencia típicas donde no se permitirán sobrecargas mayores a 20%.
- Las tensiones de barras deben estar dentro del siguiente rango sugerido por los criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión:
 - +10%/-10% para barras con tensiones mayores o iguales a 220 kV.
 - +5%/-10% para barras con tensiones menores o iguales a 138 kV.
- Aquellas contingencias que no logren convergencia del algoritmo de flujo de potencia son estudiadas de manera individual para verificar si se trata de una condición de colapso del sistema (no existe convergencia) o se alcanza un estado de operación que permita visualizar los problemas de tensión y sobrecarga (existe convergencia).

Cálculos de cortocircuito

Los cálculos de los valores de niveles máximos de cortocircuito trifásico y monofásico se realizan de la misma forma que en el corto plazo, es decir, se usan las recomendaciones de la norma IEC60909. Posteriormente se verifica si los valores de los niveles máximos de corrientes de cortocircuito exceden las capacidades de ruptura de los equipamientos.

Análisis de márgenes de carga y estabilidad de tensión

De forma similar al corto plazo, el grado de robustez del sistema en estado estacionario, para condiciones de operación normal y bajo contingencias, se obtiene mediante el análisis de márgenes de carga considerando las restricciones operativas y de seguridad.

Se analizan las siguientes restricciones operativas en estado estacionario:

- En condición *N* (red completa):
 - Las tensiones en barras serán mayores a 0,95 p.u.
 - No se permiten sobrecargas (cargas mayores a 100%) de elementos del sistema sobre las capacidades definidas acorde con límites contractuales o límites de diseño esperados en líneas similares para la condición de operación normal.
- En condición *N-k* (red incompleta, debido a la salida de *k* elementos)
 - Las tensiones en barras serán mayores a 0,90 p.u.

- No se permiten sobrecargas mayores a las permisibles en estado emergencia de elementos del sistema sobre las capacidades definidas acorde con límites contractuales o límites de diseño. En condiciones de emergencia, no se permitirán sobrecargas mayores a 20%.

Respecto a las restricciones de seguridad, el margen de seguridad ante el colapso de tensión se determina de forma similar a los criterios mencionados en el corto plazo.

Análisis de estabilidad transitoria

Análogamente al corto plazo, se verifica el incremento asintótico de los ángulos del rotor de los generadores en las primeras oscilaciones, lo cual denota un problema de inestabilidad transitoria considerando el modelo detallado de generador y controladores. El tiempo de simulación comúnmente usado es de 10 segundos o el tiempo requerido para observar la extinción total de las oscilaciones electromecánicas.

El análisis de estabilidad transitoria se realiza sobre condiciones de operación en contingencia y la selección de estas contingencias será la misma que la usada en el análisis de contingencias en estado estacionario. Los criterios de desempeño a utilizar y el procedimiento de análisis general, que incluye líneas de doble circuito, son los mismos que los usados en el corto plazo.

3 PREMISAS DEL ESTUDIO

3.1 Futuros

En esta sección se describe el proceso de definición de los futuros, cuyos criterios y metodología se detallaron en la sección 2.5.2.

3.1.1 Futuros de Demanda

3.1.1.1 Zonas Eléctricas

Para este estudio se consideran tres zonas eléctricas: Norte, Centro y Sur. Estas zonas son básicamente las mismas que se utilizaron en el estudio de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030.

3.1.1.2 Escenarios de Proyección de Demanda

Las proyecciones de demanda global se basan en la proyección de dos grandes componentes, la demanda vegetativa y las grandes cargas (Cargas especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos, etc.).

La primera componente, la demanda vegetativa (econométrica), basa sus pronósticos en estimaciones del PBI de largo plazo. En el presente diagnóstico se construyeron 5 escenarios de PBI: Base, Pesimista, Optimista, Muy Optimista y Muy Pesimista, dando lugar a un igual número de pronósticos.

De otro lado la segunda componente, las grandes cargas, es elaborada en base a la declaración e información actualizada de cada una de las grandes cargas. En los Anexos C1 y C2 se detalla la metodología de la proyección de demanda utilizando el modelo econométrico y la encuesta a los promotores de proyectos y ampliaciones de grandes cargas, para el periodo 2020-2032 (con año base 2019).

A continuación, en la Tabla 3.1 se muestra las estimaciones de PBI realizadas por la empresa Apoyo, por encargo del COES.

Años	Escenarios				
	Muy Pesimista	Pesimista	Base	Optimista	Muy Optimista
2020	-16.3%	-15.3%	-13.1%	-12.1%	-11.0%
2021	8.0%	9.0%	9.1%	10.3%	11.3%
2022	2.8%	4.2%	4.7%	6.4%	7.4%
2023	0.6%	2.0%	2.8%	4.2%	5.3%
2024	1.7%	2.3%	2.8%	3.6%	4.2%
2025	1.8%	2.3%	3.0%	3.8%	4.4%
2026	1.6%	2.2%	2.9%	3.8%	4.6%
2027	1.6%	2.2%	2.9%	4.5%	5.2%
2028	1.5%	2.1%	2.9%	4.4%	5.2%
2029	1.5%	2.1%	3.0%	4.3%	5.0%
2030	1.5%	2.1%	3.0%	4.1%	5.3%
2031	1.6%	2.4%	3.3%	4.3%	5.2%
2032	1.6%	2.4%	3.4%	4.4%	5.3%
2020-2032	2.1%	2.9%	3.6%	4.8%	5.7%

Tabla 3.1 Proyecciones del PBI por escenario (%) sin proyectos mineros (Apoyo 2020).

Las proyecciones extremas de PBI (Muy Optimista y Muy pesimista) tratan de abarcar todo el rango de variación de la incertidumbre de la demanda y nos sirven para la elaboración de los futuros extremos de la misma; estos futuros a su vez son un dato indispensable en el presente proceso de planificación de la transmisión.

Los proyectos y su ubicación por zonas (Centro, Norte y Sur) fueron obtenidos de las encuestas realizadas a los propietarios y promotores de los nuevos proyectos en minería y/o industriales.

Estos se muestran en la Tabla 3.2.

Zonas	MUY OPTIMISTA	OPTIMISTA	BASE	PESIMISTA	MUY PESIMISTA
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
CENTRO	6988	6988	5617	2353	2353
Ampliacion Antamina	1994	1994	1321	431	431
Pampa de Pongo (JMP)	1947	1947	1947	0	0
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	712	712	712	699	699
Expansión Toromocho	562	562	490	493	493
Mina Justa	540	540	516	484	484
Pukaqaqa (Milpo)	407	407	0	0	0
Terminal Portuario SJ Marcona (JMP)	335	335	335	0	0
Terminales Portuarios Chancay	161	161	161	161	161
unidad minera santander	122	122	95	45	45
metro de lima (línea 2)	90	90	41	41	41
proyecto ariana	71	71	0	0	0
shalipayco	46	46	0	0	0
NORTE	4629	4629	2059	925	925
Michiquillay	1640	1640	0	0	0
yanacocha sulfuros	850	850	850	0	0
Río Blanco	720	720	0	0	0
Ampliación modernización Refinería Talara	669	669	669	669	669
Magistral (Milpo)	271	271	271	0	0
Incremento prod. cementos pacasmayo	130	130	44	42	42
Hilarion (Milpo)	118	118	0	0	0
ampliación santa maria	104	104	98	87	87
Langostinera (MarinaAzul)	104	104	104	104	104
Fundo santa regina	24	24	24	24	24
SUR	7540	7540	4369	1171	1171
Haqira (Antares)	1577	1577	0	0	0
Quellaveco	1473	1473	1179	884	884
Los Chancas (SPCC)	820	820	820	0	0
Zafranal (AQM Copper)	800	800	800	0	0
Los Calatos (Hampton)	473	473	24	0	0

Zonas	MUY OPTIMISTA	OPTIMISTA	BASE	PESIMISTA	MUY PESIMISTA
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Las Bambas (XSTRATA)	466	466	0	0	0
Amp.Concentradora Cujone (SPCC)	380	380	380	0	0
trapiche	316	316	0	0	0
Coroccohuayco (XSTRATA)	314	314	314	0	0
Corani	312	312	312	0	0
Ampliacion rio seco	224	224	217	211	211
Chucapaca	126	126	123	0	0
Expansión de Fundación (SPCC)	123	123	123	0	0
relaves b2 minsur	80	80	78	76	76
Ollachea (Kuri Kullu)	55	55	0	0	0
Grand Total	19157	19157	12046	4450	4450

Tabla 3.2 Demanda de proyectos para el año 2032 de los 5 escenarios, en GWh.

Finalmente, en la Tabla 3.3 se muestran las proyecciones por tipo de carga para cada uno de los cinco escenarios de demanda: demanda econométrica (vegetativa), grandes cargas (cargas especiales e incorporadas y proyectos), asimismo algunos modelamientos especiales tales como autoprodutores, consumos propios de centrales, etc.

Carga Vegetativa (GWh)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	32,913	35,615	35,892	36,592	37,556	38,551	39,511	40,470	41,421	42,367	43,315	44,312	45,308	2.7%
	Pesimista	33,191	36,139	36,767	37,817	38,964	40,131	41,290	42,454	43,623	44,803	45,997	47,283	48,585	3.2%
	Base	33,773	36,782	37,549	38,849	40,159	41,542	42,942	44,376	45,844	47,352	48,907	50,596	52,339	3.7%
	Optimista	34,048	37,370	38,565	40,274	41,858	43,555	45,299	47,311	49,370	51,430	53,513	55,727	58,032	4.5%
	Muy Optimista	34,321	37,909	39,381	41,406	43,199	45,115	47,163	49,489	51,902	54,321	56,948	59,630	62,465	5.1%
Carga Especiales + Incorporadas (GWh)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	15,271	17,282	17,402	17,393	17,473	17,508	17,557	17,577	17,602	17,621	17,703	17,740	17,823	1.3%
	Pesimista	15,271	17,282	17,402	17,393	17,473	17,508	17,557	17,577	17,602	17,621	17,703	17,740	17,823	1.3%
	Base	15,519	17,661	17,811	17,815	17,921	17,939	18,012	18,034	18,073	18,111	18,861	18,953	19,066	1.7%
	Optimista	15,735	17,978	18,150	18,294	18,461	18,485	18,566	18,614	18,680	18,743	19,574	19,665	19,805	1.9%
	Muy Optimista	15,735	17,978	18,150	18,294	18,461	18,485	18,566	18,614	18,680	18,743	19,574	19,665	19,805	1.9%
Grandes proyectos (GWh)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	56	1,010	2,257	2,984	3,279	3,358	3,401	3,588	3,715	4,312	4,450	4,450	4,450	44.1%
	Pesimista	56	1,010	2,257	2,984	3,279	3,358	3,401	3,588	3,715	4,312	4,450	4,450	4,450	44.1%
	Base	58	1,343	2,496	3,324	3,729	4,250	5,127	7,343	8,814	9,968	10,697	11,110	12,046	56.0%
	Optimista	59	1,589	2,907	4,100	4,612	5,520	5,986	8,206	9,752	12,967	14,690	16,598	19,157	61.9%
	Muy Optimista	59	1,589	2,907	4,100	4,612	5,520	5,986	8,206	9,752	12,967	14,690	16,598	19,157	61.9%
Otras demandas (GWh)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	699	782	805	826	845	862	877	894	910	932	949	964	980	2.8%
	Pesimista	704	789	818	844	866	884	903	922	942	968	988	1,007	1,027	3.2%
	Base	716	809	839	870	896	924	958	1,011	1,055	1,094	1,138	1,170	1,210	4.5%
	Optimista	723	826	865	909	942	980	1,013	1,075	1,128	1,206	1,206	1,206	1,206	4.4%
	Muy Optimista	727	833	876	925	961	1,002	1,040	1,106	1,165	1,247	1,323	1,390	1,471	6.1%
Total (GWh)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	48,940	54,689	56,357	57,795	59,153	60,279	61,346	62,528	63,647	65,232	66,417	67,466	68,561	2.8%
	Pesimista	49,222	55,220	57,245	59,037	60,582	61,882	63,150	64,541	65,881	67,703	69,138	70,481	71,885	3.2%
	Base	50,066	56,595	58,695	60,858	62,705	64,656	67,039	70,764	73,786	76,526	79,603	81,828	84,661	4.5%
	Optimista	50,564	57,762	60,488	63,577	65,873	68,540	70,864	75,206	78,930	84,346	89,050	93,324	98,400	5.7%
	Muy Optimista	50,842	58,309	61,315	64,725	67,234	70,122	72,755	77,416	81,499	87,279	92,534	97,283	102,897	6.1%
Total (MW)		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2020-2032
Escenario	Muy Pesimista	7,468	7,423	7,525	7,690	7,859	8,006	8,155	8,365	8,510	8,647	8,810	8,957	9,109	1.7%
	Pesimista	7,468	7,496	7,645	7,858	8,052	8,223	8,399	8,637	8,811	8,981	9,177	9,365	9,559	2.1%
	Base	7,467	7,642	7,820	8,085	8,307	8,602	8,882	9,377	9,743	10,062	10,523	10,785	11,147	3.4%
	Optimista	7,468	7,782	8,056	8,405	8,690	9,049	9,365	9,942	10,402	11,002	11,741	12,201	12,837	4.6%
	Muy Optimista	7,468	7,858	8,167	8,560	8,874	9,263	9,620	10,241	10,749	11,399	12,212	12,737	13,445	5.0%

Tabla 3.3 Proyecciones por tipo de carga para cada uno de los escenarios de demanda.

Estos cinco escenarios de demanda abarcan un amplio rango de incertidumbre (con tasas de crecimiento en energía entre 2.8% y 6.1%), con lo que se asegura un adecuado tratamiento en la determinación de los índices a evaluar para el presente diagnóstico.

En resumen, para el periodo 2020-2032 las tasas de crecimiento promedio para los cinco escenarios de demanda se muestran en la Tabla 3.4.

Caso	Tasa Media
Muy Pesimista	1.7%
Pesimista	2.1%
Base	3.4%
Optimista	4.6%
Muy Optimista	5.0%

Tabla 3.4 Tasa media de crecimiento en potencia (MW) de la demanda total (periodo 2020-2032)

En la Figura 3.1 se muestra las cinco proyecciones en MW, donde se observa los rangos que cubren en los años 2028 y 2032.

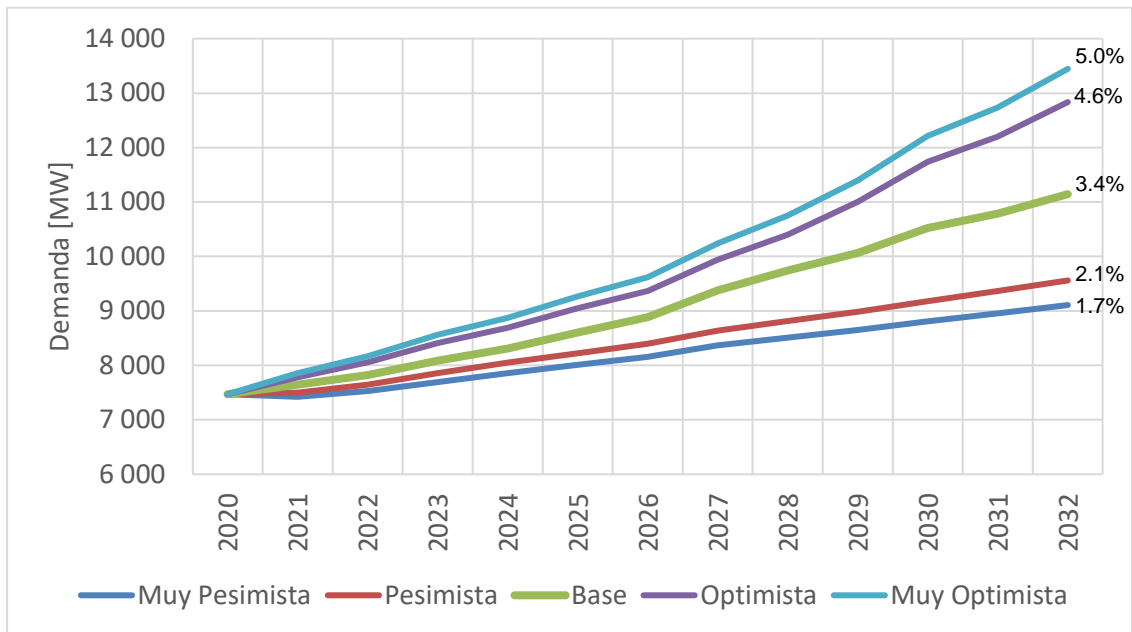


Figura 3.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en MW.

Los cinco escenarios de demanda se pueden separar en zonas importantes de demanda: zona Centro, zona Norte y zona Sur (Tabla 3.5), los cuales al combinarse representan los nudos límite de demanda que causan el mayor estrés en el sistema de transmisión.

La Tabla 3.5 muestra el rango de tasa de crecimiento de los cinco escenarios de demanda por zonas del SEIN, para representar la demanda global por zonas se utilizaron factores de distribución históricos⁸.

Escenarios	Centro		Norte		Sur		Total	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
MUY OPTIMISTA	60712	5.8%	18784	7.4%	23401	5.7%	102897	6.1%
OPTIMISTA	57352	5.4%	18069	7.1%	22979	5.6%	98400	5.7%
BASE	51395	4.5%	14345	5.1%	18921	4.0%	84661	4.5%
PESIMISTA	45123	3.5%	11697	3.5%	15065	2.2%	71885	3.2%
MUY PESIMISTA	42640	3.1%	11168	3.1%	14753	2.1%	68561	2.8%

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores no COES.

Tabla 3.5 Escenarios de demanda por zonas del SEIN, año 2032.

⁸ Ver anexo C2

3.1.1.3 Nudos de Demanda

A partir de los escenarios de demanda por zonas (Tabla 3.5) se puede construir Nudos de demanda que representan la incertidumbre en cuanto a magnitud y ubicación de la demanda. En la Tabla 3.6 se definen cuatro Nudos de demanda para las diversas zonas o agrupaciones de estas:

- Nudo de demanda 1: Considera el crecimiento muy optimista en las zonas Norte y Sur y un crecimiento medio en la zona Centro.
- Nudo de demanda 2: Considera el crecimiento medio en todas las zonas del SEIN.
- Nudo de demanda 3: Considera el crecimiento muy optimista de la zona Centro y un crecimiento medio en las zonas Norte y Sur.
- Nudo de demanda 4: Considera el crecimiento muy pesimista en todas las zonas del SEIN.

Asimismo, estos nudos de demanda representan de la mejor manera la incertidumbre desde el punto de vista de magnitud y ubicación de los crecimientos de demanda en el país, estos se muestran en la Tabla 3.6 y Figura 3.2.

Zonas	Nudo 1		Nudo 2		Nudo 3		Nudo 4	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	18784	7.4%	14345	5.1%	14345	5.1%	11168	3.1%
Sur	23401	5.7%	18921	4.0%	18921	4.0%	14753	2.1%
Norte+Sur	42185	6.4%	33266	4.4%	33266	4.4%	25920	2.5%
Centro	51395	4.5%	51395	4.5%	60712	5.8%	42640	3.1%
SEIN	93579	5.3%	84661	4.5%	93978	5.3%	68561	2.8%

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores no COES.

Tabla 3.6 Nudos de demanda en GWh, año 2032.

Aunque solo serían necesarios los Nudos 1, 3 y 4 para definir el espacio de variación de la incertidumbre de la demanda, se incluye el Nudo 2 para mejorar la precisión de las interpolaciones, además de permitir analizar efectos no lineales. El espacio anteriormente mencionado es graficado en la Figura 3.2.

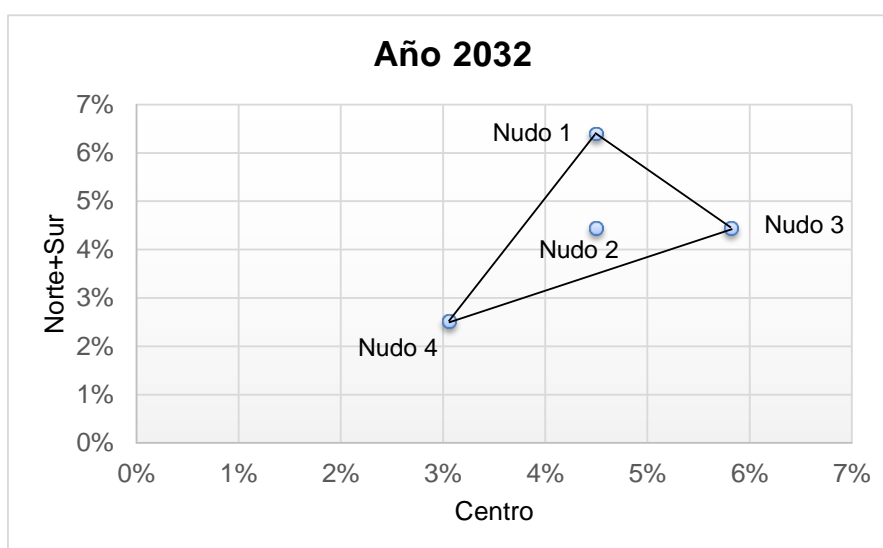


Figura 3.2 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4, al año 2032.

Como se puede notar, se han agrupado las zonas Norte y Sur y se ha considerado su crecimiento diferenciado respecto a la zona Centro, en razón a que las dos primeras tienen demandas sensiblemente menores a la zona Centro, y por lo tanto son menos maduras. Esto lleva a que las tasas de crecimientos potenciales de las zonas Norte y Sur sean mayores debido a grandes proyectos mineros. A este efecto también abona el hecho de que la mayor parte de los grandes proyectos de demanda se encuentran en dichas zonas.

Por otro lado, para efecto de planificar las redes de transmisión entre las áreas del SEIN, tiene relevancia la evolución diferenciada de la demanda entre las zonas del Centro y el Norte, y entre las zonas del Centro y el Sur, siendo menos relevante considerar la evolución diferenciada entre el Norte y el Sur, puesto que no existe conexión eléctrica directa entre estas dos áreas.

Los Nudos 1, 3 y 4 son futuros de demanda extremos que podrían no materializarse de manera precisa en el tiempo, no obstante, ellos definen un espacio de interés de futuros de demanda, siendo el área dentro del triángulo, así formado, la que servirá de insumo para el modelamiento de la incertidumbre de demanda, abarcando de esta manera todos los posibles escenarios tanto en magnitud como en distribución por zonas. Para el diagnóstico se considera los Nudos como valores extremos de materializaciones de demanda y para el análisis Trade-Off / Risk se utilizan además las interpolaciones dentro de dicha área del triángulo o región central en el gráfico, ver Figura 3.2.

De manera similar a lo realizado para el año 2032, se definen los futuros de demanda para el año de corte 2028. Los resultados para este año se muestran en la Tabla 3.7 y Figura 3.3.

Zonas	Nudo 1		Nudo 2		Nudo 3		Nudo 4	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	13389	6.6%	12159	5.6%	12159	5.6%	10285	3.7%
Sur	18155	5.3%	16922	4.5%	16922	4.5%	14339	2.8%
Norte+Sur	31544	5.8%	29081	5.0%	29081	5.0%	24624	3.1%
Centro	44705	5.0%	44705	5.0%	49955	6.2%	39023	3.5%
SEIN	76248	5.3%	73786	5.0%	79036	5.7%	63647	3.3%

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores no COES.

Tabla 3.7 Nudos de demanda en GWh, año 2028.

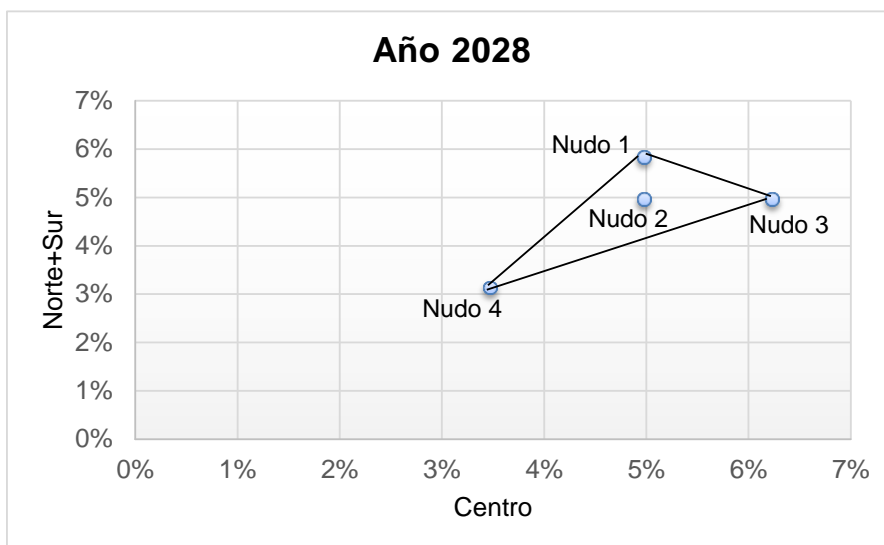


Figura 3.3 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4, al año 2028.

Desde el punto de vista del Plan de Transmisión es relevante observar que la demanda de proyectos afecta significativamente el sistema de transmisión (llegando hasta el 15 % de la demanda total, aproximadamente), ya que los mismos pueden dar origen a refuerzos importantes en el sistema de transmisión. En el presente estudio se han considerado combinaciones de desarrollos de proyectos por zonas del SEIN, asociados a cada futuro de demanda, abarcando de esta manera Futuros desde el escenario muy pesimista hasta el escenario muy optimista, incluyendo combinaciones por áreas del SEIN. Existe una cantidad importante de proyectos en los Nudos 1 y 3 (demandas optimistas), diferenciados en magnitud y ubicación como se observa en la Tabla 3.8.

Desde el punto de vista del Plan de Transmisión es relevante observar los proyectos mineros y su ubicación para cada escenario de demanda, ya que los mismos pueden dar origen a proyectos importantes en el sistema de transmisión. En el presente plan se han considerado combinaciones de desarrollos de proyectos por zonas del SEIN, asociados a cada futuro de demanda, de manera que se han abarcado Futuros desde muy pesimista hasta muy optimista, incluyendo variaciones por áreas del SEIN. En la Tabla 3.8 se muestra los proyectos por Futuros (Nudos) y por zonas del SEIN.

Zona	Nudo 1 GWh	Nudo 2 GWh	Nudo 3 GWh	Nudo 4 GWh
CENTRO	5617	5617	6988	2353
Ampliacion Antamina	1321	1321	1994	431
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	712	712	712	699
Expansión Toromocho	490	490	562	493
metro de lima (línea 2)	41	41	90	41
Mina Justa	516	516	540	484
Pampa de Pongo (JMP)	1947	1947	1947	0
proyecto ariana	0	0	71	0
Pukaqaqa (Milpo)	0	0	407	0
shalipayco	0	0	46	0
Terminal Portuario SJ Marcona (JMP)	335	335	335	0
Terminales Portuarios Chancay	161	161	161	161
unidad minera santander	95	95	122	45
NORTE	4629	2059	2059	925
Ampliación modernización Refinería Talara	669	669	669	669
ampliación santa maria	104	98	98	87
Fundo santa regina	24	24	24	24
Hilarion (Milpo)	118	0	0	0
Incremento prod. cementos pacasmayo	130	44	44	42
Langostinera (MarinaAzul)	104	104	104	104
Magistral (Milpo)	271	271	271	0
Michiquillay	1640	0	0	0
Río Blanco	720	0	0	0
yanacocha sulfuros	850	850	850	0
SUR	7540	4369	4369	1171
Amp.Concentradora Cuajone (SPCC)	380	380	380	0
Ampliacion rio seco	224	217	217	211
Chuwapaca	126	123	123	0
Corani	312	312	312	0
Coroccohuayco (XSTRATA)	314	314	314	0
Expansión de Fundición (SPCC)	123	123	123	0
Haqira (Antares)	1577	0	0	0
Las Bambas (XSTRATA)	466	0	0	0
Los Calatos (Hampton)	473	24	24	0
Los Chancas (SPCC)	820	820	820	0
Ollachea (Kuri Kullu)	55	0	0	0
Quellaveco	1473	1179	1179	884
relaves b2 minsur	80	78	78	76
trapiche	316	0	0	0
Zafranal (AQM Copper)	800	800	800	0
Grand Total	17786	12046	13417	4450

Tabla 3.8 Desarrollo de proyectos por nudo de demanda para el 2032.

En la Tabla 3.8 se observa que hay una cantidad importante de proyectos en los Nudos 1 y 3 (demandas optimistas), diferenciados en magnitud y ubicación. Inclusive se observa que en el nodo 1 (Norte-Sur) el desarrollo es mayor que en el nodo 3 (Centro), dándonos una idea que en estos nodos será necesario reforzar el sistema de transmisión entre las zonas correspondientes.

3.1.1.4 Demanda en Barras

Para las simulaciones de despacho económico o simulaciones eléctricas, se necesita determinar la demanda por barras del SEIN. Para este fin, se reparte la demanda total entre las barras, tal como se detalla en el Anexo C2. En el modelo energético, se considera que la demanda de cada barra es determinada por la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda Barra} = \text{Demanda Vegetativa} + \text{Demanda Grandes Cargas} + \text{Proyectos.}$$

Para el caso de las simulaciones eléctricas con el modelo DigSILENT, el reparto por barras de la demanda global se detalla en el Anexo C5.

3.1.2 Futuros de Oferta

3.1.2.1 Incertidumbre de la oferta

De manera similar al caso de la demanda, la oferta presenta incertidumbre en cuanto a magnitud y ubicación, afectando ambos aspectos al desarrollo de la transmisión. En este caso, la incertidumbre tiene que ver con definir los proyectos de generación que se considerarán para cubrir los futuros de demanda. Para este fin, se tiene que evaluar la cartera de proyectos existente, los cuales son de los siguientes tipos: (i) Centrales hidroeléctricas que hayan sido declarados por sus titulares para el presente PT; (ii) Centrales de energía renovable no convencional con concesiones definitiva, temporal y considerando el potencial por zonas geográfica y tecnología; (iii) Centrales de reserva fría; (iv) Centrales térmicas posibles y (v) Centrales de menor tamaño en el largo plazo.

Las centrales modeladas se clasificaron en 5 grupos importantes ordenados de mayor a menor certeza en cuanto a su ejecución, los cuales se presentan en el Anexo D. A continuación, se muestra un resumen de estos proyectos:

CLASIFICACIÓN DE OFERTA	MW
PROYECTOS COMPROMETIDOS HASTA EL 2024	420 MW
PROYECTOS CON ENERGÍA RENOVABLE	8142 MW
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS	3150 MW
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MEDIANOS	4173 MW
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA RESERVA FRÍA	2000 MW
TOTAL	18160 MW

Tabla 3.9 Resumen de la oferta por grupos de certidumbre.

Los 5 grupos de proyectos de centrales de generación considerados son los siguientes:

- Grupo 1: Proyectos comprometidos hasta el 2024, que son parte del programa de Obras de Generación.
- Grupo 2: Proyectos con energía renovable no convencional (ERNC). Este grupo está conformado por proyectos estimados de centrales eólicas y centrales solares fotovoltaicas en base al potencial eólico y solar por zona y por conocimiento de proyectos con estudios preliminares.

El modelamiento de la variabilidad de la generación de ERNC eólico, se ha realizado utilizando la generación histórica, de las centrales eólicas existentes, considerando bloques con los percentiles del 5%, 50% y 95% permutados para cada mes, para el caso de las centrales solares se ha colocado el promedio de la generación histórica, de las centrales solares existentes, por bloques ya que su generación tiene un patrón estable. (Anexo D)

- Grupo 3: Proyectos de centrales térmicas. Este grupo está conformado por proyectos de centrales térmicas de los cuales se tiene conocimiento que tienen posibilidades de ser construidas, futuras centrales de ciclo combinado en el Sur debido a la implementación de un gaseoducto al Sur, y centrales de ciclo combinado en el norte debido a un posible gasoducto al norte a futuro.
- Grupo 4: Proyectos de centrales hidroeléctricas medianos. Este grupo de proyectos se construyó en base a la lista priorizada de proyectos de generación hidroeléctricos, donde se consideran los proyectos cuya información ha sido alcanzada por los titulares para el desarrollo del Plan de Transmisión.

Cabe resaltar, que la tendencia actual de expansión de la generación en el mundo es el desarrollo de generación ERNC en reemplazo de grandes hidroeléctricas, debido a que estos proyectos requieren prolongados tiempos de maduración y construcción, originados sobre todo a las dificultades para la obtención de las licencias ambiental y social, lo que conlleva a un incremento del riesgo financiero. Por el contrario, los proyectos ERNC se ejecutan en tiempos mucho más cortos y con menores riesgos en su ejecución. Por lo anterior no se incluye grandes proyectos hidroeléctricos en el presente PT.

- Grupo 5: Proyectos de centrales térmicas para reserva fría. Está conformado por centrales de ciclo abierto que operan con diésel, ubicados en el Centro, Norte y Sur para cubrir la reserva fría de Largo Plazo.

3.1.2.2 Definición de nudos de oferta de generación

Como se detalló anteriormente, el diagnóstico de la transmisión mediante la metodología adoptada no debe asociarse a ninguna proyección determinística de oferta/demanda, sino más bien evaluarse dentro de un amplio rango de posibilidades.

En ese sentido el sistema de transmisión en lo posible debe proveer soporte adecuado a diferentes desarrollos de oferta. Por lo anterior, la definición de nudos de oferta de generación debe considerar un número amplio de variaciones y condicionantes de oferta en generación.

Para la definición de nudos de oferta se considera:

- Variaciones en la conformación de la oferta total (existentes y nuevos proyectos) tales como: futuros de tipo "A" con mayor componente térmica (60 % térmico y 40 % renovable) y "B"

con mayor componente energía renovable (60 % de renovable y 40 % térmico). Asimismo, se consideran porcentajes de reserva de 30 % y 40% para los futuros A y B respectivamente.

- La priorización de centrales por zonas de acuerdo con lo siguiente: Casos base (escenarios “0”), caso priorizando el desarrollo de proyectos en la zona Centro (escenarios “1”) y caso priorizando el desarrollo de proyectos de las zonas Norte y Sur (escenarios “2”).

Se observa que las incertidumbres de Demanda y Generación tienen dependencia, por lo tanto, se debe analizar la factibilidad de sus combinaciones. De otro lado, el desarrollo de ambas variables en un mercado en competencia está condicionado a las decisiones privadas de los agentes del mercado. No obstante, la oferta estará ligada al desarrollo de proyectos de demanda, en algunos casos respaldados mediante contratos de largo plazo, en otros de manera libre mediante competencia en el mercado.

En ese sentido y siendo que los tiempos disponibles para la implementación resultan cortos para algunos proyectos de generación, se ha supuesto que para el año 2026 no se llega a desarrollar los grandes proyectos hidroeléctricos, dejándolos como condicionales para el año 2030 según la lista priorizada y según los futuros de demanda media y optimista.

En la formulación de los escenarios de oferta del PT se ha considerado que las energías renovables no convencionales (ERNC) desplazarían a las grandes centrales hidroeléctricas, debido a que los costos de inversión de proyectos Solares y Eólicas son más competitivos, la tendencia actual es desarrollar proyectos de ERNC⁹, además se consideró que el SEIN debe contar con mayor reserva rotante para poder atender las variaciones en la inyección de potencia de los ERNC. La mayor penetración de ERNC conlleva a implementar mayores Servicios Complementarios de reserva de generación que los acompañen, los cuales pueden ser plantas térmicas, embalses hidroeléctricos, existentes y otros equipos de almacenamiento de energía.

Para obtener la tabla final de centrales a modelar en los correspondientes Nudos de oferta, se procedió de la siguiente manera:

- i. Se incluye las centrales existentes y los proyectos comprometidos.
- ii. Si resulta necesario para cumplir con las metas en cuanto a conformación de la oferta y márgenes de reserva, se añaden centrales hidroeléctricas, térmicas y ERNC en el orden de los grupos mencionados en el acápite incertidumbres de oferta (Grupo 2 al 5).
- iii. Se repiten los dos pasos anteriores, con la diferencia que en el segundo paso al momento de añadir centrales se priorizan los proyectos de la Zona Centro. Luego se vuelve a repetir los tres pasos anteriores esta vez priorizando los proyectos de la zona Norte y Sur, con el fin de estresar la red troncal.

En las Tabla 3.10, Tabla 3.11 y Tabla 3.12 se muestra la composición total de generación (existente y nuevos proyectos) en los escenarios de generación-demanda donde se consideran centrales ERNC desde un mínimo de 10% hasta un máximo del 30%. Mayor el detalle se encuentra en el Anexo D.

⁹ Lazard, “Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Utility-Scale Generation Comparison”, Oct – 2020.
<https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)				Reserva	Hidro	Termica	ERNC		
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	ERNC	Total						
2028	1AS	1789	5973	425	10185	5284	7344	1420	14048	1598	9365	3365	38%	52%	10%
2028	1BS	1789	5973	425	10185	5490	7451	2820	15761	1798	10065	4178	55%	47%	18%
2028	2AS	1624	5973	260	9855	5284	7223	770	13277	1598	8965	2994	35%	54%	6%
2028	2BS	1624	5973	260	9855	5284	7651	2470	15405	1798	9915	3972	56%	50%	16%
2028	3AS	1624	6672	260	10556	5284	7344	1420	14048	1598	9365	3365	33%	38%	10%
2028	3BS	1624	6672	260	10556	5490	7451	3370	16311	1798	10415	4378	55%	34%	46%
2028	4AS	1374	5212	1915	8501	5284	7095	620	12999	1598	8686	2994	53%	41%	5%
2032	1AS	2509	6864	3126	12499	5647	9077	2170	16894	1798	10286	5090	35%	33%	54%
2032	1BS	2509	6864	3126	12499	5947	8756	6170	20873	3548	11365	6240	67%	28%	42%
2032	2AS	1916	6864	527	11308	5284	8513	970	14767	1598	9522	3927	31%	36%	58%
2032	2BS	1916	6864	527	11308	5647	7744	3720	17111	2448	9915	5028	51%	33%	45%
2032	3AS	1916	8108	527	12552	5947	9077	2170	17194	1798	10286	5390	37%	35%	53%
2032	3BS	1916	8108	527	12552	5947	8756	6170	20873	3548	11365	6240	66%	28%	42%
2032	4AS	1492	5695	1971	9157	5284	7223	620	13127	1598	8815	2994	43%	40%	5%

Tabla 3.10 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación según evaluación, años 2028 y 2032.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)				Reserva	Hidro	Termica	ERNC		
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	ERNC	Total						
2028	1AS	1789	5973	425	10185	5284	7223	1170	13677	1598	9365	2994	34%	39%	53%
2028	1BS	1789	5973	425	10185	5490	7451	2620	15561	1798	10619	3428	53%	35%	48%
2028	2AS	1624	5973	260	9855	5284	7223	770	13277	1598	8965	2994	35%	40%	54%
2028	2BS	1624	5973	260	9855	5284	7623	1870	14777	1598	10269	3194	50%	36%	52%
2028	3AS	1624	6672	260	10556	5284	7580	1270	14134	1598	9822	2994	34%	37%	54%
2028	3BS	1624	6672	260	10556	5490	7423	2970	15883	1598	11165	3400	50%	35%	47%
2032	1AS	2509	6864	3126	12499	5683	9026	2420	17129	1798	12261	3350	37%	33%	53%
2032	1BS	2509	6864	3126	12499	6044	8777	3770	18591	1798	13423	3650	49%	33%	47%
2032	2AS	1916	6864	527	11308	5284	8377	970	14631	1598	10319	2994	29%	36%	57%
2032	2BS	1916	6864	527	11308	5647	8144	3120	16911	1798	11686	3707	50%	33%	48%
2032	3AS	1916	8108	527	12552	5683	9374	2420	17477	1798	12609	3350	39%	33%	54%
2032	3BS	1916	8108	527	12552	6044	8777	3870	18691	1898	13423	3650	49%	32%	47%

Tabla 3.11 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación del área Centro, años 2028 y 2032.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)				Reserva	Hidro	Termica	ERNC		
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	ERNC	Total						
2028	1AS	1789	5973	425	10185	5284	7344	870	13498	1598	8815	3365	33%	39%	54%
2028	1BS	1789	5973	425	10185	5490	7451	2770	15711	2348	9115	4528	54%	35%	47%
2028	2AS	1624	5973	260	9855	5284	7223	620	13127	1598	8815	2994	33%	40%	55%
2028	2BS	1624	5973	260	9855	5284	7451	2020	14755	1898	9115	4022	50%	36%	50%
2028	3AS	1624	6672	260	10556	5284	7344	870	13498	1598	8815	3365	28%	39%	54%
2028	3BS	1624	6672	260	10556	5490	7451	2920	15861	2448	9115	4578	50%	35%	47%
2032	1AS	2509	6864	3126	12499	6278	8756	1820	16854	1798	8815	6521	35%	37%	52%
2032	1BS	2509	6864	3126	12499	5947	8756	5835	20538	4863	9115	6840	64%	29%	43%
2032	2AS	1916	6864	527	11308	5284	7956	770	14010	1598	8815	3877	24%	38%	57%
2032	2BS	1916	6864	527	11308	5647	7744	3920	17311	3048	9115	5428	53%	33%	45%
2032	3AS	1916	8108	527	12552	6278	8756	1870	16904	1798	8815	6521	35%	37%	52%
2032	3BS	1916	8108	527	12552	5947	8956	6092	20995	5320	9115	6840	67%	28%	43%

Tabla 3.12 Demanda y oferta en GWh para cada nudo de generación demanda, priorizando proyectos de generación del área Norte y Sur, años 2028 y 2032.

3.1.3 Futuros de Hidrología

Se están considerando tres futuros de hidrología para acotar el rango de variación de esta incertidumbre. Cada futuro de hidrología consiste en una secuencia hidrológica de 4 años, seleccionada de una base de datos histórica que abarca el periodo entre los años 1965 a 2019 (55 años).

Los futuros de hidrología seleccionados representan las condiciones extremas y media de la distribución de probabilidad histórica del recurso hidrológico. Considerando que, para efectos del estudio, la incertidumbre “hidrología” es importante desde un punto de vista económico, se ha considerado conveniente utilizar el costo anual de operación del sistema eléctrico como una medida que refleje la disponibilidad del recurso hidrológico.

El procedimiento utilizado ha sido el siguiente:

- Simular la operación del SEIN para todas las secuencias hidrológicas. Para este fin se utilizó el modelo PERSEO 2.0, con datos de la última fijación tarifaria.

- Se ordenaron en forma ascendente los costos de operación según la secuencia hidrológica. Los datos fueron tomados del archivo “COPERsc.csv”, de los resultados de PERSEO.
- Se tomaron los percentiles 5, 50 y 95 que corresponden a las secuencias hidrológicas húmeda, media y seca respectivamente.

Las series hidrológicas encontradas son las que comienzan en los años 1970, 2016 y 1995, y corresponden a las series húmeda, media y seca respectivamente. Los resultados se pueden ver en la Tabla 3.13 y Figura 3.4.

Criterio	Descripción	ID 2023-2032
Percentil 5	Serie hidrológica Húmeda	1970
	Costo Operativo (US\$)	1,601,650,060
Percentil 50	Serie hidrológica Media	2016
	Costo Operativo (US\$)	1,749,547,076
Percentil 95	Serie hidrológica Seca (Año)	1995
	Costo Operativo (US\$)	1,958,312,345

Tabla 3.13 Series hidrológicas propuestas para el ID 2023-2032.

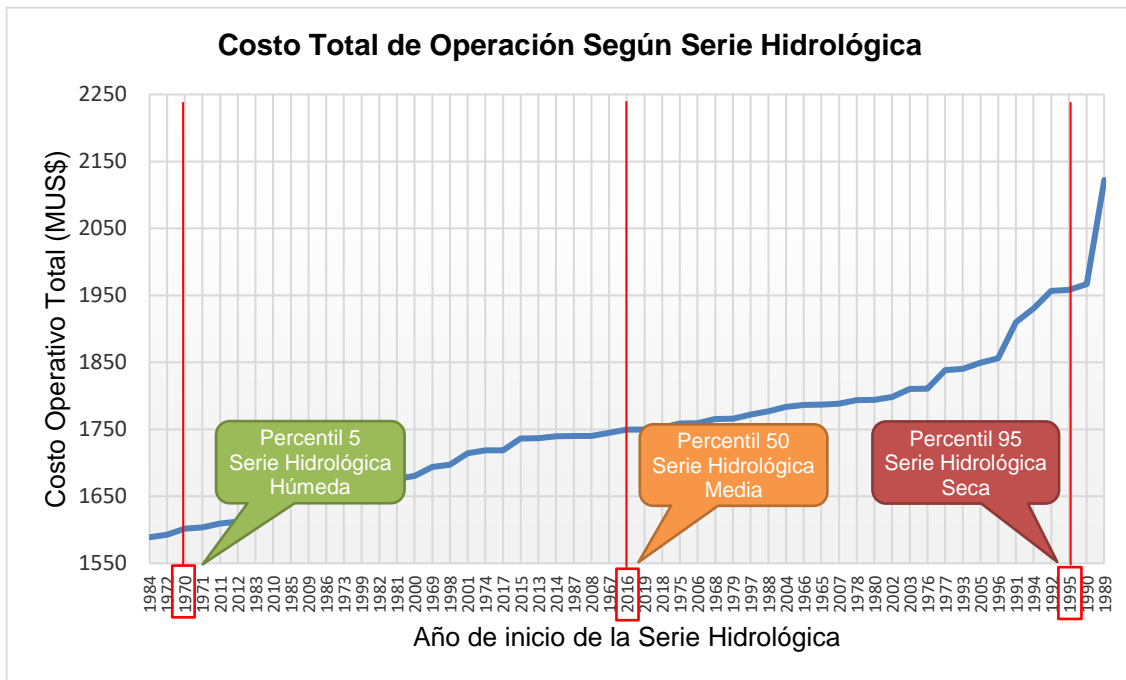


Figura 3.4 Series hidrológicas propuestas para el ID 2021-2030.

Hidrología seca: serie de 4 años a partir de 1995.

Hidrología media: serie de 4 años a partir de 2016.

Hidrología húmeda: serie de 4 años a partir de 1970.

3.1.4 Escenarios Extremos (Nudos)

Acorde a la metodología de la Norma y de lo descrito en el numeral 2.5.2, a partir de los futuros extremos o “Nudos” definidos en los numerales anteriores, se deben realizar combinaciones factibles de ellos, las que a su vez se combinarán con los planes a evaluar generando los “Escenarios Base” (también llamados “Nudos”), los cuales serán simulados en MODPLAN.

De las incertidumbres analizadas, se considera que la Demanda y la Generación tienen cierta dependencia, y por lo tanto se debe analizar si es factible su combinación. El desarrollo de ambas variables está relacionada a las decisiones privadas de los agentes del mercado, entendiéndose que la Demanda es independiente, mientras que el desarrollo de la Generación estará en función de la primera.

En ese sentido, se ha supuesto que para el año 2028 se ha negado la posibilidad que se desarrollen nuevos proyectos hidroeléctricos, debido a que su tamaño y complejidad técnica y ambiental, el tiempo de desarrollo no les permitiría estar operando para ese año 2028.

Para el año 2032 se tendrá mayor demanda que en el 2028, y se tendrá mayor tiempo para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, por lo que se considera que, si es posible que se desarrollen algunos proyectos hidroeléctricos, aún para el futuro de demanda media, y con más razón para los futuros de demanda optimistas. Al igual que en el año 2028, se asume que para el futuro de demanda pesimista no se desarrollarán este tipo de proyectos.


En cuanto a las otras incertidumbres, se considera que la hidrología, para el horizonte de evaluación, es una variable aleatoria, mientras que los precios de combustibles y los costos de inversión (asociados principalmente a los costos de los metales y otras materias primas) dependen de la evolución del mercado internacional. En ese sentido, se ha asumido que la combinación de los futuros de estas incertidumbres con los futuros de demanda y generación no tiene restricciones.

Aplicando los criterios anteriores, la Figura 3.5 muestran los Escenarios Base o Nudos que serán simulados en MODPLAN. Cabe indicar que en los gráficos se está incluyendo la información del número de planes a evaluar y además dos condiciones de transmisión (con y sin límites), lo cual es necesario para el posterior cálculo de atributos. Asimismo, no se está considerando la información de los futuros de combustible y de costos capitales, los cuales no incrementan el número de simulaciones, pues su aplicación es posterior de manera directa. En el anexo D se incluye el detalle del parque generador para cada uno de los futuros listados.

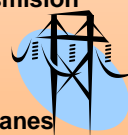
Año 2028	Demanda	Oferta		
		Tipo	Prioridad de Proyectos de Generación	Oferta
Optimista Norte-Sur	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Media	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Optimista Centro-Costa	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Pesimista	-	Según Evaluación	Si	

19 futuros Demanda x Oferta

x 3 Series Hidrológicas (Seca, Promedio, Húmeda)



x 2 Condiciones Transmisión




x 1 Planes

114 Escenarios Simulados


Año 2032	Demanda	Oferta		
		Tipo	Prioridad de Proyectos de Generación	Oferta
Optimista Norte-Sur	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Media	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Optimista Centro-Costa	Mayormente Térmica	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
	Mayormente Renovable	Según Evaluación	Si	
		Centro	Si	
		Norte y Sur	Si	
Pesimista	-	Según Evaluación	Si	

19 futuros Demanda x Oferta

x 3 Series Hidrológicas (Seca, Promedio, Húmeda)



x 2 Condiciones Transmisión



x 1 Planes

114 Escenarios Simulados

Figura 3.5 Escenarios base o nudos.

3.2 Expansión para Análisis Eléctrico

La expansión del sistema, como Proceso Básico del Diagnóstico de condiciones operativas del SEIN, comprende la proyección de la demanda, el plan de obras de generación y el plan de obras de transmisión, los cuales son presentados a continuación. En el anexo B se detalla la información de los proyectos utilizados para el modelamiento del sistema en el corto plazo, así como en el largo plazo.

3.2.1 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda del SEIN, está conformada por dos componentes: la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de grandes proyectos. En las Tabla 3.14 y Tabla 3.15 se muestra la proyección de la demanda del SEIN (a nivel de generación) y la proyección de los requerimientos de potencia y energía de los principales proyectos de demanda considerados, respectivamente.

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2020	50 066	-7.1%	7 467	2.9%
2021	56 595	13.0%	7 642	2.3%
2022	58 695	3.7%	7 820	2.3%
2023	60 858	3.7%	8 085	3.4%
2024	62 705	3.0%	8 307	2.7%
2025	64 656	3.1%	8 602	3.6%
2026	67 039	3.7%	8 882	3.2%
2027	70 764	5.6%	9 377	5.6%
2028	73 786	4.3%	9 743	3.9%
2029	76 526	3.7%	10 062	3.3%
2030	79 603	4.0%	10 523	4.6%
2031	81 828	2.8%	10 785	2.5%
2032	84 661	3.5%	11 147	3.4%
PROMEDIO 2020 - 2032		4.5%		3.4%

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores no COES.

Tabla 3.14 Demanda global del SEIN periodo 2020 – 2032.

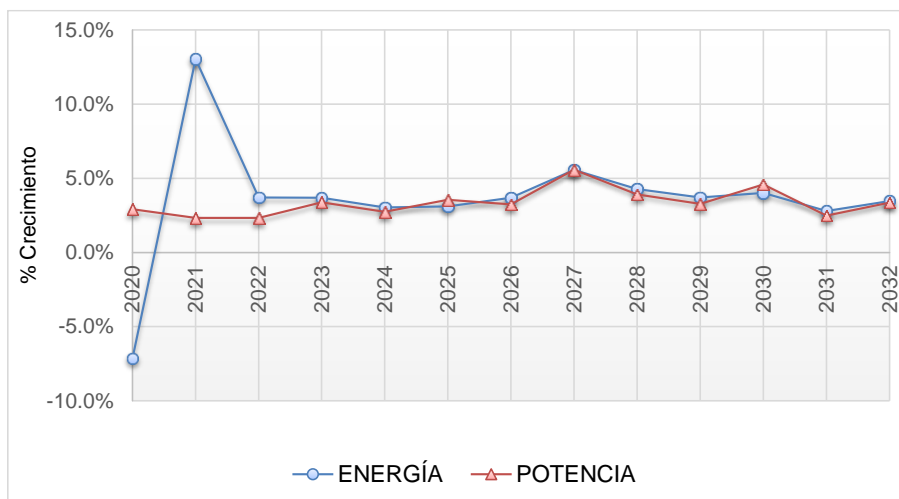


Figura 3.6 Crecimiento de Demanda Total

En la Tabla 3.15 se muestra la proyección de demanda de proyectos para los años desde el 2021 hasta el 2032 del escenario base.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	
EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE CUAJONE											12	95	23	190	46	380	46	380	46	380	46	380	46	380	
EXPANSION DE LA FUNDICION									4	31	8	62	15	123	15	123	15	123	15	123	15	123	15	123	
LOS CHANCAS													25	205	50	410	100	820	100	820	100	820	100	820	
MINA JUSTA	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	516	73	516	
PROYECTO MINERO SAN GABRIEL									3	15	5	31	20	123	20	123	20	123	20	123	20	123	20	123	
QUELLAVECO	19	40	123	232	158	883	158	1,141	158	1,179	158	1,179	158	1,179	158	1,179	158	1,179	158	1,179	158	1,179	158	1,179	
MAGISTRAL													30	214	38	271	38	271	38	271	38	271	38	271	
AMPLIACION TOROMOCHO	23	103	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490	
CORANI													47	312	47	312	47	312	47	312	47	312	47	312	
AMPLIACION ACEROS AREQUIPA	23	248	23	265	47	279	47	279	47	279	47	279	64	712	64	712	64	712	64	712	64	712	64	712	
ZAFRANAL																	10	40	100	429	100	800	100	800	
YANACOCCHA SULFUROS									6	50	32	250	89	705	96	760	107	844	107	842	108	854	108	850	
PAMPA DE PONGO													36	282	71	564	107	840	142	1,120	142	1,120	247	1,947	
TERMINAL PORTUARIO SAN JUAN DE MARCONA													36	60	34	120	34	268	34	268	34	268	43	335	
RELAVES B2 MINSUR	5	44	6	47	6	51	7	55	7	59	8	62	8	66	9	70	9	74	10	78	10	78	10	78	
PROYECTO MODERNIZACION REFINERIA TALARA	79	226	84	665	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669	
METRO DE LIMA (LÍNEA 2)	1	12	9	33	9	33	13	41	13	41	11	41	11	41	11	41	11	41	11	41	11	41	11	41	
LANGOSTINERAS CAMPOSOL			1	34	6	57	10	77	13	96	15	104	15	104	15	104	15	104	15	104	15	104	15	104	
INCREMENTO PROD. ANTAMINA	8	103	11	125	37	239	45	337	135	693	134	972	134	972	182	1,321	182	1,315	182	1,315	182	1,315	182	1,321	
AMPLIACION SANTA MARIA			1	4	1	4	2	14	3	14	3	23	5	33	7	43	8	55	10	68	12	82	15	98	
LOS CALATOS																								3	24
TREVALI PERU (UNIDAD MINERA SANTANDER)	1	12	2	18	3	25	4	33	5	41	6	50	7	60	9	71	10	82	12	95	12	95	12	95	
COROCCHOJAYCO													3	24	28	226	32	258	34	274	43	314	39	314	
TERMINALES PORTUARIOS CHANCAY													11	61	20	109	27	145	30	161	30	161	30	161	
FUNDO SANTA REGINA	3	9	6	19	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	7	24	
INCREMENTO PROD. CEMENTOS PACASMAYO	2	7	12	22	8	29	8	29	10	29	10	44	10	44	10	44	10	44	10	44	10	44	10	44	
AMPLIACION RIO SECO													32	54	32	109	32	217	32	217	32	217	32	217	
Total de Proyectos - zona NORTE	91	345	114	870	142	1,022	156	1,150	199	1,391	200	1,400	300	2,246	344	2,648	439	3,235	451	3,325	452	3,336	456	3,380	
Total de Proyectos - zona CENTRO	121	914	170	1,346	195	1,367	199	1,383	200	1,391	199	1,400	300	2,246	344	2,648	439	3,235	451	3,325	452	3,336	456	3,380	
Total de Proyectos - zona SUR	24	84	129	280	165	934	165	1,196	172	1,283	190	1,428	331	2,276	404	2,931	470	5,252	562	3,935	570	4,346	570	4,369	
TOTAL PROYECTOS	236	1,343	413	2,496	501	3,324	520	3,729	631	4,250	704	5,127	1,013	7,343	1,188	8,814	1,308	9,968	1,442	10,697	1,454	11,110	1,569	12,046	

Tabla 3.15 Demanda de proyectos del escenario Base para los años de análisis, en potencia (MW) y energía (GWH).

También se muestra la proyección de demanda de los proyectos acumulados por zonas para el escenario Base.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Total de Proyectos - zona NORTE	0	91	114	142	156	259	315	381	439	451	452	456	458
Total de Proyectos - zona CENTRO	58	121	170	195	199	200	199	300	344	388	428	428	542
Total de Proyectos - zona SUR	0	24	129	165	165	172	190	331	404	470	562	570	570
TOTAL PROYECTOS	58	236	413	501	520	631	704	1,013	1,188	1,308	1,442	1,454	1,569

Tabla 3.16 Demanda de Proyectos por zonas 2020 – 2032, escenario de demanda base.

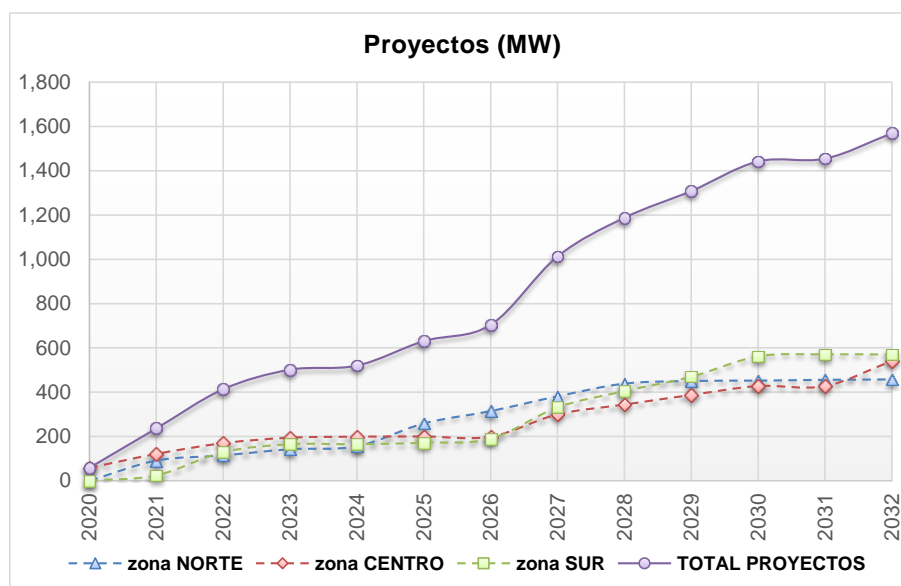


Figura 3.7 Demanda de Proyectos por zona 2020 – 2032, escenario de demanda base.

3.2.2 Expansión de Oferta

Se ha asumido que la demanda del SEIN estará cubierta en el periodo de estudio por la expansión de la generación, para lo cual se ha asumido un escenario de generación, el cual se conforma por proyectos comprometidos en el periodo 2021-2024 y por proyectos de generación eficiente no comprometidos que podrían concretarse en el periodo 2024-2032.

En ese sentido, la oferta de generación utilizada en el análisis eléctrico está conformada por el parque de generación existente al 2020, al cual se le ha adicionado la expansión de la generación con mayor certidumbre de concretarse al año 2024, la que considera proyectos que se encuentran actualmente en ejecución, proyectos que cuentan con contratos con el Estado resultado de las licitaciones para promoción de la inversión, proyectos resultantes de las subastas de suministro eléctrico con Recursos Energéticos Renovables (RER) y algunos proyectos menores con alta probabilidad de ejecución que cuentan con estudio de Pre-Operatividad aprobado.

Asimismo, adicionalmente a los proyectos de generación comprometidos, se ha incorporado un escenario medio de desarrollo de proyectos de generación para el periodo 2024-2032, conformado por proyectos con tecnología eólica, con tecnología solar, a gas natural, y además de proyectos hidroeléctricos, los cuales cuentan con estudios de Pre-Operatividad aprobado.

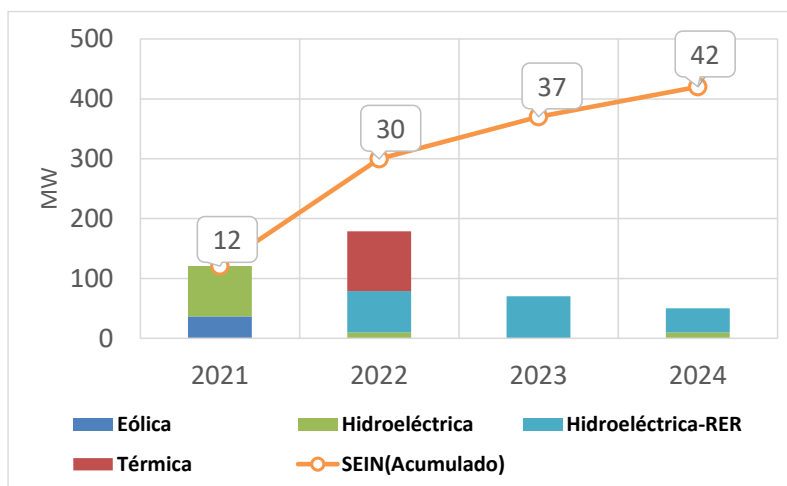
Considerando la información disponible a noviembre de 2020, en la Tabla 3.17 se muestra el plan de obras de generación para el periodo 2021 – 2024 con proyectos comprometidos y en la Tabla 3.18 el escenario de expansión de la generación conformado por proyectos no comprometidos para el periodo 2024-2032.

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	BARRA (*)	MW
2021	CE Huambos	Eólica	GR PAINO S.A.C.	Carhuaquero 138 kV	18.40
	CE Duna	Eólica	GR TARUCA S.A.C.	Carhuaquero 220 kV	18.40
2022	CH La Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN S.A.C.	Caripa 138 kV	84.00
	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	Pomabamba-Huari 60 kV	9.99
	CT Refinería Talara - G1	Térmica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. - PETROPERU	Pariñas 220 kV	50.00
	CT Refinería Talara - G2	Térmica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. - PETROPERU	Pariñas 220 kV	50.00
	CH Laguna Azul	Hidroeléctrica-RER	CH MAMACOCHA S.R.L.	Callalli 138 kV	20.00
	CH Ayanunga	Hidroeléctrica-RER	ENERGETICA MONZON S.A.C.	Tingo María 138 kV	20.00
2023	CH Hydrika 6	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 6 S.A.C.	La Ramada 220 kV	8.90
	CH Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELECTRICA KARPA S.A.C.	Vizcarra 220 kV	20.00
	CH Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA COLCA S.A.C.-EGECOLCA	Huayucachi 60 kV	12.05
	CH Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 2 S.A.C.	La Ramada 220 kV	4.00
	CH Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 4 S.A.C.	La Ramada 220 kV	8.00
	CH Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	Paragsha 138 kV	18.70
	CH Hydrika 1	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 1 S.A.C.	La Ramada 220 kV	6.60
	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA GENERACION HIDRAULICA SELVA S.A. - EGEHISSA	Caripa 138 kV	11.08
2024	CH Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 5 S.A.C.	La Ramada 220 kV	10.00
	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	Pomabamba-Huari 60 kV	9.99
	CH Hydrika 3	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA 3 S.A.C.	La Ramada 220 kV	10.00
	CH Kusa	Hidroeléctrica-RER	CONCESIONARIA HIDROELECTRICA SUR MEDIO S.A.-CONHIDRO	Marcona 220 kV	15.55
	CH Alli	Hidroeléctrica-RER	CONCESIONARIA HIDROELECTRICA SUR MEDIO S.A.-CONHIDRO	Marcona 220 kV	14.51

(*) La barra de concesión de referencia

Tabla 3.17 Plan de obras de generación para el periodo 2020 – 2024 con proyectos comprometidos.

Para un mejor entendimiento de la conformación de los proyectos de generación en la Figura 3.8 y en la Figura 3.9 se muestra la evolución esperada de la generación instalada por tipo de tecnología y por ubicación en el SEIN, respectivamente.



(*) La Generación RER de tipo hidroeléctrica se ha incluido en el tipo "Hidro"
 Figura 3.8 Incremento de potencia de generación en el SEIN por tipo de proyectos.

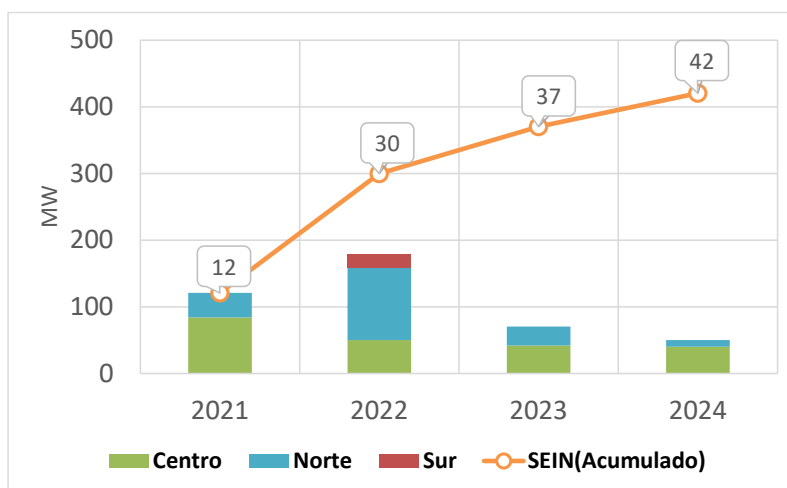


Figura 3.9 Incremento de potencia de generación en el SEIN por zonas.

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	Barra de referencia	MW
Ene-2023	CT Las Flores - Unidad TV	Térmica - Ciclo Combinado	central existente	129.00
Ene-2024	CE Centro1	Eólica	Poroma 220 kV	100.00
Ene-2025	CH San Gabán 3	Hidroeléctrica	Purimi 220 kV	206.00
Ene-2026	CT NEPI - Gas Natural	Térmica - Ciclo Simple	central existente	705.00
Ene-2026	CT Puerto Bravo - Gas Natural	Térmica - Ciclo Simple	central existente	720.00
Ene-2026	CT Quillabamba - Gas natural	Térmica - Ciclo Simple	Suriray 220 kV	200.00
Ene-2030	CH Lluclla	Hidroeléctrica	Según EPO	300.00
Ene-2030	CH Lluta	Hidroeléctrica	Según EPO	157.00
Ene-2032	CE Centro2	Eólica	Poroma 220 kV	250.00
Ene-2032	CE Centro3	Eólica	Marcona 220 kV	150.00

Tabla 3.18 Escenario de expansión de la generación conformado por proyectos no comprometidos para el periodo 2024-2032

Cabe indicar que, debido a la incertidumbre de concretar la expansión de la generación conformado por proyectos no comprometidos indicados anteriormente para el periodo 2024-2032, se ha considerado que su lugar de conexión al SEIN es una barra referencial (dentro del área de influencia del proyecto), y no precisamente igual a la barra de conexión indicada en los estudios de Pre-Operatividad correspondiente.

3.2.3 Expansión Prevista de Transmisión del SEIN

La Expansión Base del SEIN se define como el sistema de transmisión actual más el desarrollo de los proyectos de generación, transmisión y demanda, previstos a ingresar en operación hasta el año 2024. Asimismo, cabe resaltar que con la Expansión Base del sistema se evalúa y determina el año requerido de los proyectos del Plan Vinculante resultantes del presente estudio de Actualización del Plan de Transmisión. Se considera como fecha de cierre de información en noviembre de 2020.

Sistema de Transmisión Base

El sistema de transmisión base se considera el sistema de transmisión actual al 2020 y se añaden los proyectos de expansión de transmisión comprometidos, previstos a ingresar como parte de los proyectos contemplados en: Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2021-2030, Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2019-2028, Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2017-2026, Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2015-2024, Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, Plan de Transmisión 2011 – 2020 (Primer Plan de Transmisión), Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Inversiones de Transmisión y proyectos que forman o formarán parte de ampliaciones de Contratos de Concesión de las empresas transmisoras.

En la Tabla 3.19, Tabla 3.20, Tabla 3.21 y Tabla 3.22 se muestran los proyectos de los Planes Vinculantes del PT 2015 – 2024, PT 2017 – 2026, PT 2019 – 2028 y del PT 2021 – 2030 respectivamente, los cuales junto con los proyectos de líneas de transmisión de la Tabla 3.23 constituyen el Sistema de Transmisión Base.

Proyectos de Transmisión resultados de la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024 Plan Vinculante 2020 ⁽¹⁾
Proy. 1 Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
L.T. Mantaro-Nueva Yanango 500 kV (1 circuito)
L.T. Nueva Yanango-Carapongo 500 kV (1 circuito)
L.T. Yanango-Nueva Yanango 220 kV (1 circuito)
S.E. Nueva Yanango 500/220 kV
Proy. 2 Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito)
S.E. Nueva Huánuco 500/220/138 kV
L.T. Nueva Huánuco - Yungas 220 kV (1 circuito)
S.E. Yungas 220 kV
L.T. Tingo María-Chaglla 220 kV (1 circuito)
Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánuco
Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra en la SE Nueva Huánuco
L.T. Nueva Huánuco-Amarilis 138 kV (1 circuito)
Proy. 3 Cambio de nivel de tensión de la L.T. Chilca-La Planicie-Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y enlaces en 500 kV a las SSEE Chilca y Carabayllo
Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV
Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayllo
Proy. 4 Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV, que comprende:
Patio de 500 kV configuración Interruptor y Medio.
Autotransformador 500/220 kV de 600 MVA y enlace con patio de 220 kV la Planicie.
Enlace con la LT Chilca-Carabayllo 500 kV
Proy. 5 Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV
Proy. 6 Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-ChimboteTrujillo 500 kV, que comprende:
Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo-Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie

Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote-Trujillo 500 kV
Proy. 7 Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
Proy. 8 Banco de Reactores de 100 MVAR-500 kV en SE La Niña 500 kV
Proy. 9 L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)
Proy. 11 Repotenciación a 250 MVA L.T. Oroya-Carhuamayo 220 kV
Proy. 12 Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica
Proy. 13 Seccionamiento de la L.T. Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con la SE La Niña 220 kV
Proy. 14 L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)
Proy. 15 Banco de condensadores de 20 MVAR-60 kV en SE Zorritos
Proy. 16 S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV

Tabla 3.19 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2015 – 2024.

De este listado, los proyectos 1, 2, 5, 6, 7, 9, 14 y 16 han sido encargados a PROINVERSION mediante Resolución Ministerial N° 225-2015-MEM/DM, de los cuales los proyectos 1, 2, 9 y 14 ya han concluido su proceso de licitación. Mientras que los demás proyectos 3, 11, 12 y 13 han sido aprobados a la propuesta de Base Tarifaria de los Refuerzos mediante Resolución de Consejo Directivo N° 061-2015-OS/CD, a los titulares respectivos.

Proyectos de Transmisión resultados de la Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026 Plan Vinculante 2022 ⁽¹⁾
Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
LT 500 kV La Niña - Piura Nueva
SE Piura Nueva 500/220 kV
Ampliación en 500 kV de la SE La Niña
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) -150/+300 MVAR en SE Piura Nueva 500 kV
LT 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones, y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
LT 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes
SE Nueva Tumbes de 220 kV
Ampliación en 220 kV de la SE Pariñas
Seccionamiento de la LT 220 kV Zorritos - Machala en la SE Nueva Tumbes 220 kV
Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, que comprende los siguientes subproyectos:
Seccionamiento de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara en la SE Pariñas 220 kV
Seccionamiento de la LT 220 kV Talara - Zorritos en la SE Pariñas 220 kV
Ampliación en 220 kV de la SE Pariñas
Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:
LT 220 kV Tingo María - Aguaytía
SE Nueva Tingo María 220 kV
Seccionamiento de la LT 220 kV Chaglla - Tingo María en la SE Nueva Tingo María 220 kV
Ampliación en 220 kV de la SE Aguaytía
Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN
Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN

Tabla 3.20 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2017 – 2026.

De este listado de proyectos el Enlace 500 kV La Niña – Piura, el Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes y el Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, han sido encargados a PROINVERSION mediante Resolución Ministerial N° 450-2017-MEM/DM y ya han concluido su proceso de licitación. Mientras que los demás proyectos han sido aprobados a la propuesta de Base Tarifaria de los Refuerzos mediante Resolución de Consejo Directivo N° 036-2017-OS/CD, a los titulares respectivos.

Asimismo, de la Tabla 3.20 de los proyectos del Plan Vinculantes del PT 2017-2026, se resalta el proyecto en 500 kV LT La Niña – Piura, el cual permitirá un nuevo punto de acceso a la demanda mediante la nueva SE 500/220 kV Piura Este.

Proyectos de Transmisión resultados de la Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028 Plan Vinculante 2024 ⁽¹⁾
Proy. 1 Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.
Proy. 2 Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.
Proy. 3 Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende:
LT 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba
Reactores de Barra 220 kV de 25 MVAR en SE Cáclic
Reactores de Barra 220 kV de 15 MVAR en SE Moyobamba
Proy. 4 Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Puno
Proy. 5 Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Azángaro
Proy. 6 Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAR en la SE Cajamarca Norte
Proy. 7 Reemplazo de Interruptores de 220 kV en la SE Socabaya para energización de transformadores
Proy. 8 SE Nueva Tumbes 220/60 kV -75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes, que comprende los siguientes subproyectos:
Ampliación de SE Nueva Tumbes con transformador de potencia 220/60/23 kV -75 MVA
LT 60 kV Nueva Tumbes-Derivación LT 60 kV Puerto Pizarro-Zarumilla
Proy. 9 Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV

Tabla 3.21 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2019 – 2028.

De este listado, los proyectos 1, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 han sido aprobados a la propuesta de Base Tarifaria de los Refuerzos mediante Resolución de Consejo Directivo N° 037-2019-OS/CD, a los titulares respectivos.

Plan Vinculante de Transmisión del Plan de Transmisión 2021-2030 ⁽¹⁾	Fecha Disponible Estimada ⁽²⁾
1. Proyecto Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas: (2)	2026
LT 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo	
Nueva SE Tocache 500 kV	
Nueva SE Celendín 500/220 kV	
2. Proyecto Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas: (3)	2025
LT 500 kV Celendín – Piura	
3. Proyecto Enlace 500 kV San José – Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas: (1)	2024
LT 500 kV San José – Yarabamba	
4. Proyecto Ampliación de la Transformación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador) y Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito): (1) (3)	2024
LT 220 kV Montalvo – Moquegua	
Cambio de LT 220 kV Moquegua – Los Héroes a LT 220 kV Montalvo – Los Héroes	
Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)	
5. Proyecto Ampliación de la Transformación de la SE Poroma 500/220 kV (2do transformador) (1)	2024
Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)	
6. Proyecto Enlace 220 kV Ica – Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas:(1)(3)	2024
LT 220 kV Ica – Intermedia - Poroma	
SE Intermedia 220 kV	
Seccionamiento de la LT 220 kV Ica – Marcona en la SE Poroma	
Proyectos de Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) en el Horizonte Vinculante	Fecha Disponible Estimada
7. Proyecto ITC Ampliación de la SE Planicie, ampliaciones y subestaciones asociadas: (4)	2024
Ampliación de la SE Planicie 500/220 kV (2do transformador)	
8. Proyecto ITC Enlace 220 kV Piura Nueva – Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas: (4)	2024
LT 220 kV Piura Nueva – Colán	
Nueva SE Colán 220/60 kV	
LT 60 kV Colán – Paita Industrial	
LT 60 kV Colán – Paita	
9. Proyecto ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas: (4)	2024
LT 220 kV Lambayeque Oeste – Lambayeque Norte (2 circuitos)	
SE Lambayeque Oeste 220 kV	
SE Lambayeque Norte 220/60 kV	
10. Proyecto ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas: (4)	2024
LT 220 kV Cáclic – Jaén Norte (2 circuitos)	
SE Jaén Norte 220/60 kV	
11. Proyecto ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas: (4)	2024
LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos)	
SE Tarapoto Norte 220/138 kV	
LT 138 kV interconexiones Tarapoto Norte – Tarapoto	

Notas:

(1) Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030 aprobados mediante RM N° 422-2020-MINEM/DM publicado el 30.12.2020.

(2) Fechas estimadas considerando los plazos estimados en el estudio de Propuesta Definitiva de Actualización del Plan del Transmisión 2021-2030.

Tabla 3.22 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2021-2030.

A continuación, se muestra en la Tabla 3.23 el programa de obras de transmisión:

FECHA	PROYECTO	EMPRESA	NOTA
Feb-2021	SE Combapata: Ampliación con TP 138/66/23 kV de 30/20/20 MVA	REP	(1)
Feb-2021	SE Huánuco: Ampliación con TP 138/23/10 kV de 50/30/20 MVA	REP	(1)
Feb-2021	SE Reque (Chiclayo Sur): Ampliación con TP 220/60/23 kV de 50/50/30 MVA	REP	(1)
Feb-2021	SE Tingo María: Cambio del TP 138/10 kV de 10 MVA por otro TP 138/23/10 kV de 30/10/20 MVA	REP	(1)
Feb-2021	SE Tocache: Ampliación con TP 138/23/10 kV de 20/20/7 MVA	REP	(1)
Mar-2021	LT 138 kV Santiago de Cao - Malabrigo de 130 MVA y 41,4 km	HDN	(2)
Mar-2021	Nueva SE Malabrigo: TP 138/23/10 kV de 30/30/30 MVA	HDN	(2)
May-2021	Nueva SE Chiribamba (Caudalosa): TP 225/60/22.9/10 kV de 25/17/8/5 MVA	ELECTRODUNAS	(3)
May-2021	Nueva SE Campo Verde: TP 138/23 kV de 20 MVA	ELECTROUCAYALI	(3)
Nov-2021	LT 138 kV Aguaytía-Pucallpa (segundo circuito) de 80 MVA y 132 km	TERNA	(1)
Dic-2021	LT 138 kV Moquegua – Alto Zapata (Moquegua Ciudad) de 115 MVA y 6 km	ELECTROSUR	(4)
Dic-2021	Nueva SE Alto Zapata (Moquegua Ciudad): TP 138/23/10 kV de 25 MVA	ELECTROSUR	(4)
Dic-2021	LT 220 kV San Juan – Bañeros de 485 MVA y 8.83 km	LUZ DEL SUR	(3)
Dic-2021	SE Motil: Ampliación con TP 138/33/23 kV de 25 MVA	HDN	(3)
Dic-2021	LT 138kV Totorani – Puno Sur de 133 MVA y 10,6 km	ELECTROPUNO	(3)
Dic-2021	Nueva SE Puno Sur: TP 138/60/23/10 kV de 25 MVA	ELECTROPUNO	(3)
Dic-2021	Nueva SE Maravilla: TP 138/23/10 kV de 25 MVA (Secciona la LT 138kV Azángaro – Juliaca a 10,5 km de la SE Juliaca)	ELECTROPUNO	(3)
May-2022	LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste de 185 MVA y 6 km	HDN	(2)
May-2022	Nueva SE Trujillo Centro: TP 138/23/10 kV - 30 MVA	HDN	(2)
Jul-2022	SE Nueva Jaén: Ampliación con TP 138/60/23 kV de 63/56/19 MVA	ELOR	(4)
Jul-2022	LT 138 kV Der Picota – Picota de 127 MVA y 2x0.031 km	ELOR	(4)
Jul-2022	Nueva SE Picota: TP 132/22.9/10 kV de 20/20/6 MVA	ELOR	(4)
Jul-2022	SE Moyobamba: Ampliación con TP 138/60/23/10 kV de 50/40/20/9 MVA	ELOR	(4)
Jul-2022	SE Trujillo Norte: Ampliación con TP 220/138 kV de 100 MVA	HDN	(2)
Jul-2022	SE Guadalupe: Ampliación con TP 220/60/10 kV de 50/50/50 MVA	HDN	(2)
Oct-2022	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	CTM	(1)
Oct-2022	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	CTM	(1)
Nov-2022	Nueva SE Viru: TP 220/138/60 kV de 120/120/120 MVA	HDN	(2)
Nov-2022	LT 138 kV Base Islay - Matarani de 130 MVA y 11,98 km	SEAL	(4)
Nov-2022	Nueva SE Matarani: TP 138/10 kV de 40 MVA	SEAL	(4)
Dic-2022	LT 220 kV Tintaya-Azángaro de 450 MVA	REDESUR	(1)
Dic-2022	LT 138 kV Quencoro – Parque Industrial de 127 MVA y 6,71 km	ELSE	(5)
Dic-2022	Nueva SE Parque Industrial: TP 138/10 kV de 30 MVA	ELSE	(5)
Dic-2022	LT 138 kV Chimbote Norte - Trapecio de 130 MVA	HDN	(2)
Dic-2022	LT 138 kV Alto Chicama - Huamachuco de 120 MVA y 29 km	HDN	(3)
Dic-2022	Nueva SE Huamachuco: TP 138/23 kV de 15 MVA	HDN	(3)
Dic-2022	SE Quencoro: Ampliación con TP 138/33 kV de 25 MVA	ELSE	(3)
Dic-2022	SE Chavarría: Cambio del TP 220/60/10 kV de 85 MVA por otro TP 220/60/10 kV de 120MVA	ENEL	(3)
Jul-2023	Cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo y subestaciones asociadas	CTM	(2)
Jul-2023	Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV	CTM	(2)
Jul-2023	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	CTM	(2)
Set-2023	Nueva SE Nazca Nueva: TP 220/60/10 kV de 60/60/18 MVA	-	(6)
Set-2023	Nueva SE Chincha Nueva: TP 220/60/10 kV de 120/120/36 MVA	-	(6)
Nov-2023	SE Valle del Chira: TP 220/60/23 kV de 65/65/20 MVA	-	(6)
Dic-2023	LT 220 kV Independencia – El Ángel de 404 MVA y 23.2 km	ELECTRODUNAS	(4)
Dic-2023	Nueva SE El Ángel: TP 220/60/10 kV de 120/120/30 MVA	ELECTRODUNAS	(4)
Dic-2023	Nueva SE Huarmey: TP 220/23/10 kV de 30 MVA	HDN	(4)
Ene-2024	LT 220 kV Malvinas - Barsi de 586 MVA y 5.91 km	ENEL	(3)
Ene-2024	Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	COBRA	(1)
Ene-2024	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV	-	(7)
Abr-2024	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones, y ampliaciones asociadas	COBRA	(1)
May-2024	SE Nueva Carhuaquero 220 kV	-	(7)
Jul-2024	Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	COBRA	(1)
Jul-2024	Repotenciación a 1000 MVA de la LT Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV	-	(8)
Jul-2024	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV	-	(8)
Dic-2024	SE San Luis: Ampliación con TP 220/60/10 kV de 240/240/80 MVA	LUZ DEL SUR	(3)
Dic-2024	LT 138 kV Azángaro – Putina de 97 MVA y 43 km (cambio de nivel de tensión de 60 kV a 138 kV)	ELECTROPUNO	(3)
Dic-2024	Nueva SE Putina: TP 138/60/23 kV de 35 MVA	ELECTROPUNO	(3)
Ene-2025	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	REP	(9)
Ene-2025	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	-	(9)
Ene-2025	Enlace 220 kV Cajamarca-Cálic-Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	CCNCM	(9)
Ene-2025	Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Puno	REDESUR	(9)
Ene-2025	Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Azángaro	TESUR 2	(9)
Ene-2025	Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAR en la SE Cajamarca Norte	CONENHUA	(9)
Ene-2025	Reemplazo de Interruptores de 220 kV en la SE Socabaya para energización de transformadores	CTM	(9)

Ene-2025	SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes Tumbes	-	(9)
Feb-2025	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia de 60 MVA y 160 km	-	(6)
Feb-2025	Nueva SE Iberia: TP 138/23 kV de 25 MVA	-	(6)
Dic-2025	LT 138 kV Runatullo – Satipo de 154 MVA y 73 km (cambio de nivel de tensión de 60 kV a 138 kV)	ELECTROCENTRO	(4)
Ene-2026	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA	REP	(10)
Ene-2026	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas	CTM/REP	(10)
Dic-2026	Nueva SE Piura Este: TP 220/60/23 kV de 100/100/30 MVA	ENOSA	(4)
Ene-2028	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas	ATN 3	(11)
Ene-2030	LT 220 kV Moyobamba - Iquitos de 150 MVA y SSEE Asociadas	LTP	(12)

Notas:

- (1) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, publicado en setiembre de 2020.
- (2) Según información recibida para el Plan de Transmisión 2021-2030 (Información recibida entre julio y agosto de 2019).
- (3) Fecha estimada considerando la Publicación de la Resolución que aprueban el Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025
- (4) Según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2023-2032 (Información recibida entre setiembre y octubre de 2020).
- (5) Según información recibida para el estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación (ERACG) para el año 2020 (Información de marzo y abril 2020).
- (6) Fecha de ingreso según Fecha de Cierre del Concurso realizado por PROINVERSIÓN y al plazo establecido en la última versión del Contrato de Concesión.
- (7) Fecha de ingreso estimada. Proyectos encargados a PROINVERSIÓN para su licitación.
- (8) Fecha de ingreso estimada considerando que el Concurso realizado por PROINVERSIÓN se declaró Desierto.
- (9) Fecha estimada. Proyectos Vinculantes resultado de la Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028 y aprobados por el MINEM con Resolución Ministerial N° 540-2018-MEM/DM en fecha 31.12.2018.
- (10) Según información recibida para el Plan de Transmisión 2021-2030, dichos proyectos no se encuentran en coordinaciones para su suscripción.
- (11) Según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, el MINEM comunicó la disconformidad de la resolución del contrato, conllevando al "Inicio de Trato Directo por Controversia".
- (12) Según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, la concesionaria solicitó la resolución del contrato.

Tabla 3.23 Programa de obras de transmisión.

En la Tabla 3.23 se muestra el programa de obras de transmisión, de proyectos cuyos ingresos se estiman hasta el 2024, donde se puede resaltar proyectos como la LLTT 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Nueva Yanango – Nueva Huánuco, cuyo ingreso afianzará la conexión entre la zona Centro con la zona de Lima además de ampliar la troncal de 500 kV, el cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo, cuyo ingreso afianzará el suministro de la zona de Lima, así como algunos proyectos vinculantes de Planes de Transmisión anteriores cuyos procesos de licitación han culminado satisfactoriamente.

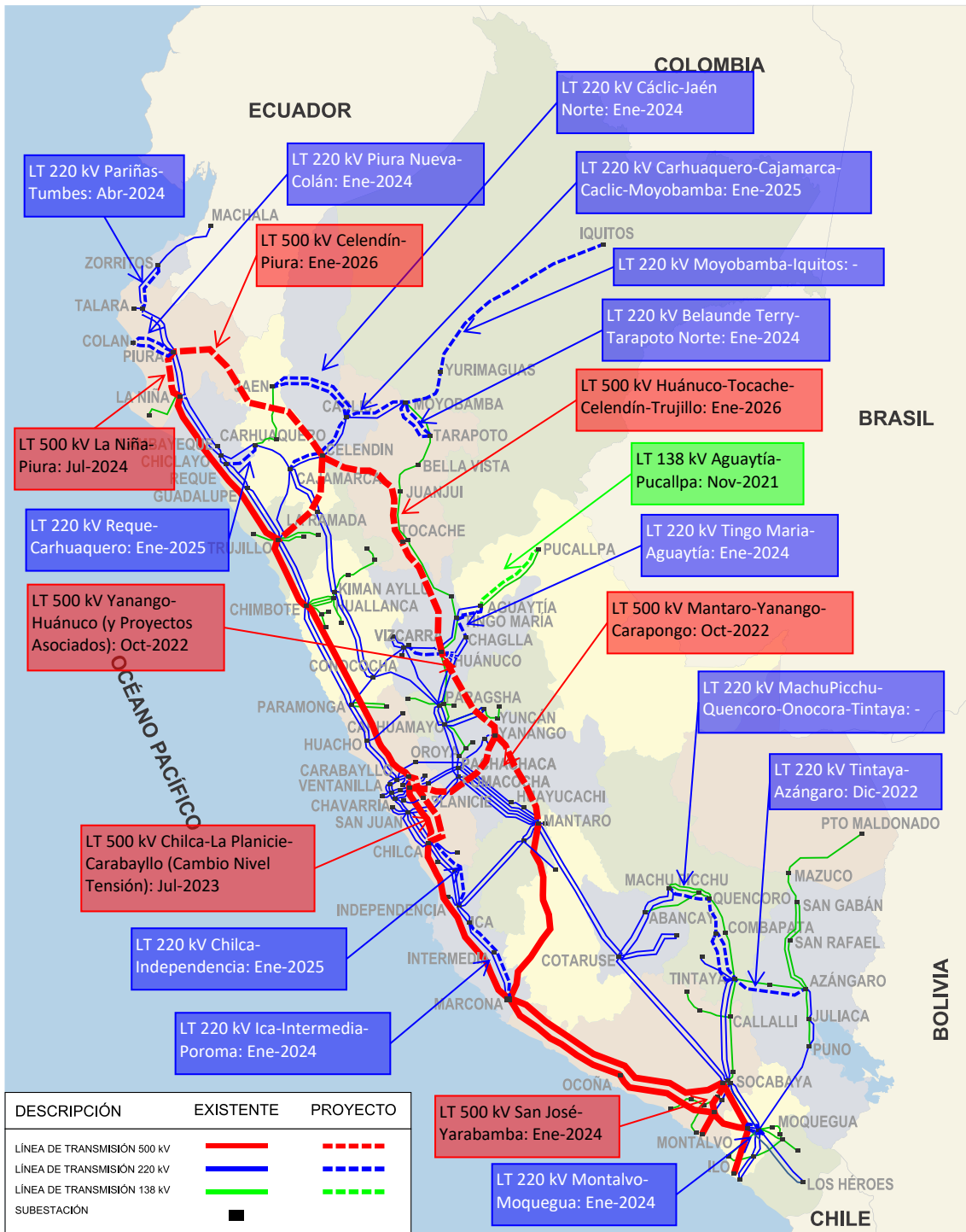


Figura 3.10 Proyectos de líneas de transmisión

4 DIAGNÓSTICO DE CORTO PLAZO PERIODO 2023-2026

4.1 Diagnóstico de la operación económica

4.1.1 Resultados del Caso Base

El caso Base considera los proyectos comprometidos de la Tabla 3.17 y proyectos de generación de Tabla 3.18.

Los resultados de la simulación de la operación económica del sistema para el periodo 2023 – 2026, resaltan que no se presenta restricción del suministro de energía eléctrica en el SEIN. A continuación, se detalla los principales indicadores que describen el comportamiento del SEIN en el periodo de análisis.

4.1.1.1 Despacho de generación

Se evalúa el despacho de generación anual que cubre la demanda del sistema, separando la generación de las centrales por tipo de fuente, es decir; hidroeléctrica, gas natural, eólica, biomasa, carbón, residual y diésel. Las centrales hidroeléctricas con recursos energéticos renovables (RER) son incluidas en el tipo de fuente hidroeléctrica.

Bajo condiciones normales de operación del sistema, se estima que en el SEIN el despacho de centrales térmicas que utilizan combustible diésel y residual, así como la planta de carbón, serían nula en los años 2023, 2024 y 2026.

Asimismo, se observa que en el periodo de evaluación la generación hidroeléctrica cubre rango de 58 % y 55 % de la demanda a nivel de generación para los años comprendidos del 2023 al 2026 respectivamente. La diferencia es cubierta en gran parte por el despacho de la generación a gas natural, la cual representa alrededor del 37 % y 40 % de la demanda para los años comprendidos del 2023 al 2026 respectivamente. En la Tabla 4.1 se muestra los resultados de despacho de generación para el Caso Base, en la cual se muestra la cobertura de la demanda anual del SEIN según el tipo de fuente.

Tipo de Fuente	2023		2024		2025		2026	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidro	35 176	58,0 %	34 594	55,3 %	37 271	57,8 %	36 859	55,0 %
Gas Natural	22 505	37,1 %	24 471	39,1 %	23 729	36,8 %	26 653	39,8 %
Eólico	1 732	2,9 %	2 195	3,5 %	2 200	3,4 %	2 195	3,3 %
Solar	762	1,3 %	762	1,2 %	764	1,2 %	762	1,1 %
Biomasa	514	0,8 %	511	0,8 %	524	0,8 %	522	0,8 %
Carbón	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %
Diesel	0	0,0 %	0	0,0 %	3	0,0 %	0	0,0 %
Residual	0	0,0 %	0	0,0 %	10	0,0 %	0	0,0 %
Total	60 687	100 %	62 534	100 %	64 501	100 %	66 992	100 %

Tabla 4.1 Despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.

En la Tabla 4.1 se observa que la energía anual producida por los proyectos ERNC (Eólico, Solar y Biomasa) es de aproximadamente 3000 GWh para el año 2023, de 3470 GWh para el año 2024 y 3480 GWh para los años de 2025 y 2026.

En la Figura 4.1 se muestra la evolución mensual del despacho de generación por tipo de fuente. Se aprecia que entre los meses de estiaje (mayo – octubre) se produce un mayor despacho de generación de las centrales térmicas a gas natural, ello debido a la reducción estacional de la generación hidroeléctrica.

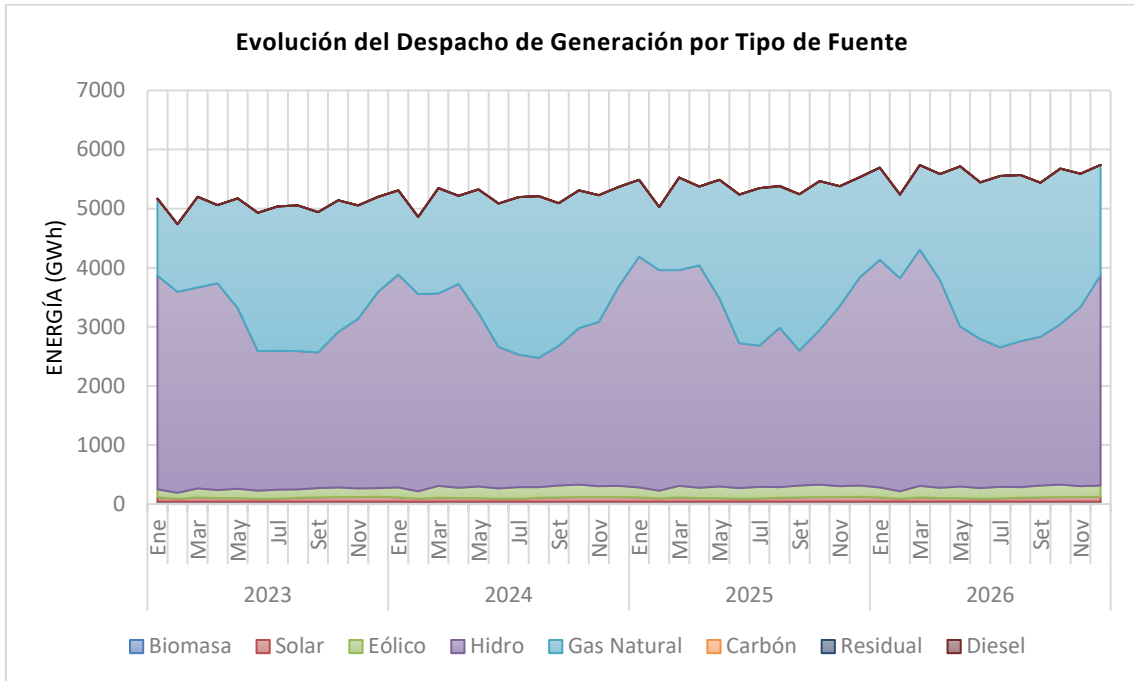


Figura 4.1 Evolución del despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.

En la Figura 4.2 se observa el porcentaje de cobertura de la demanda por tipo de fuente, apreciándose que las principales participaciones las tienen la generación hidroeléctrica y a gas natural.

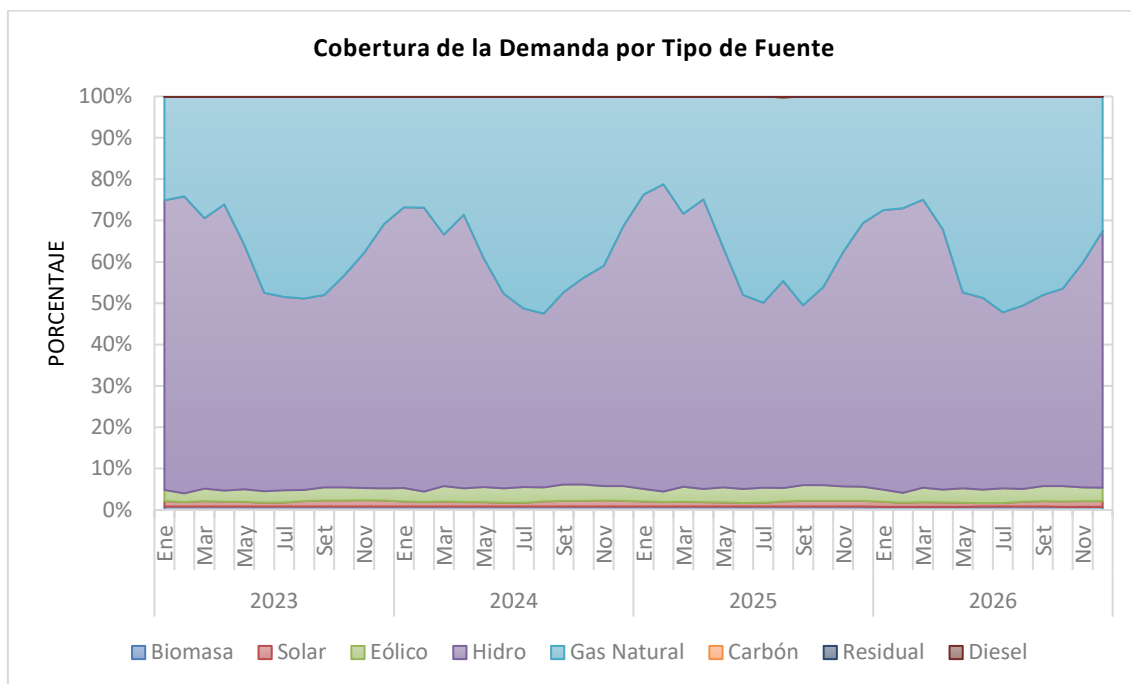


Figura 4.2 Cobertura de la demanda por tipo de fuente, Caso Base.

4.1.1.2 Consumo de gas natural de Camisea

A continuación, se evalúa el consumo de gas natural de Camisea. Cabe indicar que no se considera restricción de transporte de gas en el ducto de Camisea, para el suministro a las centrales térmicas ubicadas en el área de Lima e Ica.

En la Tabla 4.2 se muestra el consumo de gas natural de Camisea de las centrales térmicas en el área de Lima e Ica.

MMPCD	2023	2024	2025	2026
Máximo	471	551	563	540
Mínimo	201	233	172	235
Promedio	348	386	376	408

Tabla 4.2 Despacho promedio anual de gas de Camisea en MMPCD, Caso Base.

Se observa que en el año 2023 el consumo promedio se estima en 348 MMPCD, el cual se incrementa a 408 MMPCD en el año 2026. Asimismo, en el año 2023 se presenta un consumo máximo de 471 MMPCD incrementándose a 540 MMPCD en el año 2026.

La Figura 4.3 muestra la evolución mensual del consumo de gas natural de Camisea. Se aprecia la variación estacional característica entre la época de avenida y estiaje, siendo mayor el consumo de gas en estiaje, debido a la reducción en la producción de las centrales hidroeléctricas.

Esta figura también muestra el consumo de gas natural de Camisea separado por el consumo de centrales de ciclo combinado y centrales de ciclo abierto del área de Lima e Ica.

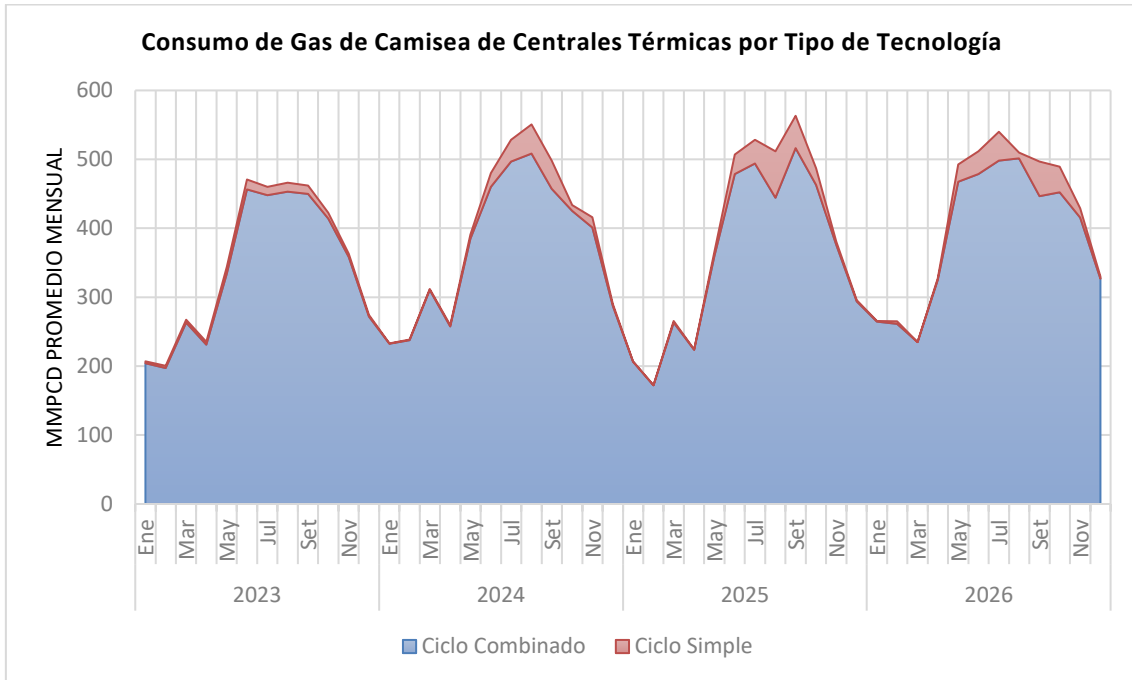


Figura 4.3 Consumo de gas de Camisea según tecnología de generación en el área de Lima e Ica, Caso Base.

Se observa que las centrales de ciclo simple tienen un mayor requerimiento para los años de 2025 y 2026 con un incremento aproximado de 125 MMPCD del año 2023 al año 2026.

4.1.1.3 Potencias promedio en líneas de transmisión

Se analiza los intercambios de flujo de potencia promedio entre las zonas del SEIN, es decir los intercambios entre la zona Centro - Norte y Centro - Sur, en los tres bloques de demanda de todo el periodo de análisis, para lo cual se suman las contribuciones de los flujos de potencia por las diferentes líneas que interconectan las zonas mencionadas (líneas en 220 kV y 500 kV).

Flujos en Líneas de Interconexión Centro - Norte

Se observa que en todo el periodo de análisis el flujo de potencia por las líneas que interconectan la zona Centro con la zona Norte no presentan congestiones. La Figura 4.4 muestra que los flujos de potencia totales de la zona Centro hacia la zona Norte están por debajo de 450 MW, 500 MW, 500 MW y 610 MW para los años 2023, 2024, 2025 y 2026 respectivamente. Los flujos de potencia por las líneas de 220 kV están por debajo de 100 MW, mientras que el máximo flujo de potencia por la línea de 500 kV se estima en 420 MW que es el que más influye en la transferencia Centro - Norte. También se observan leves inversiones de flujo de potencia Centro -Norte en las épocas de avenida.

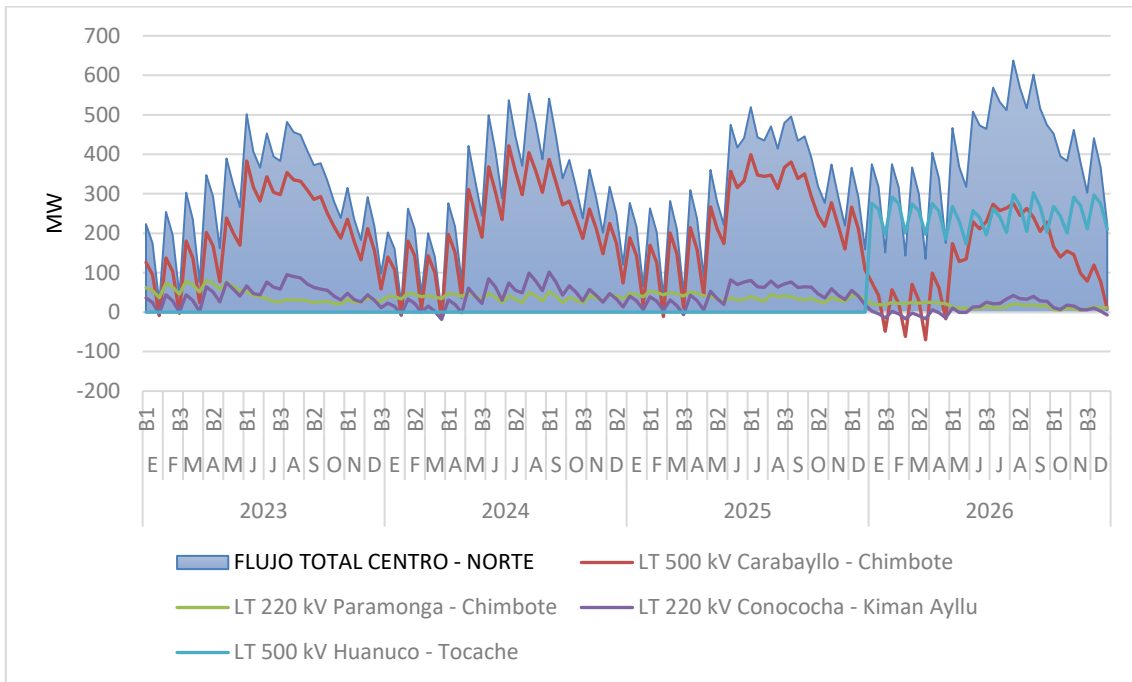


Figura 4.4 Flujo de potencia promedio en la interconexión Centro – Norte, Caso Base.

Flujos en líneas de interconexión Centro - Sur

Se observa que en todo el periodo de análisis el flujo de potencia por las líneas que interconectan la zona Centro con la zona Sur se da en un solo sentido, de la zona Centro hacia la zona Sur, y además de ello no presentan congestiones tal como se aprecia en la Figura 4.5.

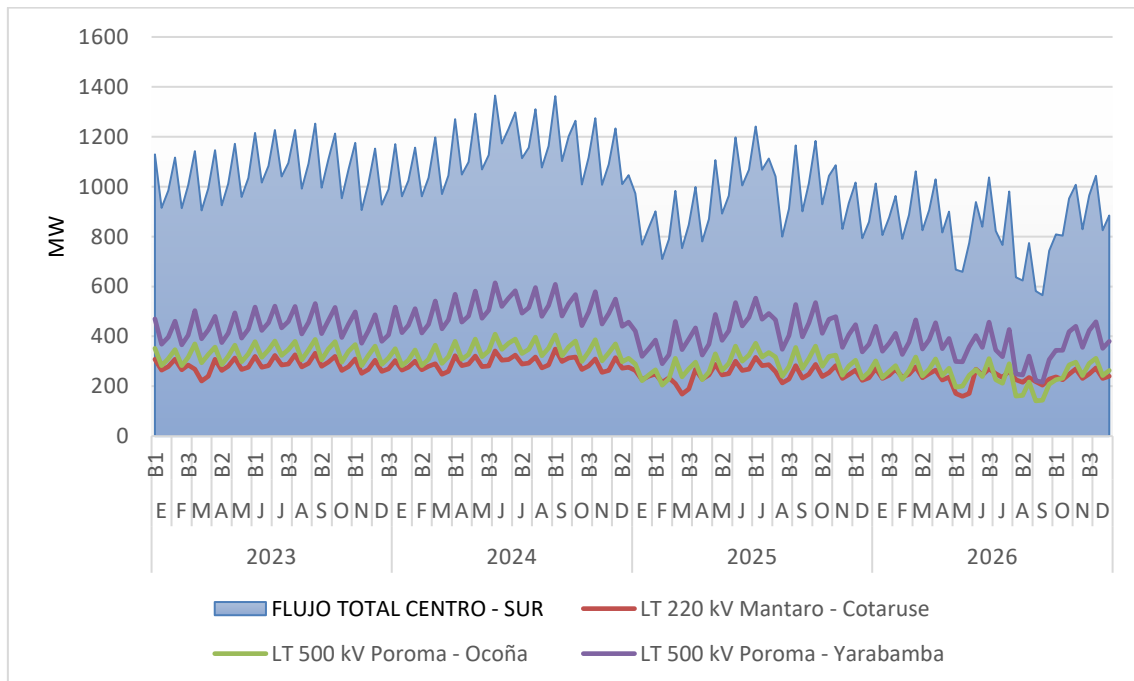


Figura 4.5 Flujo de potencia promedio en la interconexión Centro – Sur, Caso Base.

En la Figura 4.5 también se observan flujos de potencia totales de la zona Centro hacia la zona Sur por debajo de 1 300 MW, 1 400 MW, 1 250 MW y 1 060 MW para los años 2023, 2024, 2025

y 2026 respectivamente. El flujo de potencia por la LT 220 kV Mantaro - Cotaruse, está por debajo de 350 MW para todo el periodo de análisis.

Flujo por las líneas del Norte

Cabe resaltar que las líneas de 220 kV que van desde Chimbote hasta Talara presentan un flujo de potencia reducido, debido a que todo el enlace de la costa de 220 kV tiene doble circuito, así como a la presencia de la LT en 500 kV Chimbote – Trujillo – La Niña, la cual descarga en gran medida el enlace de 220 kV de la costa.

A continuación, se muestran los resultados gráficos de los flujos de potencia para esta zona.

La Figura 4.6 muestra el flujo de potencia por las principales líneas de transmisión de 500 kV de la zona norte, donde se observan que éstos están por debajo de su capacidad de transporte.

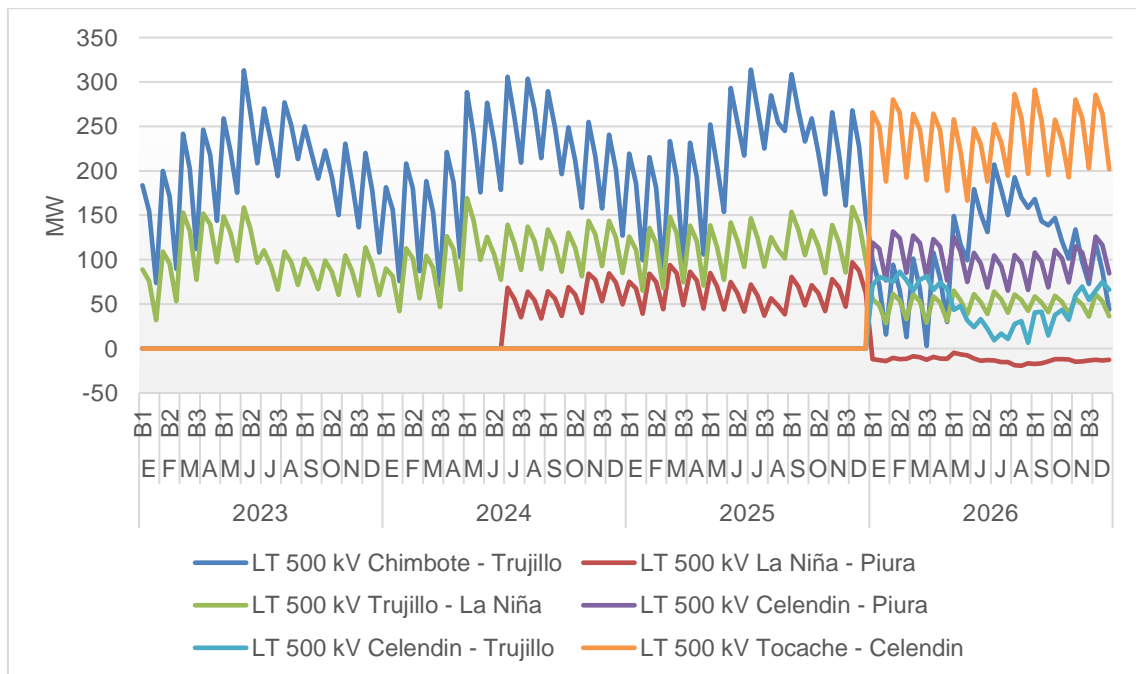


Figura 4.6 Flujo de potencia promedio por Líneas de 500 kV la zona Norte, Caso Base.

La Figura 4.7 muestra el flujo de potencia por las principales líneas de transmisión de 220 kV de la zona norte, donde se observan que éstos están por debajo de su capacidad de transporte.

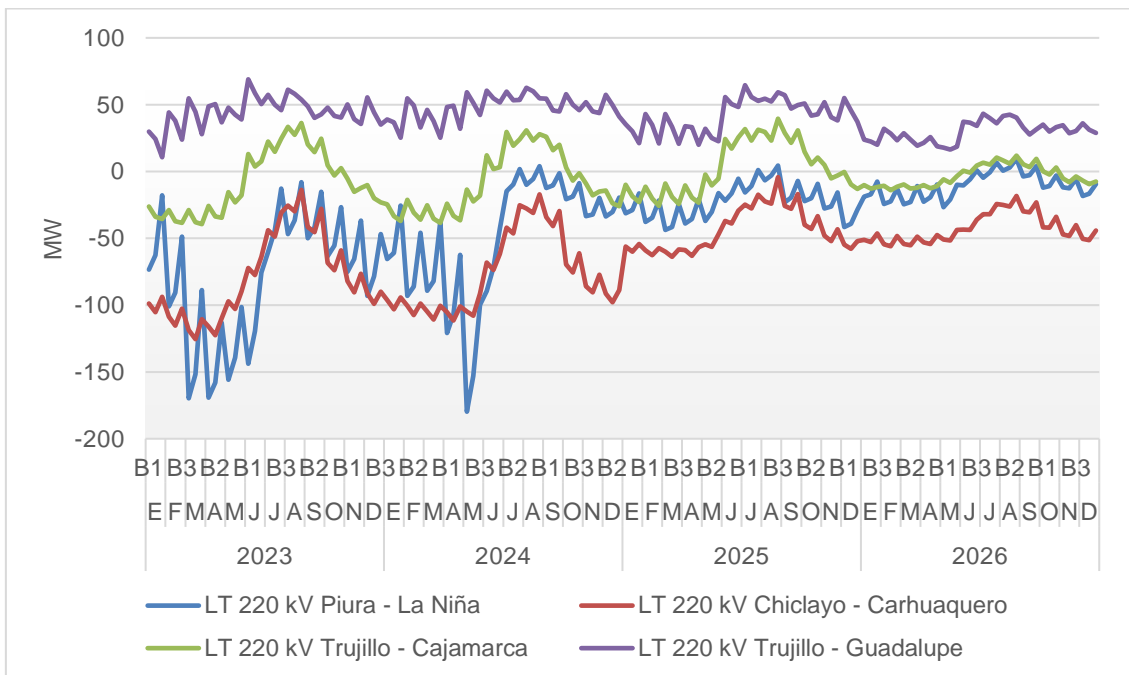


Figura 4.7 Flujo de potencia promedio por Líneas de 220 kV de la zona Norte, Caso Base.

Flujo por las líneas del Centro

Para el caso del área de Lima y zona Centro, se monitorean los flujos promedios por las principales líneas de transmisión de 220 kV. De las simulaciones se observa que las líneas de transmisión de la zona Centro operan por debajo de su capacidad de transporte (no se presenta congestión).

En la Figura 4.8 y la Figura 4.9, se muestran los flujos de potencia promedio en las principales líneas de transmisión en 500 kV del área de Lima, las cuales muestran que estarán por debajo de su límite de transporte.

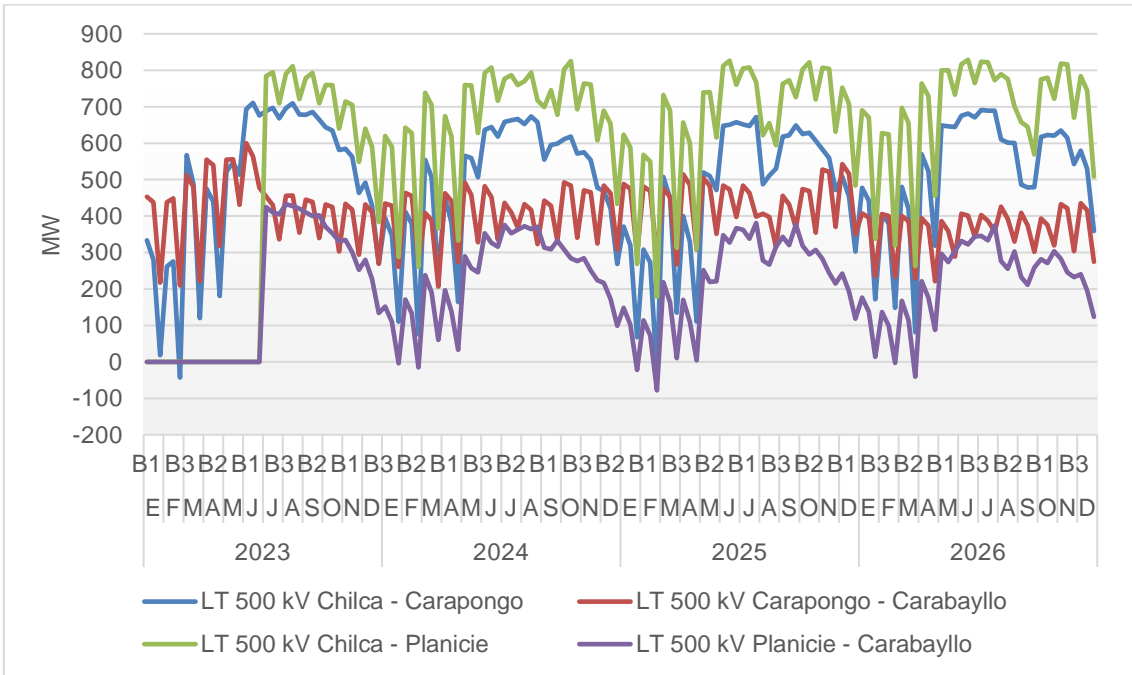


Figura 4.8 Flujo promedio potencia en principales líneas de 500 kV del área de Lima, Caso Base (1/2).

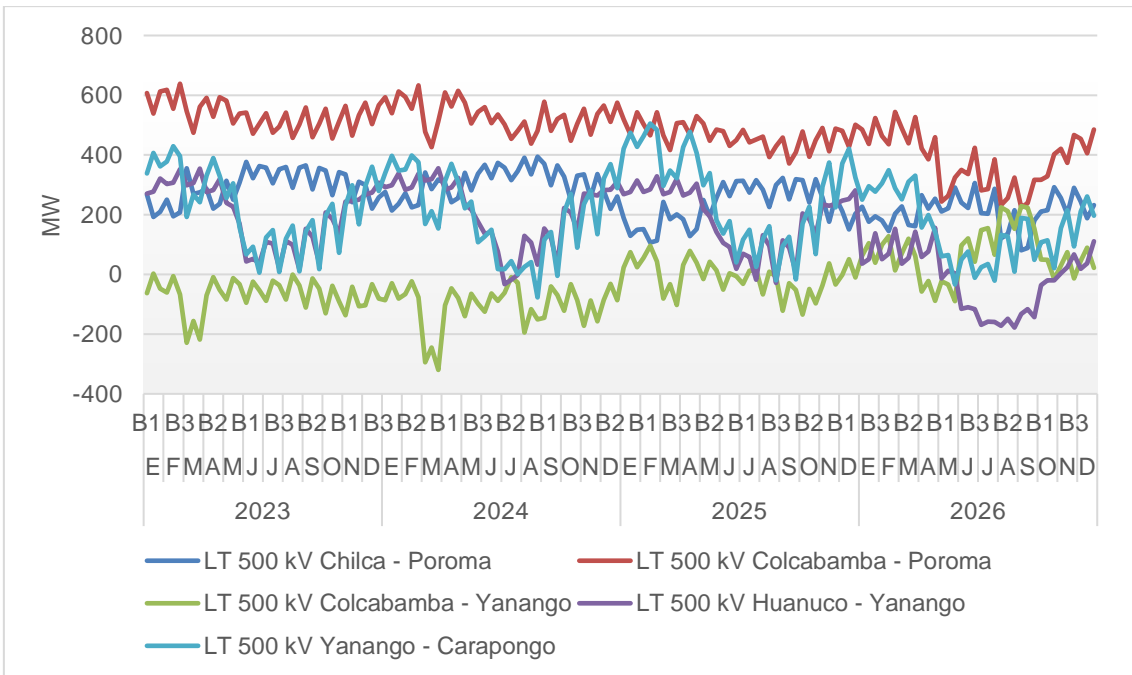


Figura 4.9 Flujo promedio potencia en principales líneas de 500 kV del área de Lima, Caso Base (2/2).

En la Figura 4.10 y la Figura 4.11, se muestran los flujos de potencia promedio en las principales líneas de transmisión en 220 kV del área de Lima, las cuales muestran que estarán por debajo de su límite de transporte.

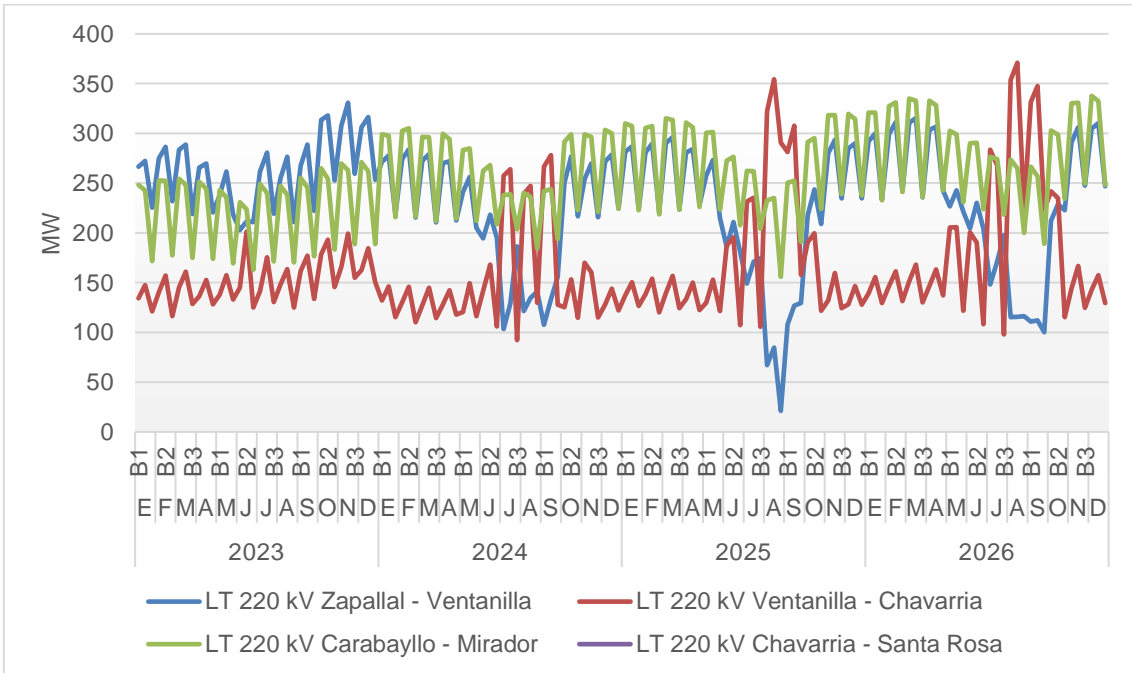


Figura 4.10 Flujo promedio potencia en principales líneas de 220 kV del área de Lima, Caso Base (1/2).

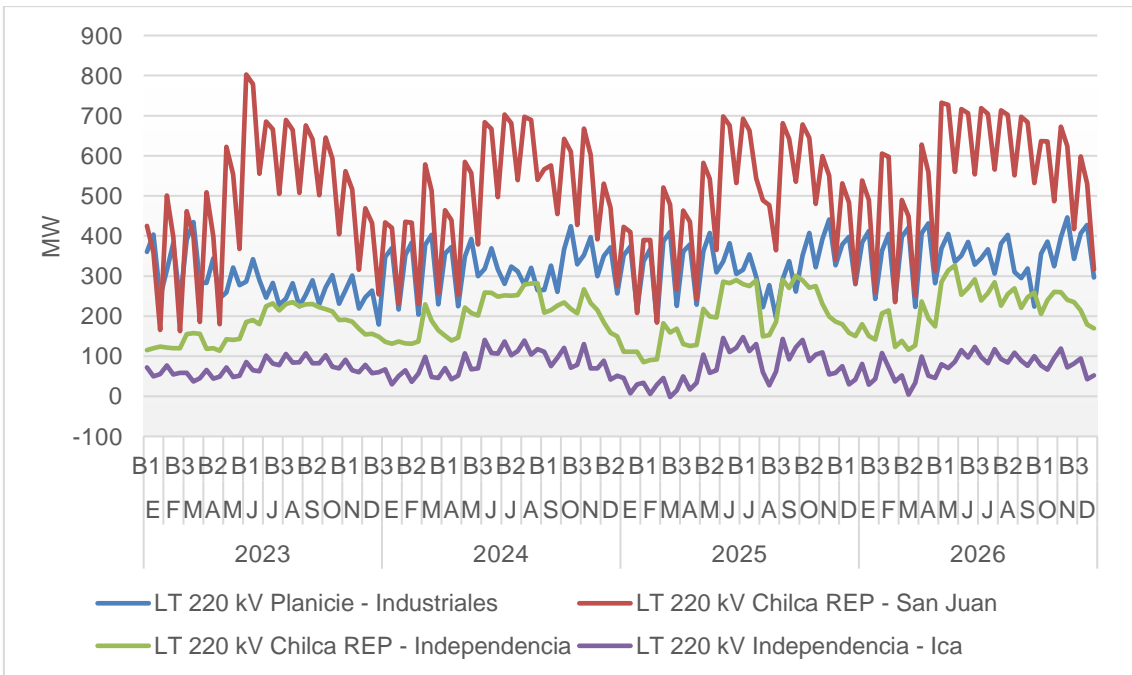


Figura 4.11 Flujo promedio potencia en principales líneas de 220 kV del área de Lima, Caso Base (2/2).

Los flujos mostrados en la LT 220 kV Chilca REP – San Juan, corresponden a los flujos totalizados de los cuatro circuitos, así como en la LT 220 kV Chilca REP – Independencia, corresponde a los flujos totalizados de los 2 circuitos existentes más el del tercer circuito propuesto en el Plan Vinculante 2019-2028.

La Figura 4.12 muestra el flujo promedio de potencia en las principales líneas de 220 kV que alimentan de energía y están conectadas desde el área Centro a Lima.

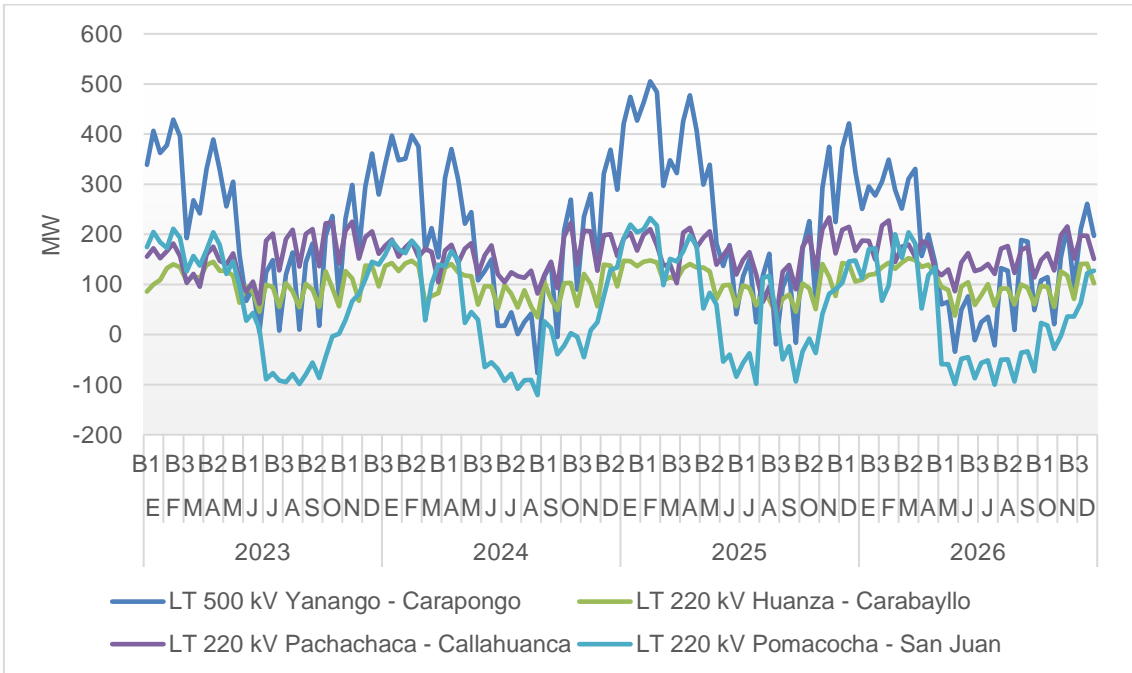


Figura 4.12 Flujo promedio en líneas que alimentan de energía desde Centro hacia Lima, Caso Base.

Por otro lado, la Figura 4.13 muestra los flujos de potencia promedio que son evacuados por las líneas que salen de la SE Campo Armiño (Mantaro) 220 kV, de las cuales ninguna presenta congestión.

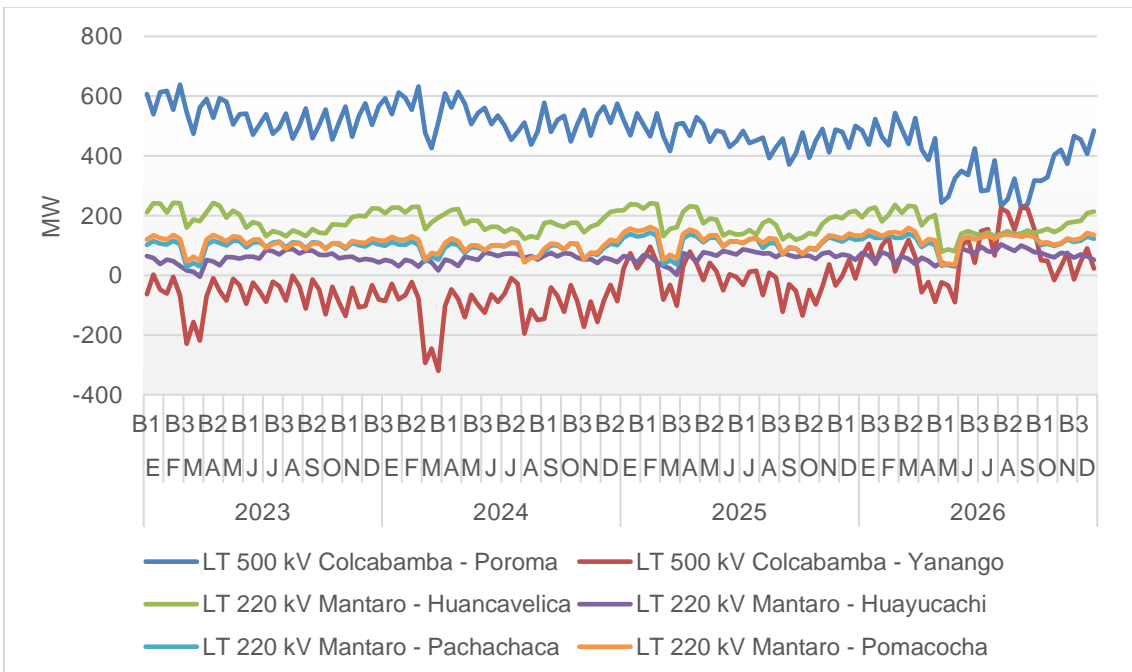


Figura 4.13 Flujo promedio en líneas que evacuan desde la SE Campo Armiño (Mantaro) 220 kV, Caso Base.

Zona Sur

Las líneas de transmisión de la zona Sur no presentan congestión en el periodo de evaluación del corto plazo.

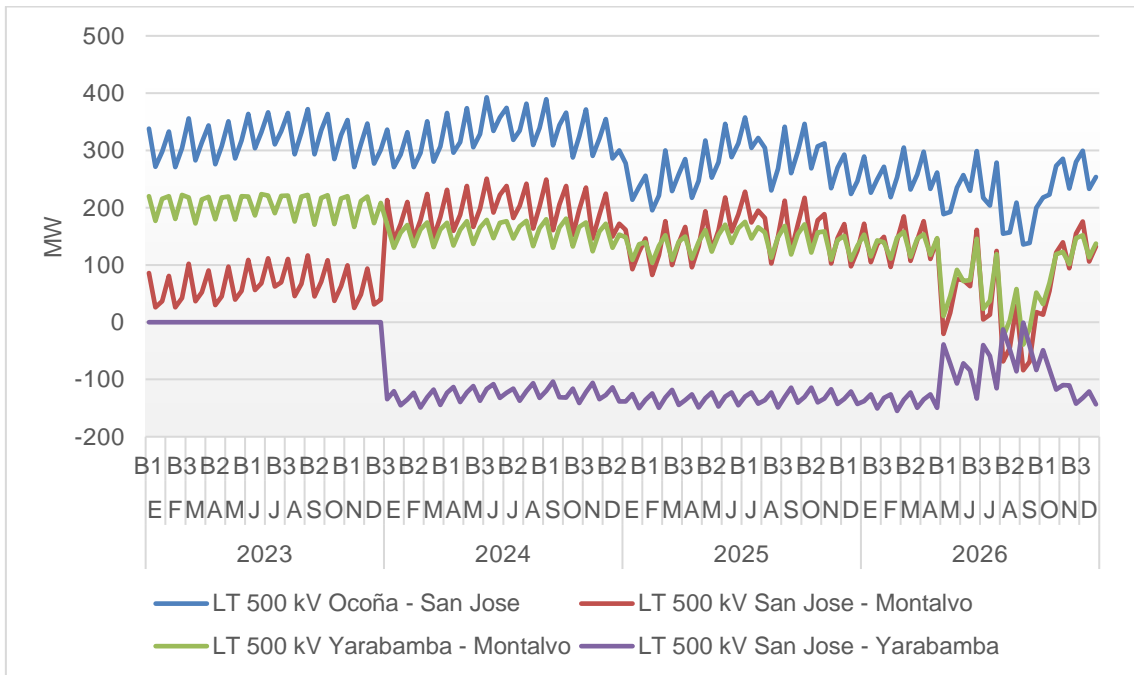


Figura 4.14 Flujo de potencia promedio por Líneas de 500 kV de la zona Sur, Caso Base.

Flujo de Potencia por las Líneas de Transmisión con Repotenciación

En el año 2026 aproximadamente se realiza la repotenciación de la LT Huanza - Carabayllo 220 kV del área Centro a 250 MVA, en las siguientes figuras muestran el comportamiento del flujo de potencia antes y después de que esta línea sea repotenciada.

LT 220 kV Huanza - Carabayllo

Esta línea de transmisión presenta congestiones hasta el ingreso de la repotenciación, tal como se muestra en la Figura 4.15.

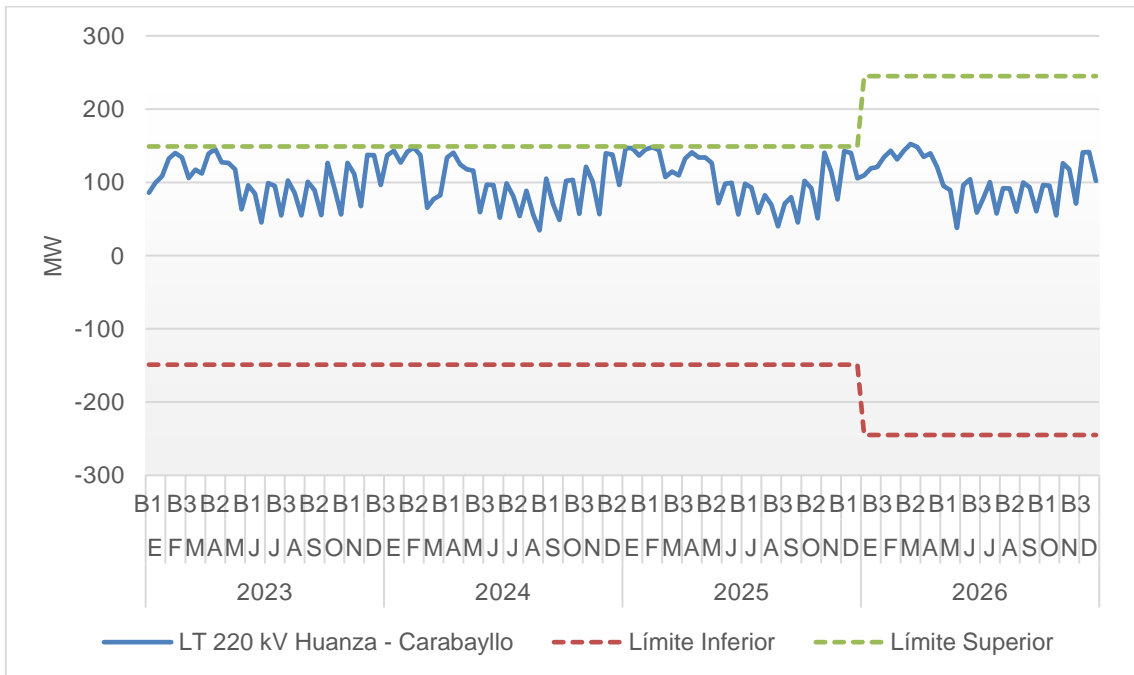


Figura 4.15 Flujo en la LT 220 kV Huanza - Carabayllo, Caso Base.

4.1.2 Resultados de la Sensibilidad “Considerando retraso del Gasoducto Sur”

El presente caso de sensibilidad considerando retraso del Gasoducto Sur para después del 2027.

Los resultados de la simulación de la operación económica del sistema para el periodo 2023 – 2026, resaltan que no se presenta restricción del suministro de energía eléctrica en el SEIN. A continuación, se detalla los principales indicadores que describen el comportamiento del SEIN en el periodo de análisis.

4.1.2.1 Despacho de generación

Para esta sensibilidad, se observa que en el SEIN es necesario el despacho de centrales térmicas que utilizan combustible diésel y residual, para los años 2025 y 2026, como consecuencia de la falta de nueva generación eficiente en el sistema.

Se observa que en el periodo de evaluación la generación hidroeléctrica cubre alrededor de 57 % al 55 % de la demanda a nivel de generación para los años comprendidos del 2023 al 2026 respectivamente. La diferencia es cubierta en gran parte por el despacho de la generación a gas natural, Diesel y Residual, la cual representa alrededor del 37 % y 40 % de la demanda para los años comprendidos del 2023 al 2026 respectivamente.

En la Tabla 4.3 se muestra los resultados de despacho de generación para la sensibilidad, en la cual se muestra la cobertura de la demanda anual del SEIN según el tipo de fuente.

Tipo de Fuente	2023		2024		2025		2026	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidro	35 150	57,9 %	34 555	55,3 %	37 153	57,6 %	36 854	55,0 %
Gas Natural	22 531	37,1 %	24 510	39,2 %	23 850	37,0 %	26 622	39,7 %
Eólico	1 732	2,9 %	2 195	3,5 %	2 200	3,4 %	2 195	3,3 %
Solar	762	1,3 %	762	1,2 %	764	1,2 %	762	1,1 %
Biomasa	514	0,8 %	511	0,8 %	524	0,8 %	522	0,8 %
Carbón	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %
Diesel	0	0,0 %	0	0,0 %	5	0,0 %	19	0,0 %
Residual	0	0,0 %	0	0,0 %	12	0,0 %	38	0,1 %
Total	60 687	100 %	62 533	100 %	64 508	100 %	67 013	100 %

Tabla 4.3 Despacho de generación por tipo de fuente, Caso Base.

En la Tabla 4.3 se observa que la energía anual producida por los proyectos RER (Eólico, Solar y Biomasa) es de aproximadamente 3000 GWh para el 2023 y 3480 para los años 2024 – 2026.

En la Figura 4.16 se muestra la evolución mensual del despacho de generación por tipo de fuente. Se aprecia que entre los meses de estiaje (mayo – octubre) se produce un mayor despacho de generación de las centrales térmicas a gas natural, ello debido a la reducción estacional de la generación hidroeléctrica.

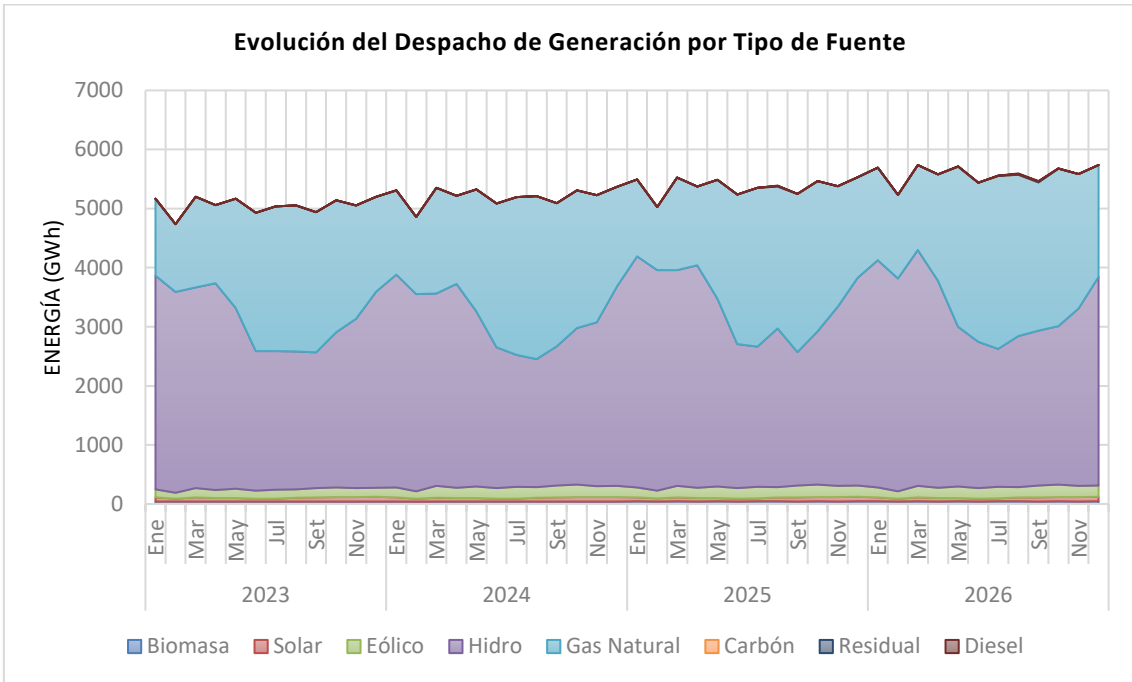


Figura 4.16 Evolución del despacho de generación por tipo de fuente, Caso sensibilidad.

En la Figura 4.17 se observa el porcentaje de cobertura de la demanda por tipo de fuente, apreciándose que las principales participaciones las tienen la generación hidroeléctrica y a gas natural.

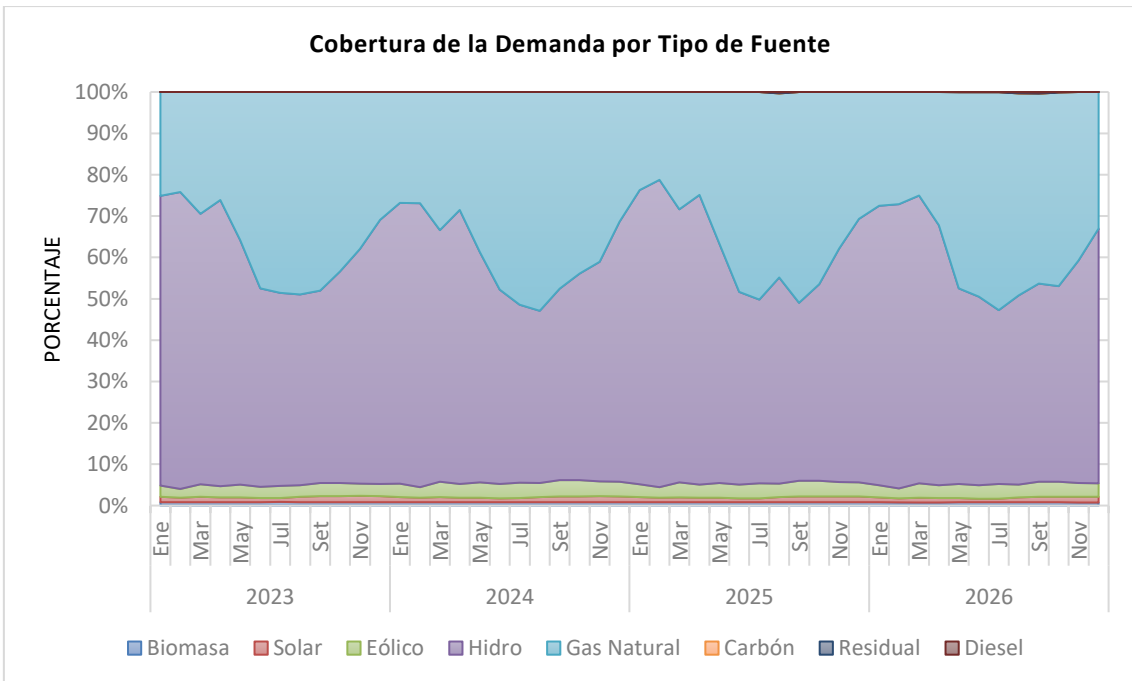


Figura 4.17 Cobertura de la demanda por tipo de fuente, Caso sensibilidad.

4.1.2.2 Consumo de gas natural de Camisea

A continuación, se evalúa el consumo de gas natural de Camisea. Cabe indicar que no se considera restricción de transporte de gas en el ducto de Camisea, para el suministro a las centrales térmicas ubicadas en el área de Lima e Ica.

En la Tabla 4.4 se muestra el consumo de gas natural de Camisea de las centrales térmicas en el área de Lima e Ica.

MMPCD	2023	2024	2025	2026
Máximo	471	558	574	617
Mínimo	201	233	172	236
Promedio	348	387	379	442

Tabla 4.4 Despacho promedio anual de gas de Camisea en MMPCD, Caso sensibilidad.

Se observa que en el año 2023 el consumo promedio se estima en 348 MMPCD, el cual se incrementa a 442 MMPCD en el año 2026. Asimismo, en el año 2023 se presenta un consumo máximo de 471 MMPCD incrementándose a 617 MMPCD en el año 2026.

La Figura 4.18 muestra la evolución mensual del consumo de gas natural de Camisea. Se aprecia la variación estacional característica entre la época de avenida y estiaje, siendo mayor el consumo de gas en estiaje, debido a la reducción en la producción de las centrales hidroeléctricas.

Esta figura también muestra el consumo de gas natural de Camisea separado por el consumo de centrales de ciclo combinado y centrales de ciclo abierto del área de Lima e Ica.

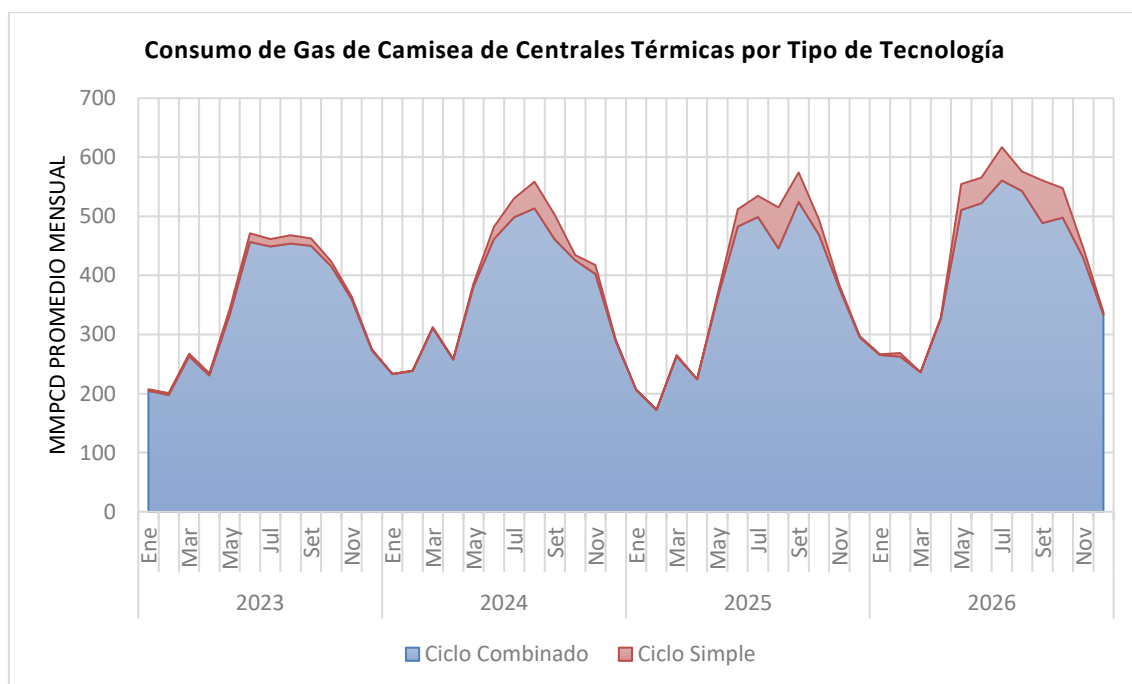


Figura 4.18 Consumo de gas de Camisea según tecnología de generación en el área de Lima e Ica, Caso sensibilidad.

Se observa que las centrales de ciclo simple tienen un mayor requerimiento desde el año 2024, 2025 y 2026 con un incremento aproximado de 235 MMPCD del 2023 al 2026.

En el anexo E se muestran de manera comparativa esta sensibilidad con el caso Base, en cuanto a la evolución del consumo de gas natural de Camisea por tipo de tecnología.

4.2 Diagnóstico operativo

4.2.1 Alcances y premisas

Dentro de los alcances del estudio se tiene que las simulaciones realizadas abarcan el análisis de la operación en estado estacionario en condiciones normales y bajo contingencias, cálculo de cortocircuito, operación bajo incrementos de carga por área operativa en condiciones normales y en contingencias para el análisis de estabilidad de tensión, y operación en régimen dinámico para el análisis de estabilidad angular (transitoria y permanente). Las simulaciones están basadas en los criterios y metodologías descritas en el numeral 2.5.

Dentro del periodo de corto plazo 2023-2026, se definieron las siguientes premisas para los análisis eléctricos en todo el SEIN:

- Las capacidades de las líneas de transmisión y transformadores de potencia son definidas acorde con el Informe COES/SEV “Actualización de las Capacidades de Líneas, Transformadores y Acoplamiento de Barras del SEIN”, emitido en julio 2020.
- Las tensiones en barra por unidad son calculadas respecto a los valores de las tensiones de operación vigentes, las cuales fueron obtenidas de la Decisión Ejecutiva N°010-2018-D/COES y actualizaciones mediante Decisión Ejecutiva N°008-2019-D/COES y N°008-2020-D/COES. Se podrá realizar el cambio de tensión de operación a nominal en barras específicas mayores a 100 kV, dependiendo de los recursos existentes (recomendado por el estudio de tensiones a largo plazo realizado en la planificación del SEIN).
- Se incluye la banda de reactivos del Procedimiento COES PR-15 “Valorización de Transferencias de Energía Reactiva” en la mayoría de los generadores del SEIN (térmicas e hidroeléctricas) en reemplazo a la curva de capacidad (P-Q). En los generadores con recursos energéticos renovables (RER) la operación se realiza en modo de potencia constante.
- El proyecto del Gaseoducto Sur Peruano (GSP), que permitiría la operación con gas natural de las CCTT Puerto Bravo, NEPI, Reserva Fría de Ilo y desarrollo de la CT Quillabamba, finalizará su implementación en el año 2026.

Se definieron las siguientes premisas para los análisis eléctricos:

Zona Norte

- Resultado de la programación económica, en todo el periodo de análisis se considera el despacho de la unidad de generación TGN4 (97 MW) de la CT Malacas. Se considera el despacho de la CT Tablazo (capacidad 37 MVA) para atender la operación de la subtransmisión de Piura.

- Respecto al Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT), se consideró en los análisis una demanda total alrededor de 80 MW. Para evitar comprometer la seguridad del área Norte, en todo el periodo 2023-2032, la carga se encuentra cubierta en su totalidad por la cogeneración de este proyecto (dos unidades de TV de 50 MW).

Zona Centro: Área Operativa Centro 1-Lima

- Actualmente el sistema opera con una configuración topológica de enlace San Juan-Santa Rosa (2 líneas) implementado con las líneas de 220 kV San Juan-Industriales (L-2018), Industriales-Santa Rosa (L-2010) en paralelo con la línea San Juan-Santa Rosa (L-2011) mediante barras separadas en la subestación Industriales. Para disminuir los niveles de cortocircuito en la zona de Lima y permitir un mayor desarrollo de potencia a través de las líneas de 500 kV, se implementa la configuración de enlaces de 220 kV Santa Rosa-Industriales, a partir de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales-San Juan. Esta nueva configuración ha sido implementada con el ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-Planicie-Carabaylo.
- Las líneas de 220 kV Santa Rosa-San Juan presentarán una capacidad de 228,5 MVA desde enero del 2021, como manifestado por REP mediante comunicación electrónica al COES con asunto: "Información para elaborar el Programa de Mediano Plazo, febrero 2020-enero 2021".

Zona Centro: Área Operativa Centro 1-Mantaro

- Acorde con la Decisión Ejecutiva COES N° 009-2017-D/COES, se mantiene la solución temporal ante el fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) de inhabilitación del banco de capacitores serie (BCS) de la LT 500 kV Chilca-Poroma 80 Ohms (by-pass).
- Para mitigar el fenómeno de resonancia subsíncrona (RSS) ante el ingreso de las nuevas líneas de 500 kV del proyecto COYA-YANA Colcabamba-Nueva Yanango, Nueva Yanango-Carapongo y Nueva Yanango-Huánuco (avenida 2023), se incluye la medida operativa de by-pass de los bancos de capacitores serie (BCS) de las LLTT de 500 kV Chilca-Poroma (80 ohms) y Poroma-Ocoña (60 ohms), como recomendado en el PT 2021-2030 con el ingreso del proyecto COYA-YANA.
- Para evitar sobrecargas de líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse (respecto a su capacidad contractual de 505 MVA), se realiza el by-pass de los BCS de 220 kV en la subestación Cotaruse, lado Mantaro.
- Con el ingreso del Proyecto COYA-YANA la línea de 220 kV Ica-Marcona o Ica-Nasca Nueva¹⁰, podría operar indistintamente abierta o cerrada a fin de evitar las sobrecargas que pudieran presentar en el eje de 220 kV Chilca-Independencia – Ica - Marcona.
- Despacho de CT Pedregal (2x9.5 MW) en el sistema eléctrico Chincha.
- Despacho de CT Luren (2x7.5 MW) en el sistema eléctrico Ica.

¹⁰ De acuerdo con los resultados del informe técnico COES/DP/SPL-06-2018 "Evaluación de la Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur para el Periodo 2019-2024", elaborado en 2018.

Zona Centro: Área Operativa Centro 2

- Para evitar altas sobrecargas de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui (respecto a su capacidad de 45 MVA), se realiza la apertura de la LT de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota. No obstante, con el ingreso de la LT 220 kV Belaunde Terry-Tarapoto Norte se podrá realizar la apertura de otros tramos de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Tarapoto Norte.

Zona Sur

- No se considera la disponibilidad de gas natural en la zona Sur, por lo que las CCTT Puerto Bravo, NEPI y Reserva Fría de Ilo, estarían disponibles para operar con combustible Diesel.
- A partir del año 2023 se considera el retiro de la operación comercial de la CT Ilo 2 TV, por lo que esta central no estaría disponible para el despacho económico del sistema a partir de este año.

Enlace Centro-Sur

La siguiente figura muestra las líneas que conforman el enlace entre las zonas Centro y Sur del SEIN. La transferencia de potencia Centro-Sur se define como:

$$\text{Transferencia de potencia Centro-Sur} = P_{M-C,1} + P_{M-C,2} + P_{P-Y} + P_{P-O}$$

donde:

- $P_{M-C,1} + P_{M-C,2}$ es el flujo de potencia activa total en la LT 220 kV Mantaro-Cotaruse (L-2051/L-2052, ambos circuitos) medido en Mantaro 220 kV.
- P_{P-O} es el flujo de potencia activa en la LT 500 kV Poroma-Ocoña (L-5034) medido en Poroma 500 kV.
- P_{P-Y} es el flujo de potencia activa en la LT 500 kV Poroma-Yarabamba (L-5033) medido en Poroma 500 kV.

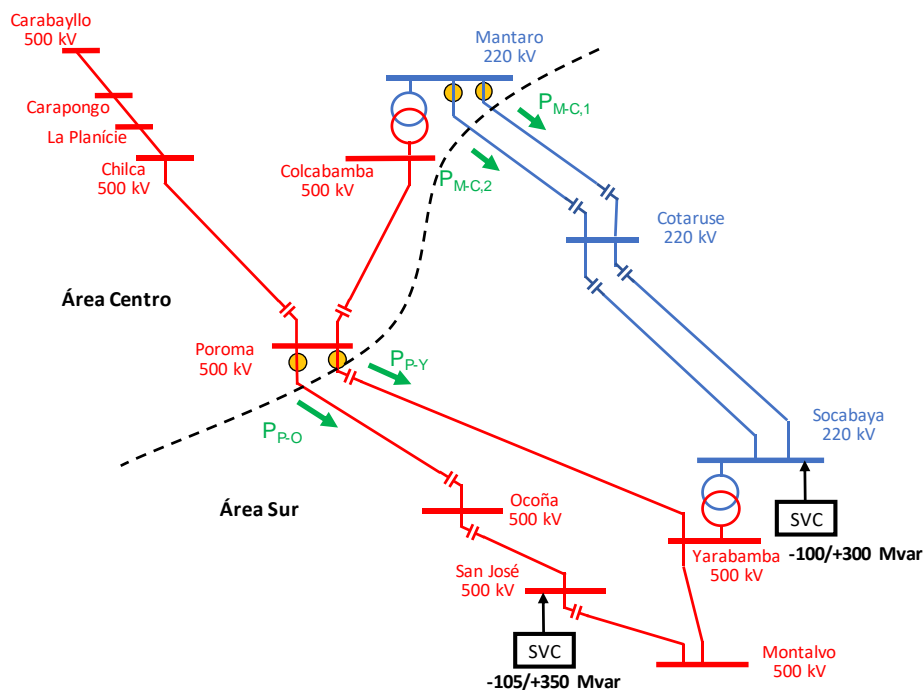


Figura 4.19 Esquema unifilar actual del enlace Centro-Sur.

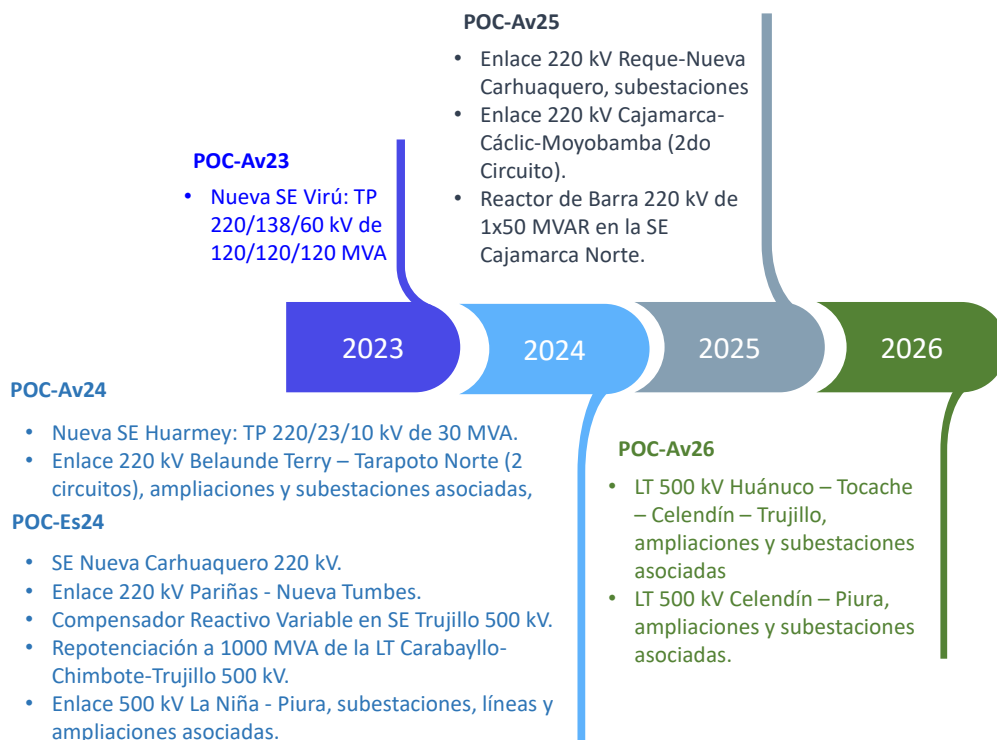
Acorde con los resultados del Informe Técnico COES/DP-06-2018 “Evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur para el periodo 2019-2024”, el límite de transmisión Centro-Sur, antes del ingreso de las nuevas líneas de 500 kV Colcabamba-Nueva Yanango y Nueva Yanango-Carapongo (Proyecto COYA-YANA), presenta el valor de 1500 MW (en máxima y media demanda) y el valor de 1300 MW (en mínima demanda). Con el ingreso de las líneas mencionadas, desde su fecha de puesta en operación comercial estimada en octubre de 2022, el límite de transmisión Centro-Sur alcanzará el valor de 1650 MW (en máxima y media demanda) y el valor de 1600 MW (en mínima demanda).

4.2.2 Operación en estado estacionario en condiciones normales

Las simulaciones de flujo de potencia en condiciones normales de operación se realizan para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en los períodos hidrológicos de avenida y estiaje para el periodo 2023-2026. En las siguientes tablas se muestran los resultados de las simulaciones en cuanto a tensiones de barras, carga en líneas de transmisión y transformadores, y operación de equipos automáticos de compensación reactiva (EACR).

Zona Norte

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte.



Fuente:

- Programa de obras a Noviembre del 2020. (Elaboración propia)
- Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 (Fuente Osinergmin)
- Plan de Transmisión 2021-2030 (Fuente Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM “Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030”)
- Acorde con la Resolución Ministerial N° 562-2016-MEM/DM “Aprobación del Plan de Transmisión 2017-2026”, se retira el Proyecto “Repotenciación de la LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero (250 MVA)”.
- Acorde con la Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM “Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030”, se retira los siguientes proyectos:
 - Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo Norte-Cajamarca.
 - Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN.

Figura 4.20 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte, periodo 2023-2026.

Respecto a las tensiones en barras, se observaron los siguientes problemas operativos:

- Con el ingreso del proyecto SET Nueva Huarmey (2023); el cual corresponde al Plan de Inversiones de Transmisión (PIT) 2021-2025, se observan tensiones altas (mayores a 1,025 p.u.) en la barra de 220 kV Nueva Huarmey respecto a la tensión nominal.
- Con el ingreso del proyecto SE Nueva Carhuaquero (estiaje 2024), se observan tensiones altas (mayores a 1,025 p.u.) en la barra de 220 kV Nueva Carhuaquero respecto a la tensión nominal. El problema es debido a valores mayores en las tensiones de operación existentes en barras próximas existentes (Chimbote y Paramonga Nueva).

Para superar estos problemas, se consideran las siguientes soluciones operativas:

- Con el ingreso del proyecto SE Nueva Huarmey, el cual se conecta a la LT 220 kV Chimbote-Paramonga Nueva, se definió su tensión de operación en el valor de 224 kV, determinado a partir de las barras de 220 kV de Chimbote y Paramonga Nueva.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Corto Plazo																								
				2023				2024				2025				2026												
				Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje										
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min	
Celendín - Piura	---	500	1400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	37	37	34	35	34	33
Celendín - Trujillo	---	500	1400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	10	10	10	8	9	8
La Niña - Piura Nueva	---	500	1400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	10	6	7	9	6	8
Trujillo Nueva - La Niña	L-5010	500	701	45	42	36	44	43	35	47	45	41	47	45	44	54	52	43	48	46	42	38	38	34	37	37	36	
Carabayllo - Chimbote	L-5006	500	600/1000	73	64	46	77	75	64	80	74	49	55	52	44	56	52	32	57	55	48	41	38	26	46	42	42	
Chimbote - Trujillo Nueva	L-5008	500	600/1000	56	55	32	59	55	40	66	61	39	41	38	30	44	40	24	43	40	32	26	23	20	30	26	25	
Cáclic - Belaunde Terry - L1	L-2194	220	220	25	20	14	26	20	14	25	20	12	25	20	12	14	12	8	15	11	8	14	12	8	14	12	8	
Cajamarca Norte - Celendín - L1	L-2192_A	220	220	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	12	11	8	15	14	20
Carhuaquero - Cajamarca Norte	L-2190	220	300	7	8	5	5	6	4	11	16	6	5	10	10	13	15	10	7	7	10	8	8	6	7	10		
Celendín - Cáclic - L1	L-2192_B	220	220	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	18	13	9	20	15	10
Chiclayo Oeste - Carhuaquero	L-2240	220	150	81	90	76	53	53	26	90	91	81	54	55	21	48	51	44	33	34	13	43	45	37	33	34	16	
Chiclayo Oeste - Lambayeque Oeste - L1	L-2238A	220	180	---	---	---	---	---	---	37	39	34	16	17	10	31	35	32	18	20	11	19	22	21	12	13	7	
Chimbote 1 - Trujillo Norte	L-2233	220	152	47	46	30	44	40	28	53	50	32	45	40	31	51	48	31	47	43	32	36	34	22	34	31	25	
Chimbote 1 - Virú Nueva	L-2232_A	220	152	54	55	35	52	49	34	61	59	38	53	50	37	59	57	37	55	52	39	43	43	27	43	40	32	
Conococha - Paramonga Nueva	L-2278	220	191	34	38	36	14	15	11	39	41	40	14	15	11	28	34	31	10	10	11	18	22	21	8	8	15	
Felam - Lambayeque Oeste	L-2238B	220	180	---	---	---	---	---	---	30	30	29	11	9	6	24	26	27	12	12	6	13	13	16	8	6	4	
Guadalupe - Reque - L1	L-2236	220	152	30	29	14	28	22	16	38	35	19	29	24	22	29	26	12	28	23	23	20	18	9	19	15	18	
La Niña - Lambayeque Oeste	L-2239B	220	180	---	---	---	---	---	---	23	23	22	9	7	8	16	17	18	8	8	8	11	8	7	14	11	11	
La Niña - Piura Oeste - L1	L-2162	220	180	62	64	42	42	35	19	83	77	55	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
La Ramada - Kiman Ayllu - L1	L-2272	220	240	44	42	32	40	35	24	48	44	34	39	34	25	46	43	34	41	35	25	36	35	31	31	28	20	
La Ramada - Pampa Honda - L1	L-2273	220	240	41	39	29	37	31	20	45	42	31	35	31	21	43	40	31	38	32	21	28	26	22	22	19	10	
Nueva Carhuaquero - Reque	---	220	450	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	17	18	16	12	12	4	15	16	13	12	12	5	
Nueva Huarmey - Chimbote	---	220	180	---	---	---	---	---	---	35	30	20	23	21	14	25	22	19	23	21	13	17	15	12	17	16	11	
Nueva Tumbes - Zorritos	L-2280_A	220	152	---	---	---	---	---	---	---	---	---	17	15	12	9	9	8	9	7	6	8	8	7	8	7	6	
Pampa Honda - Cajamarca Norte - L1	L-2283	220	240	40	37	28	35	30	20	43	40	30	34	29	20	42	38	30	36	31	21	26	25	11	21	19	10	
Paramonga Nueva - Chimbote1 - L1	L-2215	220	180	35	30	23	32	29	19	38	34	24	25	23	15	28	25	19	25	22	15	19	16	15	18	17	12	
Paramonga Nueva - Nueva Huarmey	L-2216_A	220	180	---	---	---	---	---	---	40	35	26	27	24	16	30	26	20	27	24	16	20	17	16	19	16	12	
Pariñas - Nueva Tumbes	---	220	250	---	---	---	---	---	---	---	---	---	12	10	9	13	12	11	13	11	10	14	12	11	13	11	10	
Pariñas - Talara	L-2295	220	180	13	15	17	12	12	17	14	16	25	17	18	19	17	19	20	19	9	11	11	12	13	13	13	13	
Pariñas - Zorritos	L-2249_B	220	152	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	27	24	22	26	22	20	
Piura Oeste - Pariñas - L1	L-2248	220	180	14	14	13	13	15	17	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Piura Oeste - Talara	L-2250	220	180	15	15	14	14	15	17	22	20	17	14	14	15	15	16	14	14	14	14	---	---	---	---	---		
Piura Oeste - Valle Chira	L-2248_a	220	180	---	---	---	---	---	---	33	27	20	12	8	7	26	23	17	13	9	7	25	22	16	14	9	7	
Reque - Chiclayo Oeste - L1	L-2296	220	180	16	16	7	14	10	7	22	22	10	14	12	13	37	37	26	27	25	16	25	26	19	19	18	12	
Talara - Pariñas	L-2249_A	220	152	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	11	12	13	14	16	16	
Talara - Zorritos	L-2249	220	152	41	38	31	36	32	27	44	40	39	25	21	19	26	24	22	25	22	20	---	---	---	---	---		
Trujillo Norte - Cajamarca Norte	L-2260	220	167	19	26	25	14	12	13	20	23	27	15	14	20	14	16	16	19	18	22	15	16	12	14	14	16	
Trujillo Norte - Guadalupe - L1	L-2234	220	152	26	27	16	27	28	21	34	32	18	29	30	27	29	26	17	29	29	29	29	20	18	14	22	24	
Trujillo Norte-Trujillo Nueva - L1	L-2290	220	375	16	13	5	20	18	14	16	14	5	20	18	15	17	14	5	21	20	17	18	17	9	21	19	15	
Valle Chira - Pariñas	L-2248_b	220	180	---	---	---	---	---	---	22	23	19	17	19	17	16	19	17	18	18	16	22	20	17	17	19	17	
Virú Nueva - Trujillo Norte	L-2232_B	220	152	36	32	20	31	26	18	41	36	22	32	26	20	39	34	21	34	28	22	24	20	13	21	16	15	
La Niña - Piura Nueva - L1	L-2162_A	220	180	---	---	---	---	---	---	---	---	---	18	15	9	31	29	21	18	15	9	21	19	14	13	9	5	
Piura Nueva - Piura Oeste - L1	L-2162_B	220	450	---	---	---	---	---	---	---	---	---	19	17	11	28	28	19	20	18	11	29	28	19	22	18	12	
Felam - La Niña	L-2164_A	220	180	10	13	9	5	8	10	14	13	13	8	10	12	7	7	8	8	11	15	16	15	9	21	22	22	
Chiclayo Oeste - Felam	L-2238_A	220	180	24	28	22	13	13	6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Chiclayo Oeste - La Niña	L-2239_A	220	180	15	18	16	3	3	6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Chimbote - Huallanca - L1	L-1105	138	100	66	69	67	37	33	26	65	69	69	36	32	23	61	65	67	37	32	21	59	63	63	33	33	21	
Huallanca - Kiman Ayllu	L-1131	138	140	30	30	34	15	14	29	28	29	32	21	14	34	40	39	41	26	25	39	43	44	47	23	23	40	

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.6 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, zona Norte.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en las líneas de la zona Norte.
- En la línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote, en el periodo de avenida 2023 hasta la avenida 2024, la carga en la línea llegará al 80% de su capacidad (600 MVA). Con el ingreso del proyecto “Repotenciación a 1000 MVA de la LT Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV” (estiaje 2024) se observa que la carga se reducirá hasta el 60% de su capacidad (1000 MVA). Posteriormente con el ingreso del proyecto “Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo” (año 2026) la carga se reducirá hasta menos del 50%.

- En la línea de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA) se observan cargas cercanas a 90%, estas cargas se reducirán con el ingreso de la Subestación Nueva Carhuaquero (estiaje 2024) y la línea de 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero (avenida 2025).
- En la línea de 220 kV Piura Oeste-La Niña (2x180 MVA) se observan cargas de hasta 83% en el periodo de avenida 2023 hasta avenida 2024. Con el ingreso del proyecto “Enlace 500 kV La Niña-Piura y Subestaciones”, esta carga se reducirá hasta menos de 31% (línea de 220 kV La Niña-Piura Nueva).

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas, respecto a sus capacidades de transporte.

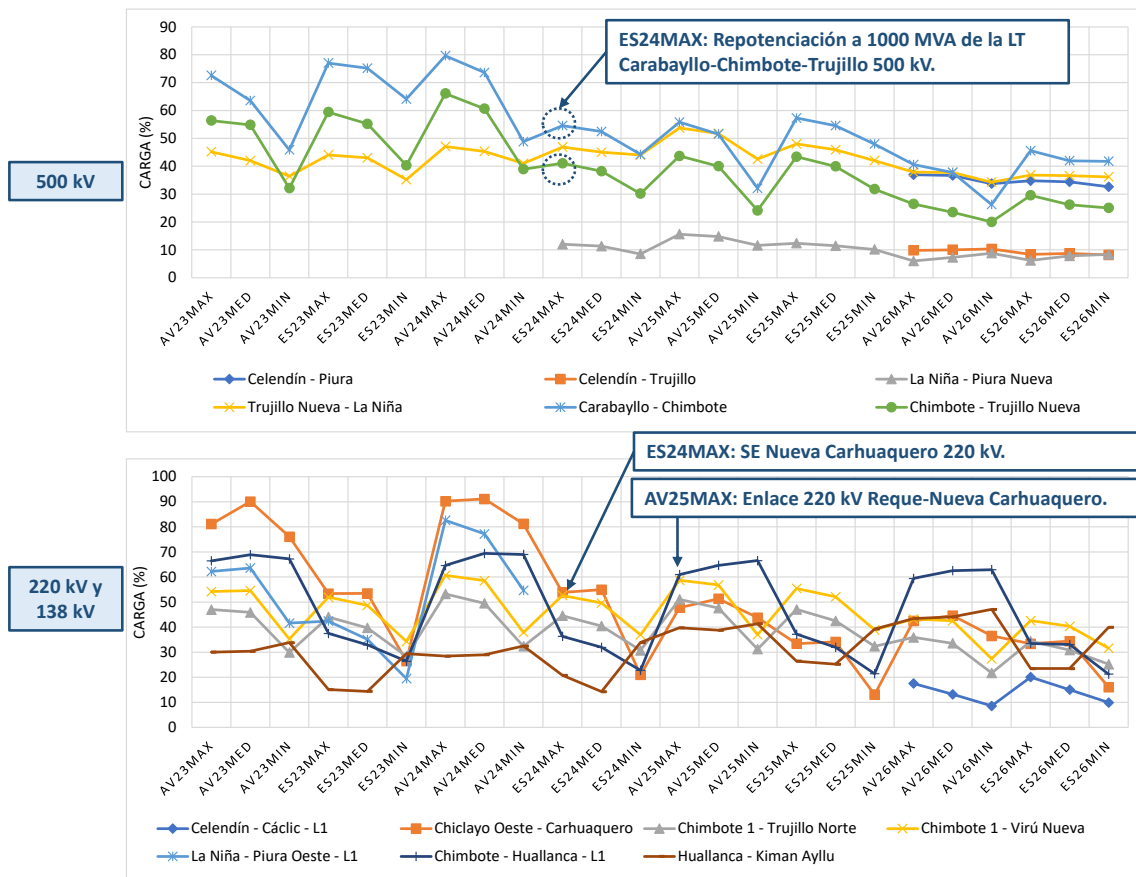


Figura 4.21 Cargas en líneas (%), periodo 2023-2026, zona Norte.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Corto Plazo																								
				2023					2024					2025					2026									
				Avenida		Estiaje			Avenida		Estiaje			Avenida		Estiaje			Avenida		Estiaje							
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min	
TR Celendín 500/220 kV	---	500/220	750	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
TR Chimbote 500/220 kV	AT84-523	500/220	750	7	6	10	6	7	7	3	6	10	11	11	12	4	2	7	12	12	14	4	2	7	13	11	13	
TR La Niña 500/220 kV	AT91-523	500/220	600	34	34	20	28	25	18	44	42	26	15	14	13	16	14	9	15	15	14	20	19	13	19	17	15	
TR Piura Nueva 500/220 kV	---	500/220	600	---	---	---	---	---	---	---	---	---	24	21	16	34	32	22	25	22	17	39	38	27	31	26	20	
TR Trujillo Nueva 500/220 kV	AT85-523	500/220	750	16	13	5	20	18	14	16	14	5	20	18	15	17	14	5	21	20	17	19	17	9	21	19	15	
TR Belaunde Terry 220/138 kV	AT-4201	220/138	100	54	43	23	56	45	24	17	16	15	20	17	15	18	16	11	20	16	11	20	16	10	20	17	12	
TR Cáclic 220/138 kV	---	220/138	60	46	29	17	48	31	18	47	29	18	49	31	18	48	30	19	51	33	19	50	32	19	53	34	20	
TR Carhuaquero 220/138 kV	---	220/138	35	19	56	65	22	19	24	29	54	54	22	30	36	41	45	50	5	25	28	29	44	45	8	26	29	
TR Chimbote 220/138 kV - T1	AT11-211	220/138	120	47	52	55	22	20	19	42	54	58	22	24	14	39	46	54	22	20	12	38	44	50	25	22	12	
TR Chimbote 220/138 kV - T2	AT30-211	220/138	120	46	50	53	21	20	18	41	53	56	21	24	14	38	45	53	22	20	12	37	43	49	24	21	11	
TR Kiman Ayllu 220/138 kV	AUT-501	220/138	100	38	45	46	8	5	25	33	43	45	15	11	32	49	56	57	25	23	39	55	63	64	20	22	40	
TR Tarapoto Norte 220/138 kV	---	220/138	120	---	---	---	---	---	---	35	28	17	34	28	17	34	29	18	36	27	18	35	29	19	37	28	19	
TR Trujillo Norte 220/138 kV - T3	AT99-212	220/138	100	52	45	29	48	42	25	49	44	27	45	39	22	48	44	26	46	40	23	49	45	26	48	42	24	

Ninguna sobrecarga

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Tabla 4.7 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Norte.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores de la zona Norte.
- En el transformador 500/220 kV de La Niña (600 MVA) se observan cargas de hasta 44%, las cuales se reducirán con el ingreso del proyecto “Enlace 500 kV La Niña-Piura y Subestaciones”.
- En el transformador 220/138 kV de Kiman Ayllu (100 MVA) se observan cargas de 64%.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

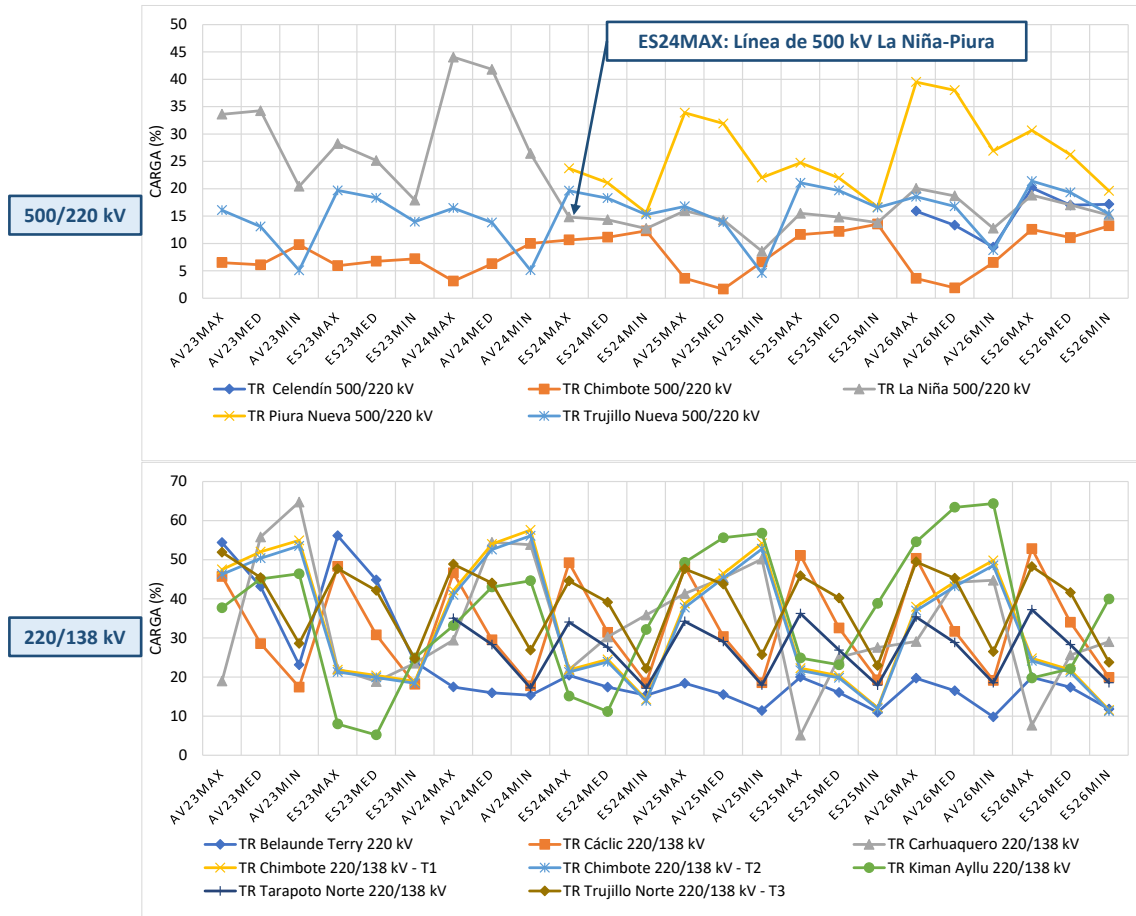


Figura 4.22 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Norte.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas. Asimismo, con el ingreso del Reactor de barra de 220 kV de Cajamarca (1x50 MVAR) se observa una mayor región de operación en el SVC de Cajamarca.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):
 [-] Capacitivo / [+] Inductivo

Nombre	Limite Inductivo [MVAR]	Limite Capacitivo [MVAR]	Corto Plazo																							
			2023			2024			2025			2026														
			Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje												
SVC Trujillo 138 kV	20	-30	19	-12	19	5	19	19	-12	-14	19	-10	6	19	-19	-11	19	-13	3	19	-18	-10	19	-12	4	19
SVC Cajamarca 220 kV	60	-120	8	18	34	12	38	44	16	49	58	35	57	60	-14	0	40	-11	17	53	-66	-52	-22	-47	-37	-25
SVC Iquitos 220 kV	50	-50	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
EACR TrujilloN 500 kV	200	-400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
EACR Piura 500 kV	150	-300	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
SVC Chiclayo 60 kV	30	-30	-17	-13	9	-13	1	11	-16	-22	9	-9	-2	16	-8	-1	28	-6	16	17	-8	-3	29	4	7	20

1 Avenida 2025: Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAR en la SE Cajamarca Norte.

Tabla 4.8 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, zona Norte.

Zona Centro

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro.

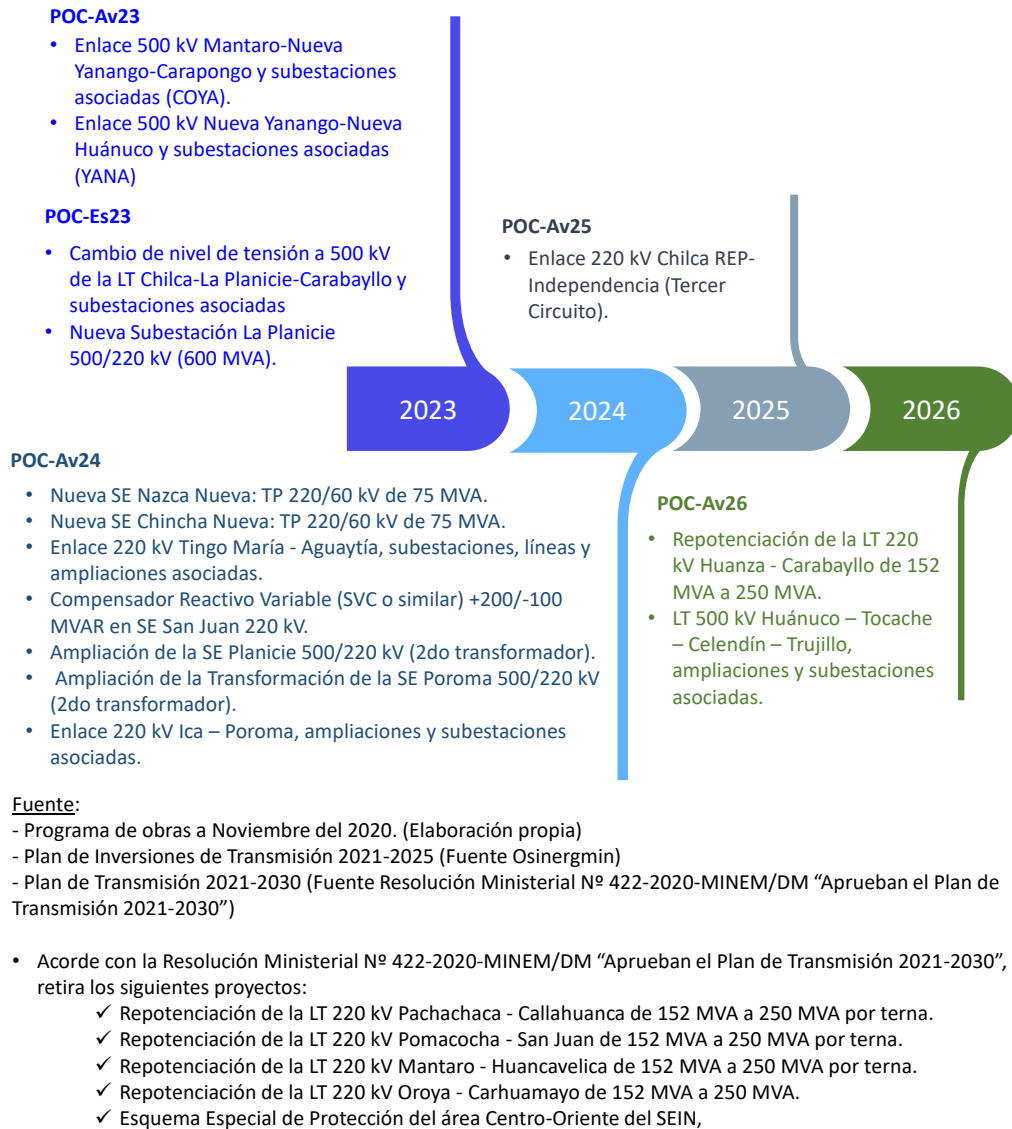


Figura 4.23 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro, periodo 2023-2026.

Zona Centro: Área Operativa Centro 1-Lima

Respecto a las tensiones en barras, no se presentan transgresiones de tensión, respecto a sus tensiones de operación. No obstante, se observaron tensiones bajas y alejadas del valor nominal (220 kV) a pesar del ingreso de los proyectos de EACR en San Juan 220 kV y el cambio de nivel de tensión a 500 kV en la LT 220 kV Chilca-La Planicie-Carabayllo.

En la siguiente figura se muestran las tensiones en barras (kV) del área Centro 1-Lima sin considerar soluciones operativas.

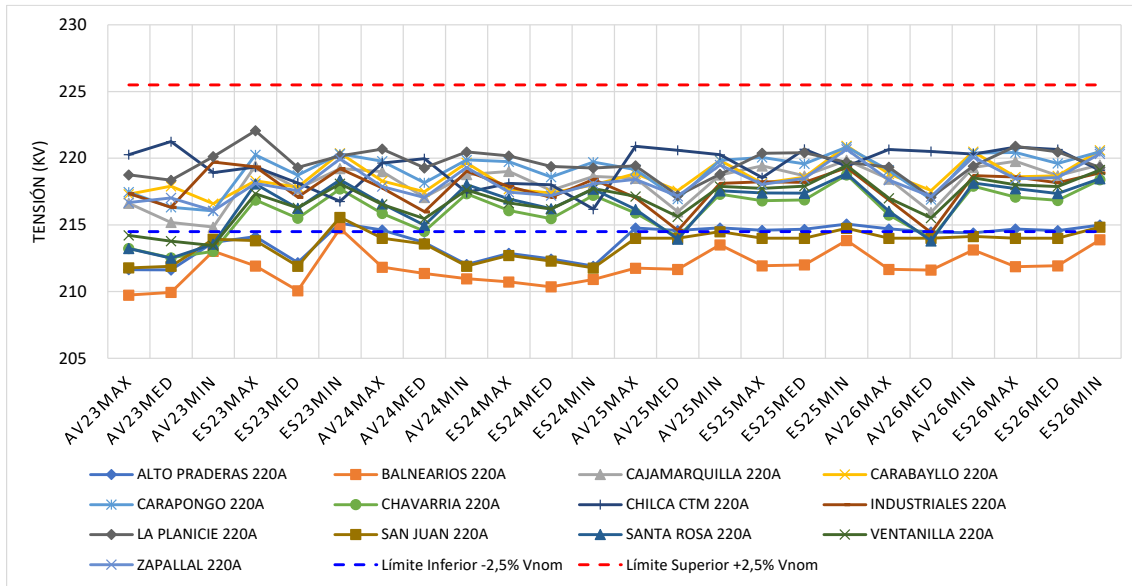


Figura 4.24 Tensiones en barra (kV) sin soluciones operativas, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

Por otra parte, el diseño de tensiones de la zona centro del SEIN sigue políticas de operación que se mantienen desde que el sistema de transmisión de 220 kV era principalmente radial, es decir, la generación en un extremo con tensiones de operación de 230 kV (zona de Mantaro) y la demanda en el otro extremo con tensiones de operación de 214 kV (zona de Lima). Sin embargo, como consecuencia de la expansión de la generación y la transmisión, el SEIN está cambiando a una configuración más mallada, por lo que se prevé que estas tensiones de operación varíen y tiendan a valores nominales (220 kV). En consecuencia, los nuevos equipos que hayan sido especificados usando tensiones de operación vigentes, podrían operar con bajos márgenes de regulación en el futuro y, en el peor de los casos, podrían resultar incompatibles con las tensiones de operación finales. Otro beneficio adicional que se tiene al operar con tensiones de operación más altas es el incremento de los márgenes de carga para atender problemas de colapso de tensión.

Si bien mantener tensiones de operación bajas en la zona de Lima no viene a ser un problema operativo, resulta ser una observación que propicia una oportunidad de mejora dado los beneficios que se pueden obtener de ello. Para propiciar la normalización de tensiones en la zona de Lima es necesario especificar el periodo de adecuación de tensiones de operación a valores nominales en barras de 220 kV. En este sentido, se resalta que el ingreso de proyectos de transmisión en el área de Lima Norte (principalmente el ingreso de la subestación Carapongo 500/220 kV y líneas asociadas) permitirá progresivamente la normalización indicada en las barras de 220 kV de Lima Norte. Asimismo, el ingreso de los proyectos Cambio de Nivel de Tensión a 500 kV de las líneas Chilca-Planicie-Carabayllo (estiaje 2023) y del EACR de San Juan 220 kV (avenida 2024) permitirá el cambio de tensión de operación a valores nominales en las barras 220 kV de Lima Sur.

A fin de realizar la adecuación de tensiones en la zona de Lima, se consideran las siguientes soluciones operativas:

- Con el ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV en la LT 220 kV Chilca Nueva-La Planicie-Carabayllo (estiaje 2023), se decidió realizar el cambio completo de tensiones de operación a valores nominales en barras 220 kV de Lima: Chilca, La Planicie, Industriales, Santa Rosa, Chavarría (Barsi), Ventanilla, Carapongo y Carabayllo. Asimismo, en estas subestaciones se realizó el cambio de toma de transformadores 200/62,42 kV (toma +2, 220 kV).
- Con el ingreso del EACR en San Juan 220 kV (avenida 2024), se decidió realizar el cambio de tensiones de operación a valores nominales en barras 220 kV de San Juan, Balnearios y Alto Pradera. Asimismo, en estas subestaciones se realizó el cambio de toma de transformadores 200/62,42 kV (toma +2, 220 kV).

En la siguiente figura se muestran las tensiones en barras (kV) del área de Lima, con soluciones operativas.

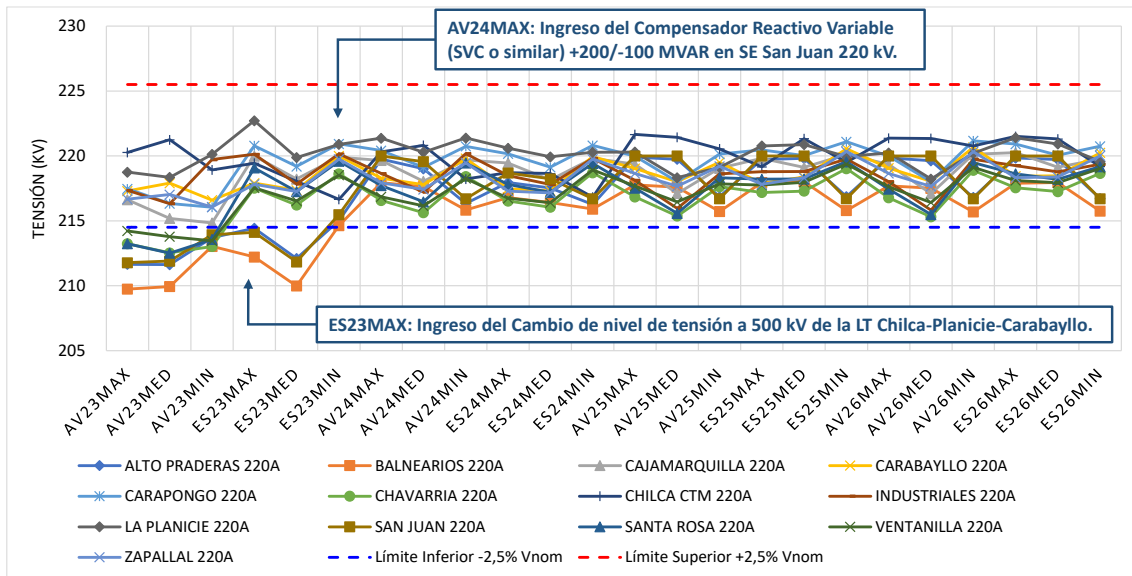


Figura 4.25 Tensiones en barra (kV) con soluciones operativas, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

La siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra (p.u.), respecto a las tensiones de operación vigentes, considerando las soluciones operativas propuestas.

Código	Tensión Nominal [kV]	Tensión Operación [kV]	Corto Plazo																									
			2023						2024						2025						2026							
			Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]						
CARABAYLLO 500A	500	---	1.001	0.995	1.019	---	1.003	1.000	1.009	---	0.991	0.992	1.012	1.001	0.999	1.008	0.999	0.995	1.013	1.001	1.003	1.013	1.000	0.996	1.018	1.005	1.004	1.012

Tensión menor a 0.90 p.u.
 Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
 Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
 Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
 Tensión mayor a 1.05 p.u.

Ingreso del Cambio de nivel de tensión a 500 kv de la LT Chilca-Planicie-Carabaylo.

Ingreso del Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV.

Oportunidad de mejora
 Cambio de tensión de operación a nominal en Lima:
 Se propone el cambio de tensión de operación a nominal (220 kV) en la zona de Lima, estabilizando las tensiones a valores cercanos a 220 kv.
 Cambio de posición de toma de transformadores 200/62,42 kv (toma +2, 220 kv).

Tabla 4.9 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

Respecto a las sobrecargas, en la siguiente tabla se muestra los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte. En este caso no se presentan sobrecargas en las líneas del área Centro1-Lima.

Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Corto Plazo																							
				2023						2024						2025						2026					
				Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]	Avenida		Estiaje		Tensión Operación [kV]				
Carapongo - Carabaylo	L-5003	500	1400	42	43	23	27	26	17	39	37	23	33	32	21	41	42	25	36	35	23	31	31	20	30	27	18

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.10 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

De la tabla anterior, se observa que no se presentan sobrecargas en líneas del área Centro 1-Lima. La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas, respecto a sus capacidades de transporte.

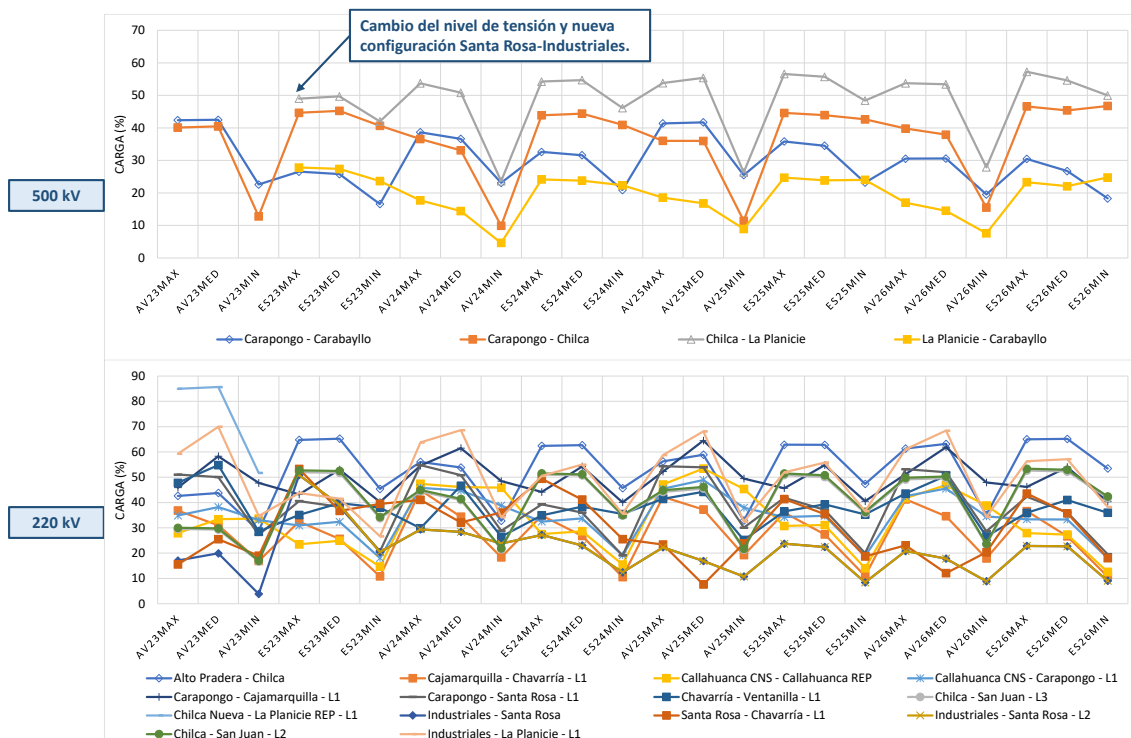


Figura 4.26 Cargas en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Corto Plazo																							
				2023				2024				2025				2026											
				Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje									
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
TR Carabaylo 500/220 kV - T1	AT73-523	500/220	600	23	29	11	30	30	20	33	32	16	25	25	17	32	35	18	26	26	18	34	36	19	30	28	19
TR Carabaylo 500/220 kV - T2	AT74-523	500/220	600	23	29	11	30	30	20	33	32	16	25	25	17	32	35	18	26	26	18	34	36	19	30	28	19
TR Carapongo 500/220 kV - T1	AT114-623	500/220	750	27	35	18	28	33	23	33	37	20	24	28	20	31	39	22	26	30	22	31	38	23	29	30	22
TR Chilca 500/220 kV - T1	AT72-523	500/220	600	12	6	30	83	78	69	68	55	46	83	80	72	61	58	28	81	75	73	70	62	30	77	78	83
TR Chilca 500/220 kV - T2	AT72-52_2	500/220	600	---	---	---	83	78	69	68	55	46	83	80	72	61	58	28	81	75	73	70	62	30	77	78	83
TR La Planicie 500/220 kV - T1	---	500/220	600	---	---	---	49	50	42	42	43	23	34	35	28	40	45	27	36	36	30	42	45	28	39	37	31
TR La Planicie 500/220 kV - T2	---	500/220	600	---	---	---	---	---	---	42	43	23	34	35	28	40	45	27	36	36	30	42	45	28	39	37	31

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.11 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 1-Lima.
- En los transformadores 500/220 kV de Chilca (2x600MVA) se observan cargas de hasta 83%, este incremento en la carga del transformador es debido al efecto del cambio de nivel de tensión y la nueva configuración de líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales.
- En el transformador 500/220 kV de La Planicie, si bien se espera una reducción en la carga del transformador, esta se mantendrá cerca al 40% de carga debido al efecto del cambio de nivel de tensión y la nueva configuración de líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades.

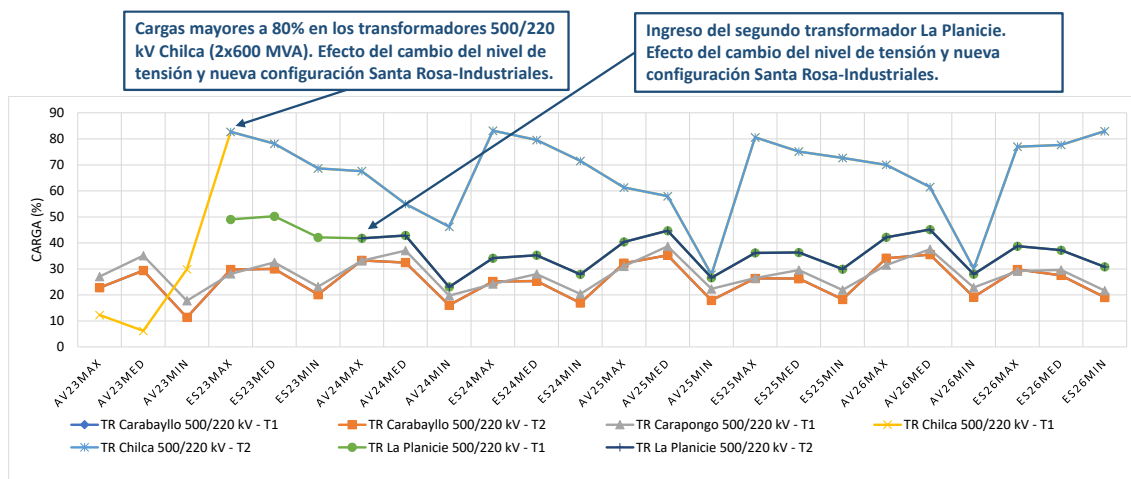


Figura 4.27 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR para el caso base. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):
 [-] Capacitivo / [+] Inductivo

Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	Corto Plazo																								
			2023			2024			2025			2026															
			Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje														
EACR San Juan 220 kV	100	-200	---	---	---	---	---	---	-127	-179	-20	-189	-190	-29	-163	-175	33	-158	-115	32	-148	-198	26	-117	-137	32	
SVC Chavarría 60 kV	20	-40	20	20	20	19	5	-9	6	-10	-23	12	9	19	-3	-18	19	19	19	19	-9	-24	-14	19	19	19	
SVC Baños 60 kV	30	-60	27	-9	28	27	27	29	27	-19	27	26	26	27	28	28	28	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29

Tabla 4.12 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, área Centro 1-Lima.

Zona Centro: Área Operativa Centro 1 – Mantaro

Respecto a las tensiones en barras, se observaron los siguientes problemas operativos:

- Tensiones altas (mayores a 1,025 p.u.) en la barra de 220 kV Chiribamba, respecto a la tensión nominal, a partir del ingreso de este proyecto (año 2021) correspondiente al Plan de Inversiones de Transmisión (PIT) 2017-2021. Este problema se debe a la influencia de las tensiones de operación existentes en barras próximas de Independencia y Huancavelica.

Para superar este problema, se realizan la siguiente alternativa de solución:

- Con el ingreso del proyecto SE Chiribamba, el cual se conecta a la LT 220 kV Independencia-Huancavelica (año 2021), se definió su tensión de operación en el valor de 224 kV, determinado a partir de las barras de 220 kV de Independencia y Huancavelica.

La siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra (p.u.), respecto a las tensiones de operación vigentes, considerando las soluciones operativas.

Tensiones en Barras [p.u.]			Corto Plazo																							
			2023						2024						2025						2026					
			Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje									
Código	Tensión Nominal [kV]	Tensión Operación [kV]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
CAMPAS 500	500	---	1.011	1.017	1.015	1.014	1.012	1.016	1.005	1.007	1.013	1.016	1.012	1.017	1.011	1.009	1.012	1.012	1.012	1.017	1.010	1.007	1.014	1.015	1.013	1.013
COLCABAMBA 500A	500	---	1.000	1.004	0.999	1.002	1.000	0.999	0.992	0.996	0.997	1.002	0.999	1.002	0.998	0.997	0.993	0.994	0.997	0.995	0.999	0.996	1.003	1.002	0.995	
OCONA 500A	500	---	1.003	1.004	1.000	1.010	1.014	1.009	1.006	1.003	0.997	1.008	1.008	1.012	0.998	0.998	0.991	1.000	1.001	1.002	0.997	0.994	1.002	1.009	1.005	1.001
POROMA 500A	500	---	1.018	1.020	1.013	1.020	1.016	1.006	1.004	1.012	1.006	1.015	1.010	1.017	1.010	1.012	0.991	0.996	1.004	0.991	1.015	0.999	1.002	1.016	1.020	0.996
ASIA 220	220	217	0.991	0.990	0.996	1.006	0.995	1.001	1.021	1.017	1.006	1.011	1.010	1.004	1.024	1.024	1.011	1.022	1.025	1.010	1.024	1.022	1.010	1.024	1.023	1.007
CALLAHUANCA REP 220A	220	---	1.002	0.998	0.998	1.014	1.008	1.014	1.012	1.008	1.013	1.013	1.009	1.013	1.011	1.004	1.011	1.014	1.012	1.013	1.011	1.005	1.015	1.015	1.012	1.012
CAMPAS 220	220	---	1.013	1.018	1.015	1.017	1.016	1.020	1.010	1.011	1.015	1.018	1.016	1.021	1.014	1.012	1.014	1.016	1.016	1.005	1.013	1.011	1.016	1.018	1.016	1.000
CAMPO ARMIÑO 220A	230	230	1.000	1.000	0.985	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.989	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.990
CANTERA 220A	220	219	0.991	0.984	0.992	1.001	0.988	0.997	1.014	1.011	1.006	1.004	1.004	1.003	1.017	1.017	1.010	1.015	1.018	1.005	1.018	1.015	1.007	1.017	1.016	1.012
CHIRIBAMBA220A	220	223	1.009	0.999	0.998	1.016	1.007	1.016	1.018	1.013	1.017	1.017	1.016	1.016	1.020	1.019	1.017	1.021	1.022	1.012	1.023	1.018	1.015	1.023	1.020	1.012
COLCABAMBA 220A	220	230	0.990	0.992	0.984	0.992	0.990	0.990	0.986	0.987	0.987	0.992	0.990	0.987	0.988	0.988	0.986	0.986	0.987	0.983	0.988	0.987	0.987	0.992	0.990	0.983
DESERTO 220A	220	---	0.987	0.977	0.983	0.995	0.979	0.989	1.002	0.995	0.995	0.994	0.989	0.993	1.007	1.004	1.001	1.006	1.004	0.994	1.009	1.001	0.997	1.009	1.001	0.991
EL ANGEL 220	220	---	---	---	---	---	---	---	1.012	1.007	1.011	1.008	1.005	1.013	1.014	1.014	1.012	1.015	1.015	1.005	1.018	1.011	1.006	1.017	1.011	1.001
HUANCAVELICA 220A	220	230	0.988	0.983	0.976	0.990	0.988	0.993	0.992	0.990	0.992	0.991	0.992	0.988	0.992	0.993	0.993	0.993	0.995	0.986	0.994	0.992	0.992	0.994	0.994	0.986
HUANZA 220A	220	---	1.014	1.016	1.005	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.021	1.014	1.016	1.018	1.016	1.014	1.013	1.015	1.018	1.017	1.017	1.015	1.018	1.016	1.018	1.017
HUAYUCACHI 220	220	231	0.980	0.984	0.975	0.980	0.986	0.993	0.979	0.983	0.989	0.979	0.986	0.986	0.978	0.982	0.986	0.979	0.986	0.985	0.979	0.982	0.988	0.979	0.986	0.987
ICA 220A	220	---	0.996	0.983	0.989	1.002	0.985	1.001	1.007	1.009	1.014	1.009	1.005	1.017	1.011	1.013	1.009	1.012	1.010	1.003	1.014	1.009	1.006	1.014	1.010	1.000
INDEPENDENCIA 220A	220	221	0.993	0.979	0.986	1.001	0.984	0.997	1.008	1.003	1.017	1.014	1.009	1.022	1.013	1.018	1.008	1.013	1.010	1.003	1.015	1.014	1.008	1.016	1.015	1.002
INTERMEDIA 220A	220	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
MARCONA 220A	220	221	1.009	1.005	0.983	1.003	0.985	0.995	0.989	1.010	1.002	1.004	0.997	1.011	0.997	1.010	0.986	0.998	0.990	0.984	0.999	1.006	0.991	0.998	1.005	0.987
MOLLEPATA 220	220	225	0.990	0.989	0.981	0.980	0.989	0.998	0.989	0.991	0.998	0.981	0.992	0.992	0.988	0.994	0.998	0.983	0.995	0.990	0.990	0.992	0.997	0.984	0.994	0.990
NCHINCHAZ20	220	---	---	---	---	---	---	---	1.003	0.996	0.999	0.996	0.991	0.998	1.007	1.004	1.003	1.007	1.004	0.996	1.010	1.001	0.998	1.009	1.001	0.992
NUEVANAZCA220	220	---	---	---	---	---	---	---	1.002	1.020	1.016	1.015	1.009	1.023	1.010	1.019	1.001	1.009	1.005	0.998	1.011	1.015	1.003	1.011	1.015	0.998
ORCOTUNA 220A	220	231	0.979	0.984	0.975	0.980	0.986	0.993	0.978	0.982	0.989	0.979	0.986	0.988	0.978	0.981	0.985	0.978	0.986	0.986	0.978	0.982	0.987	0.978	0.986	0.988
PACHACHACA 220	220	226	0.992	0.990	0.988	1.001	0.997	1.002	1.002	0.998	0.999	1.004	1.001	1.000	1.002	0.998	0.999	1.005	1.004	0.997	1.002	0.998	1.000	1.005	1.003	0.996
POMACOCHA 220A	220	227	0.982	0.980	0.980	0.991	0.987	0.993	0.996	0.992	0.991	0.997	0.995	0.991	0.996	0.993	0.991	0.998	0.998	0.988	0.996	0.993	0.992	0.998	0.997	0.987
POROMA 220A	220	---	1.020	1.017	0.992	1.016	0.995	1.006	0.997	1.018	1.011	1.014	1.005	1.020	1.006	1.018	0.995	1.007	1.000	0.993	1.008	1.014	1.000	1.008	1.014	0.990
YANANGO 220	220	---	1.016	1.019	1.017	1.020	1.019	1.023	1.014	1.014	1.018	1.021	1.019	1.023	1.017	1.015	1.017	1.019	1.019	1.010	1.017	1.014	1.019	1.021	1.019	1.005

■ Tensión menor a 0.90 p.u.
■ Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
■ Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión mayor a 1.05 p.u.

1 Alternativa de solución
 Se propone una tensión de operación de 223 kV en esa barra desde su puesta en servicio, valor definido a partir de las barras de 220 kV de Huancavelica y Independencia.

Tabla 4.13 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 1 - Mantaro.

Respecto a las sobrecargas en líneas de transmisión, se observaron los siguientes problemas operativos:

- Sobrecargas en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse a partir del año 2023 (estiaje), respecto a su capacidad de transporte contractual de 505 MVA (valor vigente, según Adenda N° 8 del contrato BOOT entre el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro).

Flujo de Potencia [MVA]			Corto Plazo																							
			2023						2024						2025						2026					
			Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje									
Nombre	Código DigSILENT	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
Campo Armiño - Cotaruse - L1	L-2051	252,5	217	181	206	260	219	239	224	190	212	252	218	231	200	165	186	238	207	215	206	170	192	196	207	222
Campo Armiño - Cotaruse - L2	L-2052	252,5	217	181	206	260	219	239	224	190	212	252	218	231	200	165	186	238	207	215	206	170	192	196	207	222

Tabla 4.14 Flujo de Potencia en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse (MVA) sin solución operativa, periodo 2023-2026.

A pesar del ingreso de la línea de 500 kV Colcabamba-Poroma-Yarabamba-Montalvo (Proyecto MAMO), operando desde fines de 2017, existirá un aumento progresivo de la carga en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse debido a una mayor inyección de generación en la red de 220 kV (desde las CCHH Mantaro, Restitución y Cerro del Águila). Por otra parte, la operación del enlace Centro-Sur no ha llegado a ser óptima con el ingreso del proyecto MAMO, debido que buena parte del flujo de potencia se canaliza por las líneas de 220 kV, produciendo altas pérdidas (alrededor de 50 MW y 15 MW en las líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse y Cotaruse-Socabaya, respectivamente).

Para superar este problema, se realiza la siguiente alternativa de solución:

- Inhabilitar la operación (en modo by-pass) de los bancos de capacitores serie (BCS) de 220 kV en la subestación Cotaruse, lado Mantaro (dos BCS afectados). Esta medida

operativa no pone en riesgo la seguridad en las transferencias Centro-Sur, debido al nivel de robustez que alcanzó el sistema con el ingreso del proyecto MAMO.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de flujo de potencia (MVA) en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse y las cargas en líneas de transmisión (%), respecto a sus capacidades de transporte, considerando las soluciones operativas.

Flujo de Potencia [MVA] Línea de 220 kV Mantaro - Cotaruse			Corto Plazo																							
			2023						2024						2025						2026					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
Campo Armiño - Cotaruse - L1	L-2051	252,5	217	181	206	183	158	168	160	137	151	179	156	163	144	121	134	170	149	155	144	119	138	137	148	161
Campo Armiño - Cotaruse - L2	L-2052	252,5	217	181	206	183	158	168	160	137	151	179	156	163	144	121	134	170	149	155	144	119	138	137	148	161

Tabla 4.15 Flujo de Potencia en la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse (MVA) con solución operativa, periodo 2023-2026.

Carga en Línea de Transmisión [%]					Corto Plazo																							
					2023						2024						2025						2026					
					Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min	
Campos - Carapongo	---	500	1400	22	23	28	13	12	16	24	27	30	12	13	14	27	30	32	15	16	16	17	19	24	13	14	22	
Chilca - Poroma	L-5032	500	841	51	44	44	65	58	66	49	44	44	60	53	63	43	38	39	51	47	55	49	42	42	44	52	61	
Colcabamba - Campas	---	500	1400	13	9	14	17	14	20	10	9	13	14	11	17	8	8	12	12	9	17	7	9	12	10	8	15	
Colcabamba - Poroma	L-5031	500	1400	42	40	45	46	41	46	46	42	49	45	40	43	42	39	46	44	39	43	41	38	46	34	37	42	
Intermedia - Poroma	---	220	250	---	---	---	---	---	---	13	4	12	21	13	20	12	5	13	23	16	23	16	8	13	15	17	31	
Asia - Canterana	L-2089	220	152	37	40	40	73	77	73	57	48	52	74	76	77	41	42	35	56	57	60	50	49	38	51	60	69	
Campas - Yanango	---	220	600	22	21	23	19	15	9	25	23	26	20	16	9	25	24	25	19	18	11	27	26	20	21	9		
Campo Armiño - Huayucachi	L-2220	220	152	28	23	11	30	24	15	42	34	20	33	28	19	46	40	24	40	34	22	44	36	19	46	30	18	
Campo Armiño - Huancavelica - L1	L-2203	220	152	67	79	70	43	49	44	61	74	69	48	51	48	59	66	67	45	47	40	54	62	65	42	45	31	
Campo Armiño - Pachachaca - L1	L-2218	220	152	26	32	25	23	27	22	30	36	32	24	28	23	35	40	36	29	32	27	33	38	35	33	31	25	
Campo Armiño - Pomacocha - L1	L-2201	220	152	34	40	32	25	29	25	34	42	36	26	30	25	39	45	42	32	35	30	36	43	41	35	33	26	
Chilca - Asia	L-2090	220	152	53	57	55	87	90	85	74	65	66	88	89	89	59	60	50	71	73	69	68	54	66	75	82		
Chilca - Desierto	L-2091	220	152	40	44	46	76	81	79	64	57	60	82	85	86	48	51	44	64	67	69	58	59	47	59	70	79	
Chiribamba - Independencia	L-2231_a	220	152	55	69	61	30	41	38	47	62	60	33	41	38	44	54	58	29	36	32	40	51	56	26	34	26	
Colcabamba - Campo Armiño	L-2225	220	1000	9	8	5	3	6	6	5	4	4	3	5	7	4	4	5	8	4	5	8	4	5	3	5	10	
Desierto - Nueva Chinchá	L-2208_A	220	152	---	---	---	---	---	---	45	35	39	62	63	64	28	29	21	44	44	46	38	37	24	38	47	55	
Huancavelica - Chiribamba	L-2231_b	220	152	56	69	61	28	39	36	49	63	61	33	41	39	46	56	59	29	36	31	41	52	57	26	34	23	
Huanza - Carabayllo	L-2110	220	152/250	72	79	68	69	72	42	81	86	77	73	76	47	84	92	78	78	78	52	48	54	46	46	47	32	
Ica - Intermedia - L1	---	220	180	---	---	---	---	---	---	18	11	19	30	20	28	16	10	14	30	21	30	22	13	17	20	24	40	
Ica - Marcona	L-2211	220	180	15	17	18	42	31	41	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Independencia - Canterana	L-2207	220	152	23	26	30	59	65	65	42	34	41	60	64	68	25	28	25	42	45	50	34	35	28	36	48	60	
Independencia - Desierto	L-2208	220	152	22	23	25	56	60	57	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Independencia - El Ángel	---	220	403	---	---	---	---	---	---	5	6	4	4	4	4	5	6	5	4	5	4	6	7	4	4	5	3	
Independencia - Ica - L1	L-2209	220	180	18	16	17	32	28	25	33	21	27	40	31	33	31	24	22	42	34	35	37	29	25	33	36	44	
Mollepata - Huancavelica	L-2145	220	250	14	12	11	21	14	11	16	13	11	21	14	12	17	14	11	21	15	12	17	15	11	22	15	12	
Nueva Chinchá - Independencia	L-2208_B	220	152	---	---	---	---	---	---	31	26	33	48	52	57	16	21	17	29	33	37	24	18	24	34	46		
Pachachaca - Callahuanca - L1	L-2222	220	152	35	42	42	29	31	18	59	58	57	34	36	19	59	67	57	38	39	18	52	59	49	35	34	16	
Pachachaca - Oroya Nueva	L-2224	220	250	57	56	57	12	12	6	48	52	54	14	11	6	44	45	49	12	9	9	37	38	41	6	6	13	
Pachachaca - Pomacocha	L-2226	220	250	66	68	55	17	20	25	43	33	12	11	17	29	31	38	11	12	16	22	27	37	11	12	13		
Poroma - Marcona - L1	L-2292	220	450	12	13	11	8	7	7	7	7	8	7	7	8	7	8	6	7	8	7	8	7	7	7	8		
Yanango - Pachachaca	L-2256	220	194	29	32	23	14	13	8	22	26	18	15	13	6	22	25	21	16	17	12	16	19	18	15	15	16	
Intermedia - Nueva Nazca	---	220	180	---	---	---	---	---	---	17	8	17	26	18	25	13	5	13	26	17	25	18	9	13	17	19	33	
Huanza - Orcotuna	L-2116_A	220	152	19	27	26	15	20	20	30	35	16	20	18	32	40	38	19	23	18	27	35	35	18	20	18		
Huancavelica - Independencia	L-2132_a	220	152	57	71	62	31	43	39	49	63	61	35	42	39	46	56	59	30	37	34	41	52	58	28	36	28	
Pomacocha - San Juan - L1	L-2205_A	220	152	61	67	50	49	49	48	24	43	36	39	37	46	28	33	42	33	30	45	23	25	37	35	35	65	
Huayucachi - Orcotuna	L-2221_A	220	152	11	14	9	10	12	9	25	25	20	12	15	13	28	30	22	19	21	15	26	18	22	17	12		
Poroma - Nueva Nazca	---	220	180	---	---	---	---	---	---	9	7	10	14	9	15	12	3	13	21	16	23	15	6	12	13	16	30	

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.16 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en líneas de transmisión del área Centro 1-Mantaro.
- En la línea de 500 kV Chilca-Poroma (841 MVA) se observan cargas entre 60% y 70%.

- En la línea de 220 kV Huanza-Carabayllo (152 MVA), se observan cargas de hasta 92% en el periodo de avenida 2025, esta carga se reducirá con el ingreso del proyecto “Repotenciación de la LT 220 kV Huanza-Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA”.
- En las líneas de 220 kV Chilca-Asia (152 MVA) y Chilca-Desierto (152 MVA), se observan cargas máximas entre 80% y 90% entre los años 2023 y 2024. Posteriormente con el proyecto “Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)”, las cargas se reducirán. Sin embargo, debido al crecimiento de demanda de la zona Centro, la carga en las líneas de 220 kV Chilca-Asia y Chilca-Desierto seguirían incrementándose hasta alcanzar valores máximos de 82% y 79%, respectivamente.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades.

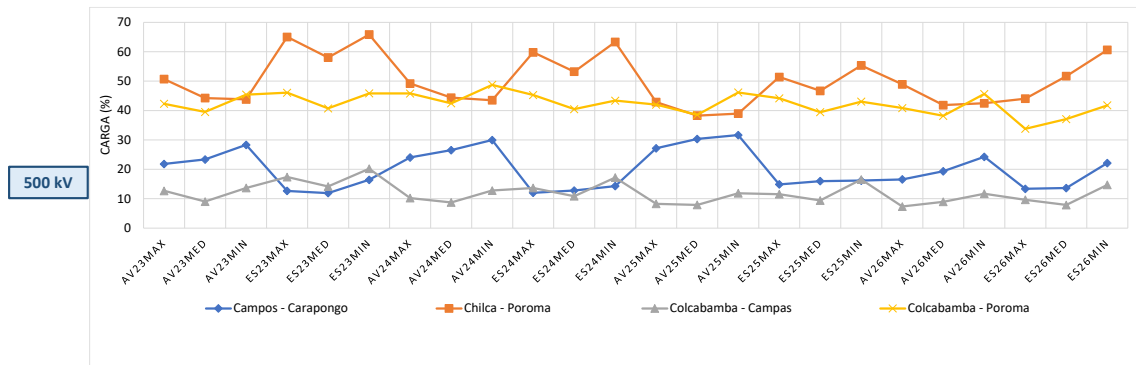


Figura 4.28 Cargas en líneas de 500 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.

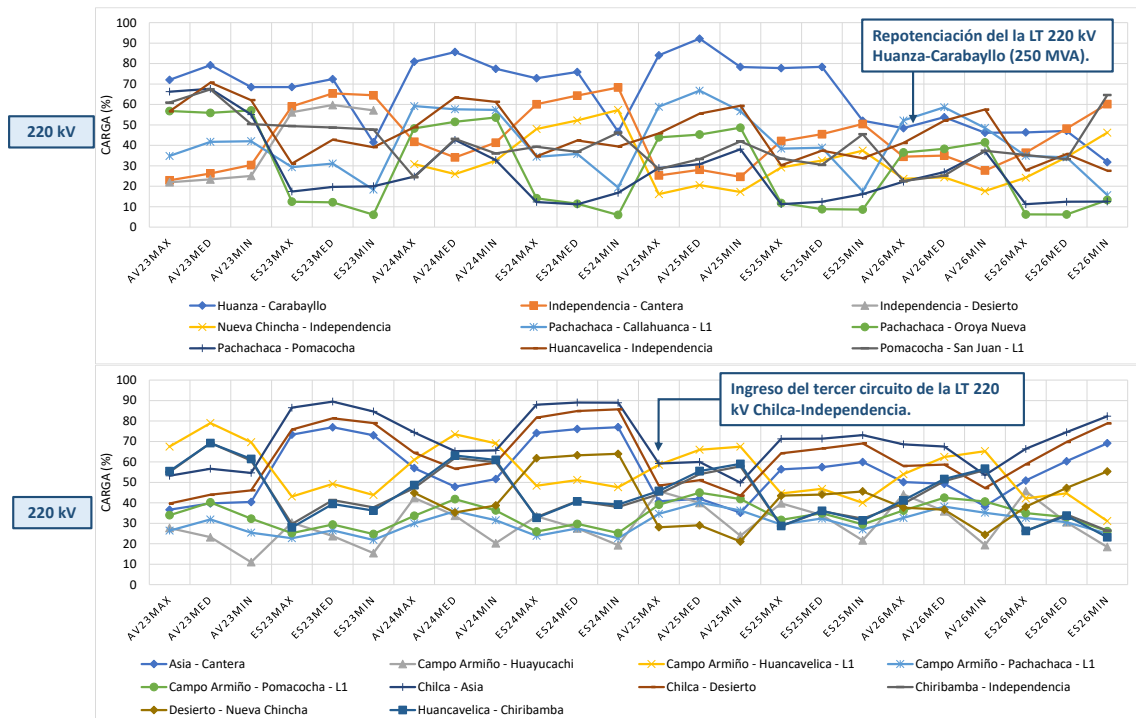


Figura 4.29 Cargas en líneas de 220 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Corto Plazo																							
				2023						2024						2025						2026					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	AV23Max	AV23Med	AV23Min	ES23Max	ES23Med	ES23Min	AV24Max	AV24Med	AV24Min	ES24Max	ES24Med	ES24Min	AV25Max	AV25Med	AV25Min	ES25Max	ES25Med	ES25Min	AV26Max	AV26Med	AV26Min	ES26Max	ES26Med	ES26Min
TR Campas 500/220 kV	---	500/220	750	18	16	19	15	12	7	20	19	21	16	13	7	20	19	20	15	14	9	22	21	21	16	17	7
TR Colcabamba 500/230 kV	AT103-523	500/230	750	61	61	65	59	52	49	72	71	75	63	57	51	73	73	75	68	62	51	75	75	76	64	63	52
TR Independencia 220/60 kV	---	220/60	50	80	95	59	51	62	48	21	32	22	4	12	18	21	33	27	4	13	23	20	33	22	4	12	11
TR Independencia 220/60 kV	---	220/60	50	74	89	55	48	57	45	22	31	21	3	12	18	22	32	26	4	14	22	20	32	22	3	13	11
TR Poroma 500/220 kV - T1	AUT-5371	500/220	450	25	40	34	23	21	25	5	10	7	12	3	5	5	8	8	12	4	6	8	7	7	10	5	8
TR Poroma 500/220 kV - T2	AUT-5371-T2	500/220	750	---	---	---	---	---	---	5	9	6	10	3	4	4	7	7	11	3	5	7	6	6	8	4	7

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.17 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1 - Mantaro.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 1-Mantaro.
- En el transformador 500/220 kV de Colcabamba, posterior al by-pass de los BCS Mantaro-Cotaruse (estiaje 2023), se presentarán cargas entre 70% y 80% en los periodos de avenida (mayor despacho de generación en la zona de Mantaro).
- En los transformadores 220/60 kV de Independencia (2x50 MVA), para el año 2023 se observan cargas mayores a 90%, estas sobrecargas se reducirán con el ingreso de los proyectos: subestación Nueva Chinchá 220/60 kV (PIT 2017-2021) y línea de 220 kV Independencia-El Ángel (PIT 2021-2025).

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

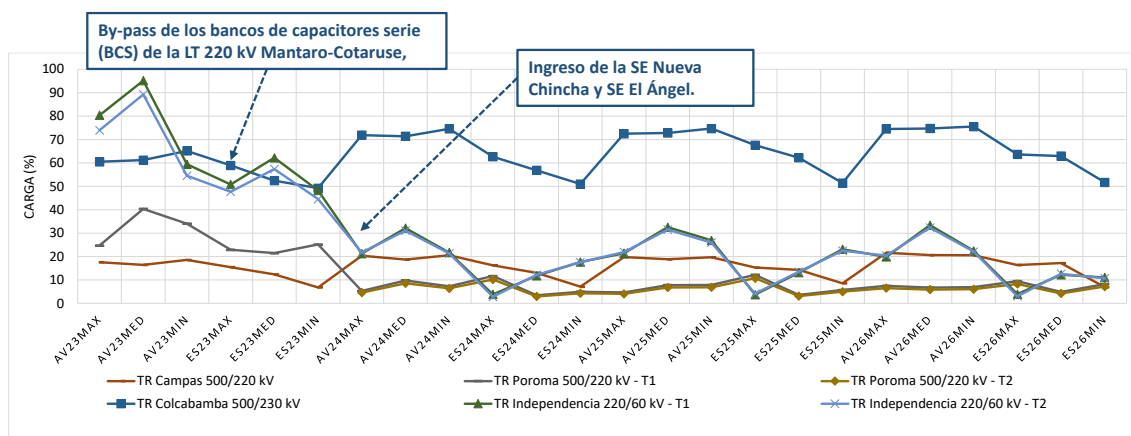


Figura 4.30 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 1-Mantaro.

Zona Centro: Área Operativa Centro 2

La siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra en por unidad, respecto a las tensiones de operación vigentes, considerando las soluciones operativas propuestas. No se observan transgresiones de tensión en las barras.

Tensiones en Barras [p.u.]			Corto Plazo																								
			2023						2024						2025						2026						
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			
Código	Tensión Nominal [kV]	Tensión Operación [kV]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min	
TOCACHE500	500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
YAROS 500	500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
AGUAYTIA 220 - L2251	220	---	1,003	1,003	1,003	1,006	1,005	1,016	1,000	1,001	1,004	1,016	1,006	1,017	1,004	1,003	1,004	1,013	1,006	1,017	0,999	0,998	1,002	1,007	1,001	1,008	
CARHUAMAYO 220A	220	225	0,999	0,995	0,997	1,004	1,002	1,004	1,003	1,001	1,001	1,007	1,005	1,004	1,004	1,001	1,002	1,006	1,006	1,002	1,004	1,001	1,002	1,005	1,004	1,000	
CHAGLLA220	220	---	1,019	1,005	1,018	1,010	1,010	1,008	1,020	1,020	1,021	1,009	1,012	1,010	1,021	1,021	1,021	1,009	1,012	1,010	1,019	1,019	1,020	1,007	1,010	1,000	
CONOCOCHA 220A	220	225	1,007	1,006	1,006	1,008	1,009	1,009	1,005	1,004	1,005	1,010	1,008	1,006	1,008	1,007	1,008	1,009	1,009	1,006	1,009	1,009	1,009	1,010	1,010	1,007	
NOUEVA TINGO MARIA 220	220	---	---	---	---	---	---	---	1,016	1,017	1,018	1,010	1,014	1,012	1,017	1,017	1,018	1,009	1,013	1,011	1,014	1,015	1,017	1,006	1,011	1,010	
OROYA NUEVA 220 - CARH	220	228	0,987	0,984	0,983	0,996	0,993	0,995	0,995	0,992	0,992	0,999	0,995	0,994	0,995	0,992	0,994	0,999	0,998	0,991	0,996	0,992	0,994	0,999	0,996	0,990	
PARAGSHA II 220A	220	224	1,005	1,000	1,002	1,008	1,006	1,007	1,007	1,004	1,006	1,009	1,009	1,007	1,008	1,005	1,006	1,008	1,009	1,005	1,007	1,004	1,006	1,007	1,007	1,003	
TARAPOTO 220A	220	---	---	---	---	---	---	---	0,996	1,003	1,014	1,003	1,010	1,015	1,007	1,012	1,009	1,002	1,020	1,011	0,997	1,005	1,011	1,009	1,006	1,009	
TINGO MARIA 220 - VIZ	220	221	1,006	0,997	1,006	1,003	1,003	1,002	1,011	1,011	1,012	1,005	1,009	1,007	1,012	1,012	1,012	1,004	1,008	1,006	1,008	1,010	1,011	1,000	1,006	1,005	
VIZCARRA 220 - TMAR	220	225	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
YAROS 220	220	---	1,012	1,006	1,011	1,015	1,015	1,011	1,013	1,013	1,013	1,012	1,017	1,013	1,015	1,013	1,014	1,009	1,016	1,012	1,011	1,010	1,012	1,006	1,012	1,007	
YUNGAS220	220	---	1,021	1,020	1,021	1,022	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,017	1,018	1,017	
AGUAYTIA 138	138	---	1,015	1,014	1,020	1,014	1,016	1,018	1,017	1,018	1,022	1,014	1,017	1,019	1,017	1,018	1,022	1,013	1,016	1,019	1,015	1,017	1,021	1,011	1,015	1,018	
AMARIUIS 138A	138	133	1,019	1,020	1,018	1,017	1,013	1,014	1,013	1,017	1,021	1,014	1,017	1,022	1,014	1,018	1,021	1,011	1,015	1,014	1,012	1,014	1,019	1,014	1,023	1,023	
AUCAYACU 138	138	---	1,009	1,015	1,015	1,004	1,005	1,010	1,008	1,011	1,019	1,003	1,016	1,015	1,013	1,016	1,018	1,005	1,012	1,010	1,012	1,012	1,015	1,017	1,012	1,017	
BELLAVISTA 138A	138	---	0,993	0,994	0,996	0,984	0,979	0,986	0,987	0,985	0,997	0,981	0,989	0,989	1,010	1,008	0,994	0,998	1,000	0,981	0,986	1,000	0,989	0,989	0,996	1,005	
CAMPO VERDE 138	138	---	1,011	1,012	1,023	1,011	1,014	1,022	1,011	1,014	1,024	1,009	1,014	1,023	1,010	1,013	1,024	1,008	1,012	1,022	1,008	1,011	1,023	1,006	1,011	1,021	
CARHUAMAYO ATN138	138	128	0,976	0,983	0,975	0,993	0,985	0,987	0,980	0,980	0,978	0,991	0,987	0,987	0,981	0,981	0,981	0,988	0,987	0,985	0,980	0,980	0,980	0,989	0,985	0,983	
CINCO MANANTIALES 138	138	128	0,978	0,980	0,976	0,993	0,979	0,982	0,980	0,983	0,980	0,987	0,981	0,983	0,981	0,984	0,981	0,985	0,981	0,980	0,980	0,983	0,980	0,985	0,980	0,979	
JUANJUI 138	138	---	0,993	0,995	0,998	0,985	0,981	0,988	0,988	0,987	0,999	0,981	1,011	0,991	1,009	1,008	0,996	0,997	1,000	0,984	0,987	1,000	0,992	0,990	0,997	1,006	
MOYOBAMBA 138	138	---	1,012	1,013	1,008	1,015	1,013	1,014	1,008	1,011	1,018	1,008	1,017	1,019	1,017	1,023	1,019	1,010	1,017	1,011	1,004	1,012	1,024	1,019	1,013	1,019	
OXIDOS CERRO 138	138	128	0,994	0,991	0,993	1,011	0,992	0,998	0,996	1,001	0,997	1,001	0,995	1,000	0,997	1,001	0,998	0,999	0,994	0,996	0,995	1,000	0,997	0,999	0,994	0,996	
PARAGSHA II 138	138	128	0,995	0,992	0,994	1,012	0,993	0,999	0,996	1,001	0,997	1,001	0,995	1,000	0,997	1,002	0,998	0,999	0,995	0,997	0,996	1,001	0,998	0,999	0,994	0,997	
PICOTA 138	138	---	0,991	0,991	0,995	0,983	0,977	0,984	0,986	0,983	0,996	0,979	1,006	0,987	1,009	1,005	0,992	0,996	0,997	0,980	0,984	0,997	0,988	0,987	0,993	1,004	
PIEDRA BLANCA 138	138	---	1,001	1,004	1,002	0,998	0,997	0,999	0,998	1,002	1,006	0,996	1,003	1,005	1,001	1,004	1,006	0,996	1,001	1,000	1,002	1,000	1,004	1,007	1,004	1,005	
PUCALLPA 138	138	---	1,010	1,011	1,021	1,010	1,013	1,021	1,010	1,012	1,022	1,009	1,013	1,021	1,009	1,012	1,022	1,008	1,012	1,020	1,008	1,010	1,021	1,006	1,011	1,020	
TARAPOTO 138	138	---	0,981	0,992	0,992	0,990	0,984	0,996	0,997	0,988	1,000	0,991	0,995	1,012	1,014	0,997	0,995	0,985	1,010	0,996	0,983	0,994	0,996	0,992	0,995	0,994	
TARAPOTO NORTE 138	138	---	---	---	---	---	---	---	1,003	0,992	1,004	0,995	1,000	1,015	1,019	1,002	0,999	0,991	1,014	1,000	0,988	0,998	1,000	0,997	0,999	1,005	
TOCACHE 138	138	140	0,993	0,997	1,001	0,986	0,985	0,993	0,989	0,991	1,003	0,983	1,004	0,997	1,002	1,003	1,001	0,991	0,997	0,991	0,990	0,997	0,998	0,994	0,996	1,008	
YAROS 138	138	---	0,986	0,986	0,984	0,982	0,978	0,978	0,979	0,982	0,985	0,979	0,981	0,986	0,980	0,983	0,985	0,977	0,980	0,978	0,978	0,979	0,984	0,979	0,988	0,987	

■ Tensión menor a 0.90 p.u.
■ Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
■ Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión mayor a 1.05 p.u.

Tensiones dentro del rango operativo $\pm 2,5\%$, respecto a sus tensiones de operación.

Tabla 4.18 Tensiones en barra (p.u.), periodo 2023-2026, área Centro 2.

Respecto a las sobrecargas se observaron los siguientes problemas operativos:

- Se observaron sobrecargas en las LLTT de 138 kV Tingo María-Aucayacu y Aucayacu-Tocache respecto a una capacidad de transmisión de 45 MVA, en periodos de avenida y estiaje. Este problema se produce por la evolución de la demanda en las cargas de la zona de Tarapoto y Moyobamba, y por el despacho de generación de las dos (2) unidades de la CT Aguaytía (85 MW por unidad). En la siguiente figura se muestra las sobrecargas de las líneas en mención.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Corto Plazo																							
				2023						2024						2025						2026					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
Aucayacu - Tocache	L-1124	138	45	114	105	72	107	95	67	120	109	75	101	90	67	113	103	75	100	91	67	89	83	64	77	71	50
Juanjui - Bellavista	L-1019	138	45	86	81	54	78	71	49	91	84	59	72	64	49	82	77	58	68	64	47	57	56	45	44	44	30
Tingo María - Aucayacu	L-1122	138	45	119	108	75	112	99	70	125	113	79	107	95	71	118	107	78	106	96	71	94	87	68	83	76	54
Tocache - Juanjui	L-1016	138	45	96	89	59	88	78	53	101	93	63	81	73	53	93	86	62	80	73	52	69	65	51	56	53	35

■ Carga menor a 90%
■ Carga entre 90% y 100%
■ Carga entre 100% y 120%
■ Carga mayor a 120%

1 **Problema Operativo**
 Altas cargas y sobrecargas de las LLTT 138 kV Tingo María - Aucayacu - Tocache - Juanjui - Bellavista.

Figura 4.31 Cargas en líneas Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui-Bellavista (%) sin solución operativa, periodo 2023-2026, área Centro 2.

Para superar los problemas de sobrecargas en líneas de 138 kV, se realiza la siguiente alternativa de solución:

- Ante sobrecargas en las líneas de 138 kV Tingo María-Aucayacu y Aucayacu-Tocache, se decidió realizar la apertura definitiva de la LT de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota. En situaciones de emergencia por salida de las LLTT de 220 kV del eje

Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba, se podrá cerrar este enlace de 138 kV para transferir carga.

Cabe resaltar que la solución operativa de apertura de la LT de 138 kV Picota-Tarapoto evitaría la operación en anillo del eje de 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui-Bellavista-Picota-Tarapoto-Moyobamba (Belaunde Terry) con el eje de 220 kV Cajamarca Norte-Cáclic-Belaunde Terry, por lo que la zona de Moyobamba y Tarapoto quedaría atendida de forma radial desde la barra de 220 kV de Moyobamba. Para evitar la falta de suministro por salida de líneas de 220 kV del eje Cajamarca Norte-Cáclic- Moyobamba (Belaunde Terry) y poder atender las cargas de 138 kV de las zonas de Aucayacu hasta Tarapoto ante la salida de alguna línea de 138 kV del eje Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui-Bellavista-Picota-Tarapoto-Moyobamba, se propuso en los estudios del PT como solución definitiva la implementación de un segundo circuito en el enlace de 220 kV Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba (Belaunde Terry), con fecha de ingreso en el 2025. Este proyecto fue propuesto en el Plan Vinculante del PT 2019-2028.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte, considerando las soluciones operativas.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Corto Plazo																								
				2023					2024				2025				2026											
				Avenida		Estiaje			Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje									
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min	
				Tocache - Celendín	---	500	1400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Yaros - Campas	---	500	1400	20	21	25	12	11	9	19	20	25	10	11	9	18	18	22	9	11	8	12	11	14	16	15	13	
Yaros - Tocache	---	500	1400	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Aguytía - Tingo María	L-2251	220	191	54	57	70	53	57	71	27	28	36	27	28	35	26	28	35	27	28	35	26	27	35	26	28	35	
Belaunde Terry - Tarapoto Norte - L1	---	220	320	---	---	---	---	---	---	7	5	3	7	5	4	6	5	3	7	6	3	7	6	4	7	6	3	
Cajamarca Norte - Cáclic - L1	L-2192	220	220	30	24	18	31	25	18	30	24	15	33	26	18	18	15	12	19	17	13	---	---	---	---	---	---	
Carhuamayo - Oroya Nueva	L-2259	220	150	49	54	61	12	11	8	41	48	57	14	11	7	35	40	51	11	9	12	23	27	40	13	9	20	
Carhuamayo - Paragsha II - L1	L-2267	220	150	11	9	6	25	26	21	19	15	11	26	27	22	22	21	15	31	31	28	32	29	21	40	39	35	
Conococha-Kiman Ayllu - L1	L-2269	220	180	23	19	12	26	24	21	30	24	14	22	20	22	24	19	14	22	21	21	14	13	14	14	13	15	
Nueva Tingo María - Aguytía	---	220	250	---	---	---	---	---	---	19	20	26	20	21	27	19	20	26	19	21	26	18	19	25	19	21	26	
Nueva Tingo María - Chaglla	---	220	450	---	---	---	---	---	---	8	7	3	2	5	11	9	7	4	1	3	12	9	8	4	2	2	12	
Paragsha - Conococha	L-2264	220	180	35	34	24	33	32	26	44	39	29	30	29	26	43	41	31	36	35	29	31	30	24	28	27	24	
Pomacocha - Carhuamayo	L-2294	220	180	55	58	60	10	10	7	41	49	53	12	11	7	38	41	49	9	8	9	27	31	41	6	6	17	
Tingo María - Nueva Tingo María	---	220	450	---	---	---	---	---	---	19	18	16	9	7	4	19	18	16	11	9	4	19	18	16	11	10	4	
Vizcarra - Conococha	L-2253	220	191	44	41	24	31	29	21	54	47	29	26	23	17	33	30	16	17	17	9	12	13	16	17	18		
Vizcarra - Paragsha	L-2254	220	250	16	15	12	17	17	15	20	18	15	17	17	16	25	24	21	24	24	23	24	23	20	24	23		
Yaros - Yungas	---	220	450	22	23	20	19	20	19	25	24	21	19	19	19	29	29	27	26	26	25	23	23	21	21	22		
Yungas - Vizcarra	---	220	180	11	14	8	5	8	9	14	13	8	8	8	10	19	20	21	23	21	24	25	26	26	29	28	31	
Chaglla - Yaros - L1	L-2150_A	220	460	45	46	47	24	22	21	44	45	47	24	22	21	44	45	47	27	25	19	44	45	47	25	26	19	
Tingo María - Yaros	L-2252_A	220	191	57	60	66	37	38	41	57	58	65	35	34	38	56	58	65	38	38	36	56	58	65	36	39	35	
Yaros - Paragsha II - L1	L-2150_D	220	460	12	13	12	7	7	9	11	12	11	8	7	8	10	11	11	8	8	6	6	8	7	5	6		
Yaros - Vizcarra	L-2252_D	220	191	38	39	33	32	32	42	41	35	32	31	32	48	48	44	42	42	40	36	37	36	33	33	34		
Aguytía - Campo Verde	L-1125_A	138	80	42	39	25	42	38	25	43	40	25	43	39	25	44	41	26	45	40	26	46	43	26	46	41	26	
Aguytía - Pucallpa	---	138	80	37	35	19	37	33	19	39	36	20	39	34	19	40	37	20	40	35	20	41	38	21	42	37	21	
Amarilis - Piedra Blanca	L-1121	138	45	82	84	92	55	62	77	77	86	54	55	59	77	77	86	57	57	59	76	74	84	61	53	55		
Aucayacu - Tocache	L-1124	138	45	48	47	31	50	49	32	50	48	31	51	52	33	53	52	32	55	53	34	52	53	32	54	37		
Belaunde Terry - Moyobamba	L-1049	138	45	40	34	19	42	36	20	39	36	35	45	39	35	41	35	26	44	36	25	44	37	22	44	39		
Bellavista - Picota	L-1017B	138	45	9	12	7	10	13	8	10	13	8	10	13	8	10	14	9	10	13	8	11	14	9	11	14	9	
Campo Verde - Pucallpa	L-1125_B	138	80	25	23	11	25	21	10	26	24	11	26	22	10	27	25	12	27	23	10	29	26	12	28	11		
Carhuamayo - Cinco Manantiales	L-1703	138	72/137	52	48	49	50	50	52	51	49	50	51	51	54	52	52	53	59	57	54	55	57	54	55	57		
Carhuamayo ATN - STAT	L-1707	138	100	21	29	19	23	27	27	21	18	20	26	30	27	21	18	19	26	29	28	21	19	20	28	29		
Cinco Manantiales - Oxidos Cerro	L-1708	138	72/137	30	23	28	28	21	24	29	30	28	23	22	25	29	31	27	23	22	25	33	35	29	25	26		
Juanjui - Bellavista	L-1019	138	45	20	24	15	21	25	15	22	25	16	23	27	16	24	28	17	22	28	17	22	28	17	23	28		
Lorenza - Amarilis	L-1120_B	138	75	---	---	---	37	45	47	43	47	53	39	44	48	43	46	53	39	45	46	38	40	49	36	44		
Óxidos Cerro - Paragsha II	L-1709	138	72/137	27	19	28	26	20	26	25	28	28	21	21	27	26	28	27	21	20	26	29	31	28	22	23		
Paragsha II - Amarilis	L-1120	138	75	43	48	50	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
Paragsha II - Lorenza	L-1120_A	138	75	---	---	---	19	27	30	25	28	34	20	27	31	24	28	34	20	27	29	20	22	30	19	26		
Piedra Blanca - Tingo María	L-1142	138	45	72	74	82	45	46	52	67	67	77	45	45	49	66	66	76	47	47	48	64	63	74	50	44		
Tingo María - Aucayacu	L-1122	138	45	54	51	35	55	53	36	55	53	35	57	57	37	59	56	36	61	58	38	58	57	36	59	59		
Tocache - Juanjui	L-1016	138	45	30	32	24	31	33	25	31	34	24	32	34	26	33	34	25	34	35	27	34	35	26	35	34		
Yaros - Amarilis	---	138	150	18	13	10	14	10	5	11	8	6	15	10	6	11	8	6	15	10	5	9	7	6	12	11		

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Alternativa de Solución
 Se propone la apertura de la línea de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota. La solución definitiva para la mejora de la seguridad de la zona, se logra implementando el enlace de 220 kV (segundo circuito) Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba (Belaunde Terry), con ingreso en el año 2025.

Tabla 4.19 Carga en líneas (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en línea del área Centro 2.
- En las líneas de 500 kV Yaros (Huánuco)-Tocache y Tocache-Celendín se observan cargas menores a 40%, respecto a sus capacidades de 1400 MVA.
- En la línea de 220 kV Tingo María-Aguaytía (191 MVA), antes del ingreso del proyecto Nueva Tingo María-Aguaytía (avenida 2024), se observan cargas de hasta 71%. Posteriormente con el ingreso de dicho proyecto, las cargas se reducen a valores menores al 40%.
- La línea de 220 kV Tingo María-Yaros (Huánuco) presentará cargas de hasta 65% en los escenarios de avenida mínima demanda. Estas cargas son ocasionadas debido a la baja carga y mayor generación en la zona de Chaglla y Aguytía en mínima demanda.

Las siguientes figuras muestran los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

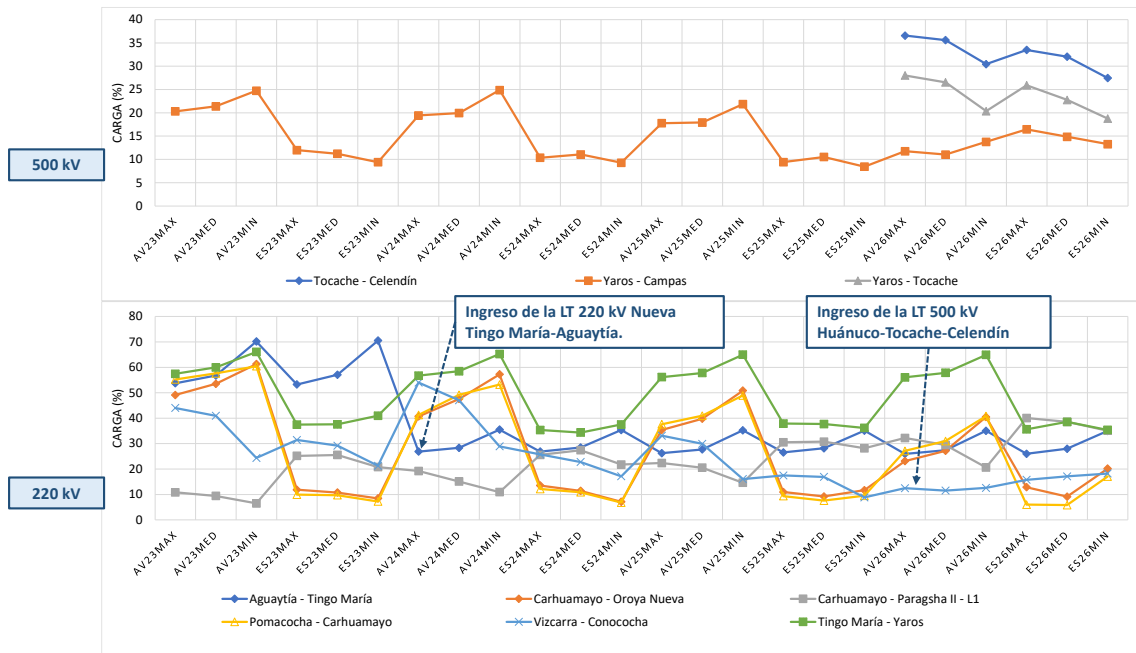


Figura 4.32 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.

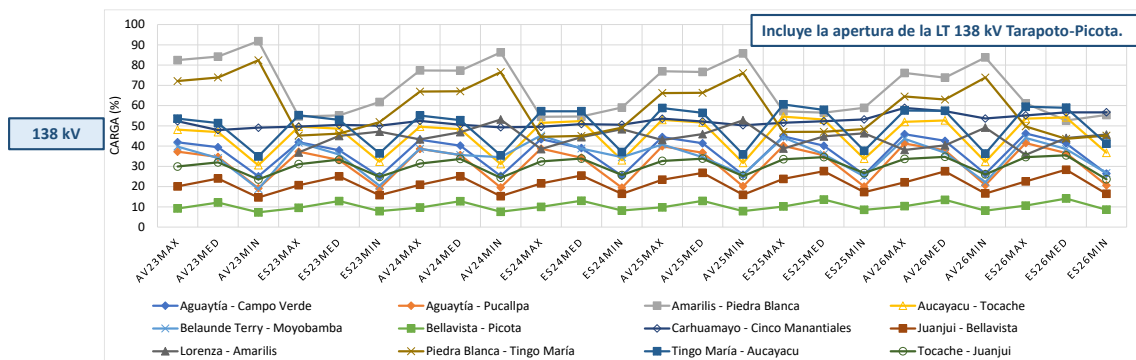


Figura 4.33 Cargas en líneas de 138 kV (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Corto Plazo																							
				2023			2024			2025			2026														
				Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje		Avenida	Estiaje													
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
TR Carhuamayo 220/125 kV	AUT-201	220/125	150	13	18	12	14	16	16	13	11	12	16	18	17	12	11	11	16	18	17	13	11	12	17	18	17
TR Paragsha II 220/127 kV	AT37-211	220/127	120	27	27	29	37	37	35	26	32	27	35	38	35	26	32	27	34	37	35	28	34	28	36	38	36
TR Aguaytía 220/138 kV - T1	---	220/138	60	54	50	29	54	48	29	56	51	30	56	49	30	57	53	30	58	51	30	59	54	31	60	53	31
TR Aguaytía 220/138 kV - T2	---	220/138	60	54	50	29	54	48	29	56	51	30	56	50	30	58	53	31	58	51	30	59	54	31	60	53	31
TR Tingo María 220/138 kV - T1	AT2	220/138	50	25	23	16	24	21	13	25	21	14	25	21	13	25	22	15	27	23	13	27	21	14	31	22	12
TR Tingo María 220/138 kV - T2	AT82-211	220/138	50	26	25	17	25	22	14	26	23	15	26	22	13	26	23	15	28	24	14	29	22	15	32	23	13
TR Yaros 220/138 kV	---	220/138	100	27	20	15	21	14	7	16	11	8	22	15	9	17	11	8	22	15	8	14	10	9	18	16	10
TR Yaros 500/220 kV	---	500/220	750	32	32	41	11	10	13	32	32	42	15	11	12	27	28	36	13	8	10	44	44	46	23	21	16

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.20 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 2.
- En los transformadores 220/138 kV de Aguaytía (2x60 MVA), se observan cargas entre 50% y 60%.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

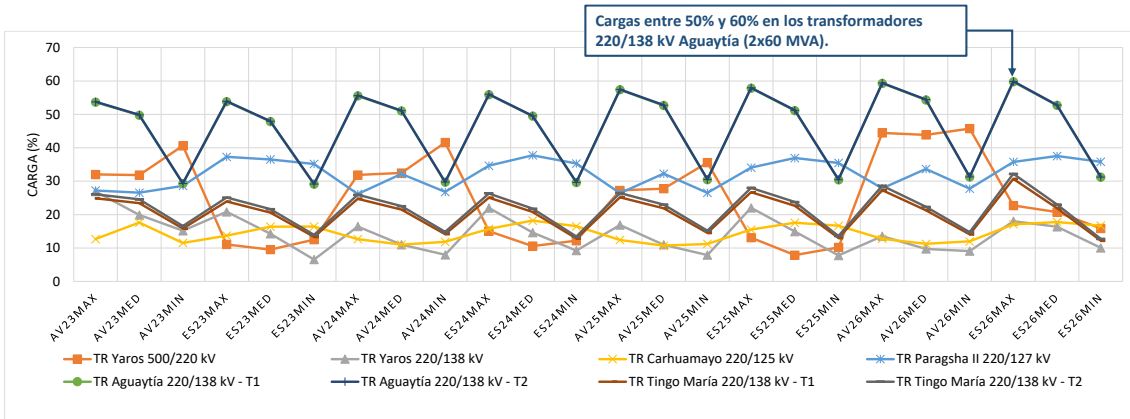


Figura 4.34 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, área Centro 2.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas para estos equipos.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):
 [-] Capacitivo / [+] Inductivo

			Corto Plazo																							
			2023			2024				2025				2026												
			Avenida		Estiaje	Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje										
Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	AV23Max	AV23Med	AV23Min	ES23Max	ES23Med	ES23Min	AV24Max	AV24Med	AV24Min	ES24Max	ES24Med	ES24Min	AV25Max	AV25Med	AV25Min	ES25Max	ES25Med	ES25Min	AV26Max	AV26Med	AV26Min	ES26Max	ES26Med	ES26Min
SVC Vizcarra 220 kV	45	-90	7	-16	0	19	8	6	1	-11	0	12	10	-2	-41	-48	-43	-48	-34	-50	-39	-46	-41	-48	-37	-57
STATCOM Pucallpa 60 kV	50	-50	-29	-26	-10	-29	-24	-11	-30	-26	-10	-30	-25	-11	-31	-27	-11	-32	-26	-11	-33	-28	-11	-34	-27	-12

Tabla 4.21 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, área Centro 2.

Zona Sur

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur.



Fuente:

- Programa de obras a Noviembre del 2020. (Elaboración propia)
- Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 (Fuente Osinergmin)
- Plan de Transmisión 2021-2030 (Fuente Resolución Ministerial Nº 422-2020-MINEM/DM "Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030")

Figura 4.35 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur, periodo 2023-2026.

Respecto a las tensiones en barras, se observaron los siguientes problemas operativos:

- En los años 2023 y 2024, se observaron tensiones altas (mayores a 1,025 p.u.) en las barras de 220 kV y 138 kV Pumiri y San Román, respecto a la tensión nominal.
- En los años 2024, 2025 y 2026, con el ingreso de los nuevos reactores de barra de 20 MVAR en las barras de Puno y Pumiri 220 kV, se observan tensiones bajas (menores a 0,975 p.u.) en la barra de 220 kV Puno, respecto a su tensión de operación de 233 kV.

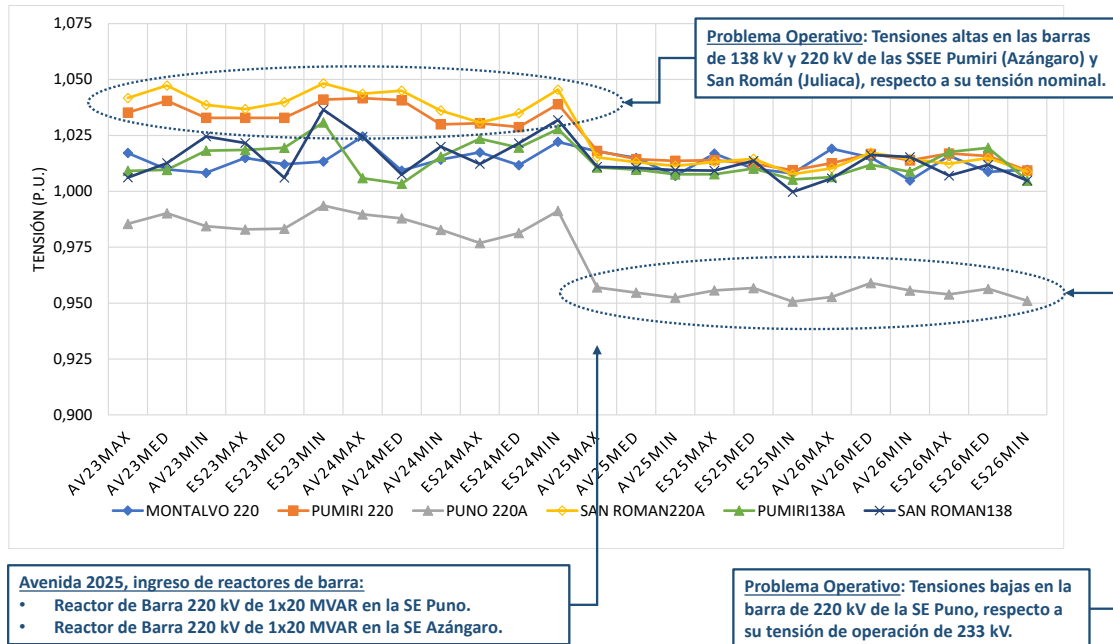


Figura 4.36 Tensiones en barra (p.u.) sin soluciones operativas, periodo 2023-2026, zona Sur.

Para superar este problema, se realizaron las siguientes alternativas de solución:

- En los años 2023 y 2024, ante tensiones altas en las barras de 220 kV y 138 kV Pumiri y San Román, se decidió utilizar una tensión de operación en las barras de 220 kV igual a 233 kV (tensión de operación de Puno). Este cambio también se aplicaría a las barras de 138 kV de las subestaciones mencionadas, en la barra de Pumiri igual a la tensión de operación de la barra de Azángaro 141 kV y en la barra de San Román igual a la tensión de operación de la barra de Juliaca 140 kV. Se tendrá una solución definitiva con el ingreso de nuevos reactores de barra de 20 MVAR en las barras de Puno y Pumiri 220 kV. Este proyecto fue propuesto en el Plan Vinculante del PT 2019-2028.
- En los años 2024, 2025 y 2026, con el ingreso de los nuevos reactores de barra de 20 MVAR en las barras de Puno y Pumiri 220 kV, se decidió realizar el cambio de tensiones de operación a nominal.

- No se presentan sobrecargas en líneas de transmisión de la zona Sur.
- En las líneas de 500 kV Poroma-Ocoña y Ocoña-San José con capacidades de 841 MVA cada una, se observan cargas máximas de 64% en el periodo 2023-2026.
- En la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA), se observan cargas que varían entre 80% y 91% en los escenarios de avenida máxima y media demanda.

Las siguientes figuras muestran los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

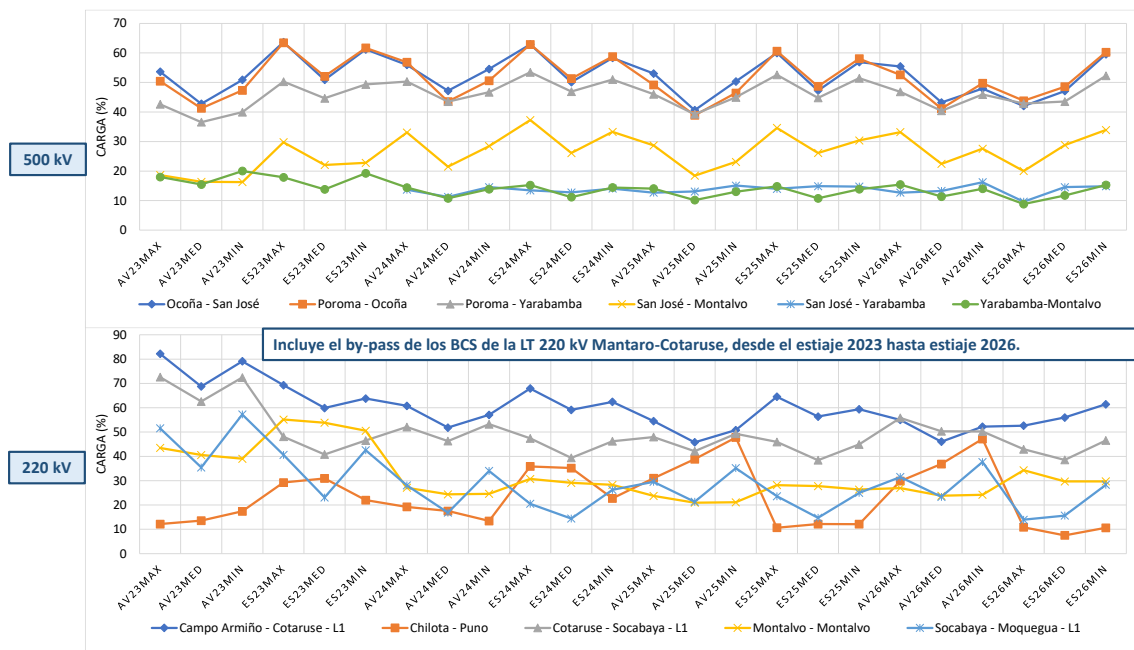


Figura 4.38 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.

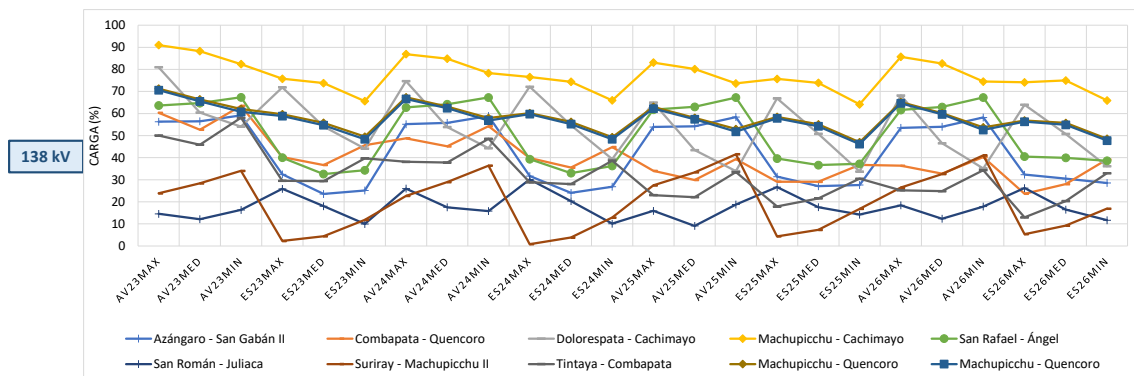


Figura 4.39 Cargas en líneas de 138 kV (%), periodo 2023-2026, zona Sur.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Corto Plazo																							
				2023				2024				2025				2026											
				Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje									
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
TR Abancay Nueva 220/138 kV	AT90-212	220/138	120	32	25	20	37	31	24	31	25	18	38	31	24	29	22	14	37	30	22	30	23	15	37	30	23
TR Ilo3 220/138 kV - T1	ATP-001	220/138	200	19	14	19	19	14	19	19	14	19	19	15	19	21	16	20	21	15	21	21	17	23	23	16	22
TR Ilo3 220/138 kV - T2	ATP-002	220/138	200	19	14	19	19	14	19	19	14	19	19	15	19	21	16	20	21	15	21	21	17	23	23	16	22
TR Moquegua 220/138 kV - T1	---	220/138	300	36	32	37	38	34	37	37	32	37	39	33	37	39	34	40	41	36	39	48	42	48	49	44	49
TR Moquegua 220/138 kV - T2	---	220/138	300	36	32	37	38	34	37	37	32	37	39	33	37	39	34	40	41	36	39	48	42	48	49	44	49
TR Pumiri 220/138 kV	---	220/138	150	35	38	42	17	13	13	32	36	41	12	8	16	12	15	21	6	4	3	11	15	20	5	4	5
TR Puno 220/138 kV	AT1	220/138	120	17	11	18	26	18	18	21	18	17	27	24	12	12	5	3	20	13	8	13	5	6	21	12	9
TR San Román 220/138 kV	---	220/138	150	11	6	9	20	10	12	20	14	10	22	16	8	14	8	3	18	11	9	14	7	3	19	11	8
TR Socabaya 220/138 kV - T1	ATR2	220/138	150	57	44	31	61	50	36	55	46	35	59	49	37	55	42	31	59	45	34	61	42	30	64	46	34
TR Socabaya 220/138 kV - T2	ATR1	220/138	150	57	44	31	61	50	36	55	46	35	59	49	37	55	42	31	59	45	34	61	42	30	64	46	34
TR Suriray 220/138 kV	AT89-212	220/138	225	16	19	23	2	3	8	15	19	24	1	3	9	18	22	28	3	5	11	18	22	27	4	6	11
TR Tintaya Nueva 220/138 kV	AT-2	220/138	125	30	29	36	15	12	19	23	25	31	13	11	19	18	18	26	10	10	16	16	19	25	7	10	17
TR Montalvo 500/220 kV - T1	AUT-5671	500/220	750	46	28	40	57	38	51	30	19	27	34	23	30	27	16	23	31	22	28	31	20	26	38	24	32
TR Montalvo 500/220 kV - T2	AUT-5671-T2	500/220	750	---	---	---	---	---	---	31	19	27	34	23	31	27	17	23	32	22	28	31	20	27	38	24	32
TR San José 500/220 kV - T1	---	500/220	600	24	23	27	26	23	27	24	23	27	26	23	27	24	23	27	26	24	27	24	27	26	24	28	28
TR San José 500/220 kV - T2	---	500/220	600	24	23	27	26	23	27	24	23	27	26	23	27	24	24	28	27	24	28	25	24	27	26	24	28
TR Yarabamba 500/230 kV -T1	AT104-523	500/230	750	32	18	20	54	44	46	32	24	21	42	34	33	26	11	17	38	27	31	29	14	16	41	27	33

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 4.25 Carga en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Sur.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores de la zona Sur.
- En el transformador 500/220 kV de Montalvo (750 MVA) las cargas se encuentran entre 50% y 60%, con el ingreso del segundo Transformador 500/220 kV (750 MVA) y la línea de 220 kV Montalvo-Moquegua en el año 2024, las cargas se reducen a menos del 40%.
- En el transformador 220/138 kV de Socabaya (2x150 MVA), las cargas llegarían a valores entre 60% y 70% en todo el periodo.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

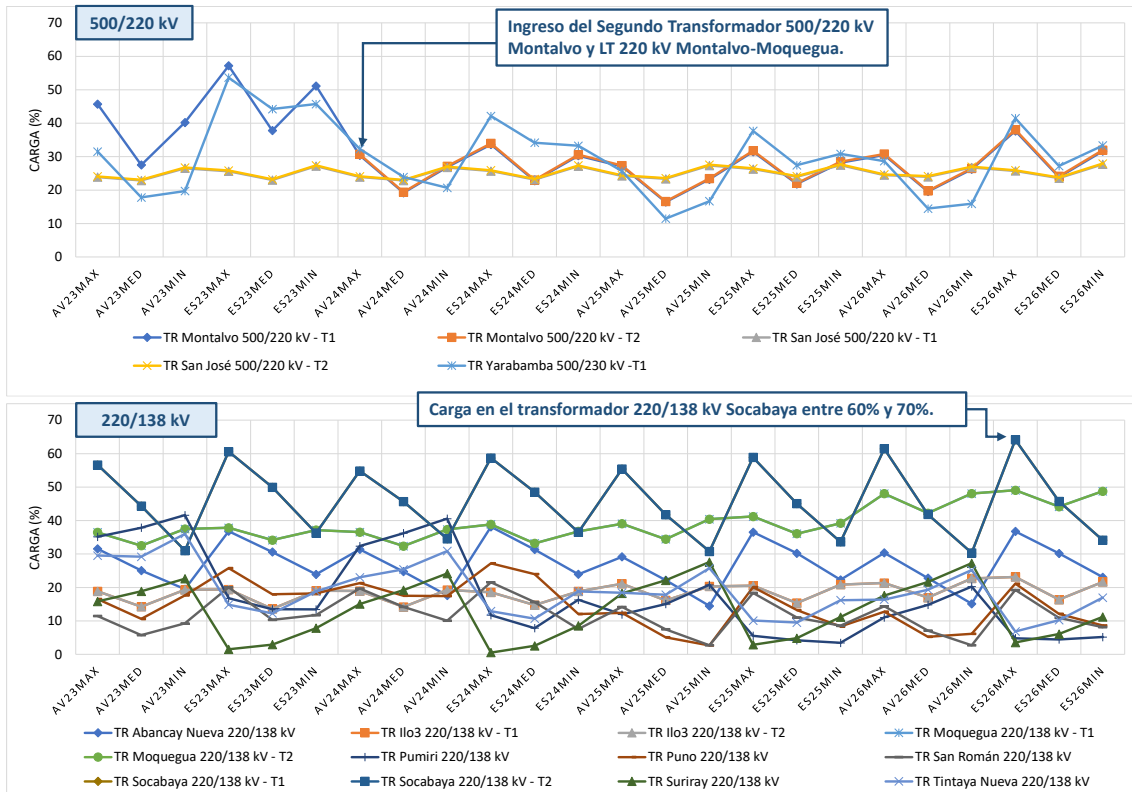


Figura 4.40 Cargas en transformadores (%), periodo 2023-2026, zona Sur.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas para estos equipos.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):
 [-] Capacitivo / [+] Inductivo

Nombre	Limite Inductivo [MVAR]	Limite Capacitivo [MVAR]	Corto Plazo																							
			2023			2024			2025			2026														
			Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje	Avenida	Estiaje	Estiaje												
SVC Tintaya 138 kV	0	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15						
SVC Tintaya 138 kV - Xstrata	15	-15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	7	12	14	10	14	8	8	5	14	11	10	
SVC Socabaya 220 kV	100	-300	-262	-150	-144	-229	-171	-193	-149	-137	-85	-175	-68	-107	-171	-66	-103	-204	-19	-168	-269	-146	-103	-217	-10	-182
SVC San José 220 kV	100	-350	-125	-108	-155	-122	-74	-129	-127	-105	-172	-133	-116	-116	-150	-147	-201	-176	-167	-165	-164	-174	-172	-134	-148	-182

Tabla 4.26 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, periodo 2023-2026, zona Sur.

Enlace Centro-Sur

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en líneas y de los enlaces Centro-Sur (MW), considerando las soluciones operativas anteriores (inhabilitación de los BCS de la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse). En este caso no se presentaron sobrecargas en las líneas del enlace Centro-Sur, y las transferencias Centro-Sur no superaron el límite de transmisión Centro-Sur. Los límites de transmisión son de 1650 MW en máxima y media demanda, y 1600 MW en mínima demanda.

Transferencia de Potencia [MW] Enlace Centro - Sur			Corto Plazo																							
			2023			2024			2025			2026														
Nombre	Código	Capacidad [MVA]	Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje								
			Av23Max	Av23Med	Av23Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es24Max	Es24Med	Es24Min	Av25Max	Av25Med	Av25Min	Es25Max	Es25Med	Es25Min	Av26Max	Av26Med	Av26Min	Es26Max	Es26Med	Es26Min
Poroma - Yarabamba	L-5033	1400	419	301	363	587	454	533	521	387	462	611	471	557	454	317	392	559	436	514	492	347	418	396	448	551
Poroma - Ocoña	L-5034	841	407	311	378	528	415	496	450	339	404	519	406	480	395	287	351	479	380	447	424	311	376	342	390	476
Campo Armíño - Cotaruse - L1	L-2051	252.5	217	181	206	183	158	168	160	135	150	179	155	163	143	118	133	170	148	154	143	119	137	137	147	160
Campo Armíño - Cotaruse - L2	L-2052	252.5	217	181	206	183	158	168	160	135	150	179	155	163	143	118	133	170	148	154	143	119	137	137	147	160
Transferencia Centro→Sur			1260	975	1153	1481	1184	1365	1291	997	1166	1488	1187	1362	1134	840	1008	1379	1112	1270	1203	896	1067	1013	1132	1346
Limite Centro→Sur			1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600	1650	1650	1600

1 Incluye el by-pass de los BCS de la LT 220 kV Mantaro-Cotaruse, desde el estiaje 2023 hasta estiaje 2026.

Tabla 4.27 Carga en líneas (MW), periodo 2023-2026, enlace Centro-Sur.

4.2.3 Operación en estado estacionario en contingencias

La operación en estado estacionario en contingencias se analiza considerando contingencias simples (N-1) y contingencia de dos circuitos (N-2) de líneas de transmisión de 500 kV, 220 kV y de 138 kV, y contingencias simples (N-1) de salida de transformadores de potencia de 500/220 kV. El análisis se realiza mediante la ejecución de flujos de potencia AC y, en caso de alcanzar convergencia, se verificó el desempeño eléctrico en estado estacionario post contingencia del sistema (normal o emergencia) sin actuación de las protecciones.

Contingencias severas

Las contingencias que no alcanzaron la convergencia en el flujo de potencia fueron estudiadas de manera individual para verificar si efectivamente se trata de una condición de colapso del sistema (no existe punto de operación) o se alcanza un estado de operación que permita visualizar los problemas de tensión y sobrecarga de líneas (existe convergencia). Las contingencias que no alcanzaron finalmente la convergencia de flujo de potencia, y que están relacionadas con una condición de colapso son denominadas como “contingencias severas”.

La siguiente tabla se indica la relación de contingencias clasificadas como severas en el sistema para el periodo 2023-2026.

Área	Nombre DigSILENT	Línea o Transformador en contingencia	Tensión (kV)	Corto Plazo																	
				Año ->		Av-23		Es-23		Av-24		Es-24		Av-25		Es-25		Av-26		Es-26	
				Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min		
Centro 1 - Lima	L-2118_A	La Planicie - Industriales (2T)	220	█	█	█	█											1			
Centro 1 - Mantaro	AUT-5371	TR Poroma	500/220	█	█	█	█	█	█									2			
Centro 1 - Mantaro	L-2292	Poroma - Marcona (2T)	220	█	█	█	█														
Centro 1 - Mantaro	L-2145	Huancavelica - Mollepata	220	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█				
Norte	AT91-523	TR Niña	500/220															3			
Norte	L-5010	Trujillo - La Niña	500																		
Sur	AUT-5671	TR Montalvo	500/220	█														4			

█ Si converge. Los resultados de transgresiones se detallan en las tablas correspondientes.
 █ Infactibilidad en la operación del sistema (colapso de tensión en el área de influencia).
 █ Interrupción del suministro (Sistema radial)

- 1 Cambio de nivel de tensión a 500 kV de la LT Chilca-Planicie-Carabayllo. Efecto de la configuración enlace Santa Rosa-Industriales.
- 2 Ingreso del segundo transformador 500/220 kV Poroma.
- 3 Ingreso de la LT 500 kV La Niña - Piura.
- 4 Ingreso del Segundo transformador 500/220 kV Montalvo.

Tabla 4.28 Lista de contingencias severas para el sistema, periodo 2023-2026.

En el periodo 2023-2026 se presentan las siguientes contingencias severas:

- La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV La Planicie-Industriales producirán colapsos de tensión en la zona Centro (área Centro 1-Lima). Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas de 220 kV Chilca-Planicie y Planicie-Carabayllo, además del efecto de la configuración de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales.
- La salida de la línea de 500 kV Trujillo-La Niña o transformador 500/220 kV de La Niña producirán colapso de tensión de la zona Norte. Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso de la línea de 500 kV La Niña-Piura y el EACR Piura -150/400 MVAR (estiaje 2024).
- La salida del transformador de Poroma 500/220 kV o salida de los dos circuitos de la línea de 220 kV Poroma-Marcona producirá colapso local en la zona de Marcona, debido a la elevada carga minera en dicha área. Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso del segundo de transformador 500/220 kV Poroma.
- La salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica producirá el colapso local de la zona de Mollepata, debido a que la demanda de Ayacucho quedaría alimentada solo por una línea de 69 kV.
- La salida del transformador de Montalvo 500/220 kV producirá el colapso de la zona Sur en los escenarios de máxima demanda de avenida y estiaje. Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso del segundo transformador 500/220 kV Montalvo y línea de 220 kV Montalvo-Moquegua.

Desde el punto de vista operativo, las contingencias severas deben ser tratadas de acuerdo con los procedimientos del Centro de Control del COES para estos casos. Desde el punto de vista de

planificación, estas contingencias deberán ser analizadas en la actualización del Plan de Transmisión de acuerdo con los Criterios y Metodología establecidos.

Cabe resaltar, que la salida de transformadores de potencia tiene una probabilidad muy baja, como visto en la operación, y en el caso de la pérdida de un transformador de potencia de 500/220 kV debido a la falla de un polo, se prevé la conexión de un polo de reserva. Con esta previsión se podrá restablecer el servicio del transformador en horas.

Transgresiones de las tensiones en barra

Las siguientes tablas muestran las transgresiones de las tensiones en barra respecto a los límites de tensión en estado de normal (rango de $\pm 5\%$ en por unidad) y emergencia (rango de $\pm 10\%$ en por unidad), obtenidos a partir del análisis de contingencias para el periodo 2023-2026. Estos resultados muestran la peor situación entre avenida y estiaje (entre las horas de máxima, media o mínima demanda).

Área	Cod	Nombre Contingencia	kV	Cod	Corto Plazo																		
					2023		2024		2025		2026		2026										
					Av-23	Es-23	Av-24	Es-24	Av-25	Es-25	Av-26	Es-26	Av-26	Es-26									
Centro 1 - Lima	L-2118_A/L-2119_A	La Planicie- Industriales (2T)	220	INDUSTRIALES 220A	1,00																		
Sur	AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	ABANCAY 138	0,99	0,92	1,01	0,93	0,99	0,92	0,99	0,88	0,99	0,92	1,00	0,90	0,99	0,88	1,00	0,88	1,00	0,88	
Sur	AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	ABANCAY NUEVA 138	0,99	0,93	1,01	0,92	1,00	0,92	1,00	0,92	1,00	0,92	1,00	0,92	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,88	

■ Tensión menor a 0.90 p.u.
 ■ Tensión entre 0.90 p.u. y 0.95 p.u.
 ■ Tensión entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u.
 ■ Tensión entre 1.05 p.u. y 1.10 p.u.
 ■ Tensión mayor a 1.10 p.u.
 ■ Colapso de tensión en el área de influencia

Tabla 4.29 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, periodo 2023-2026.

Respecto a las transgresiones de tensiones en barra obtenidas en el periodo 2023-2026, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La salida de los circuitos de la línea de 220 kV La Planicie-Industriales producirán colapsos de tensión en la zona Centro (área Centro 1-Lima). Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas de 220 kV Chilca-Planicie y Planicie-Carabayllo, además del efecto de la configuración de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales. Posteriormente, en los años 2025 y 2026 las máximas desviaciones en la tensión serían del $\pm 5\%$.
- La salida del transformador 220/138 kV de Abancay Nueva producirá tensiones bajas (menor a 0.90 p.u.) en las barras de 138 kV de las subestaciones Abancay y Abancay Nueva. En estas condiciones estas subestaciones quedarán en conexión radial desde la subestación Cachimayo en 138 kV.

Sobrecarga de líneas de transmisión y transformadores de potencia

Las siguientes tablas muestran las sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia respecto a los límites de emergencia (carga de 120%), obtenidos a partir del análisis de contingencias para el periodo 2023-2026. Estos resultados muestran la peor situación entre avenida y estiaje (entre las horas de máxima, media o mínima demanda). Cabe resaltar, que la salida de transformadores de potencia tiene una probabilidad muy baja, como visto en la operación, y en el caso de la pérdida de un transformador de potencia debido a la falla de un

polo, se prevé la conexión de un polo de reserva. Con esta previsión se podrá restablecer el servicio del transformador en horas.

Contingencia Línea o Transformador						Corto Plazo												
						2023		2024		2025		2026						
						Av-23	Es-23	Av-24	Es-24	Av-25	Es-25	Av-26	Es-26					
Área	Cod	Nombre Contingencia	kV	Nombre Elemento	kV	MVA	Z	N-1	Z	N-1	Z	N-1	Z	N-1	Z	N-1		
Norte	AT91-523	TR Niña	500/220	Chiclayo Oeste - Carhuaquero	220	150	85	134		90							1	
Norte	L-2162	La Niña - Piura Oeste (1T)	220	La Niña - Piura Oeste - L2	220	180	61	126		79	172							
Norte	L-5008	Chimbote - Trujillo	500	Chimbote 1 - Trujillo Norte	220	152	45	134	44	132	49	157	40	146	48	164	42	154
Norte	L-5008	Chimbote - Trujillo	500	Virú Nueva - Trujillo Norte	220	152	36	120		36	142	32	130	34	149	28	138	2
Norte	L-5008	Chimbote - Trujillo	500	Chimbote 1 - Virú Nueva	220	152	54	144	49	143	59	168	50	158	58	175	54	166
Norte	L-5008	Chimbote - Trujillo	500	Chiclayo Oeste - Carhuaquero	220	150				90	124							
Norte	L-5010	Trujillo - La Niña	500	Chiclayo Oeste - Carhuaquero	220	150	85	139		90								
Norte	L-5010	Trujillo - La Niña	500	Reque - Chiclayo Oeste - L1	220	180				22			37	123			3	

Carga entre 0 a 100%
 Carga entre 100% a 120%
 Carga mayor a 120%
 Colapso de tensión en el área de influencia

1 Ingreso de la LT 500 kV La Niña – Piura.
2 Ingreso de las LLTT 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo.
3 Ingreso de las LLTT 500 kV Celendín-Piura.

Tabla 4.30 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Norte, periodo 2023-2026.

Respecto a las sobrecargas en líneas y transformadores obtenidas en el periodo 2023-2026 para la zona Norte, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La contingencia del transformador 500/220 kV de La Niña producirá colapso de tensión y sobrecargas en la línea de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA). El colapso de tensión y sobrecargas se evitarán con el ingreso del proyecto “Enlace 500 kV La Niña-Piura” (estiaje 2024).
- La contingencia de un circuito de la línea de 220 kV La Niña-Piura Oeste producirá sobrecargas en el circuito paralelo (180 MVA). Estas sobrecargas se evitarán con el ingreso del proyecto “Enlace 500 kV La Niña-Piura” (estiaje 2024).
- La contingencia de la línea de 500 kV Chimbote-Trujillo producirá altas sobrecargas en las líneas de 220 kV Chimbote-Virú-Trujillo Norte (152 MVA) y Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA). Las sobrecargas de las líneas de 220 kV Chimbote-Virú-Trujillo Norte se evitarán con el ingreso de las líneas de 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo (año 2026) y las sobrecargas de la línea de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero se evitarán con el ingreso de la subestación Nueva Carhuaquero (estiaje 2024) y línea de 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero (avenida 2025).

Área	Cod	Contingencia Línea o Transformador		Elemento monitoreado			Corto Plazo											
							2023		2024		2025		2026					
							Av-23	Es-23	Av-24	Es-24	Av-25	Es-25	Av-26	Es-26				
Centro 1 - Lima	AT72-523	TR Chilca CTM (1T)	500/220	TR Chilca 500 kV - T2	500/220	600	76	148	78	147	76	143	70	123	79	147		
Centro 1 - Lima	L-2118_A	La Planicie - Industriales (1T)	220	Industriales - La Planicie - L2	220	321	70	135										
Centro 1 - Lima	L-2118_AL-2119_A	La Planicie - Industriales (2T)	220	Industriales - Santa Rosa	220	228,5	18											
Centro 1 - Lima	L-2118_AL-2119_A	La Planicie - Industriales (2T)	220	Industriales - Santa Rosa - L2	220	228,5												
Centro 1 - Lima	L-2118_AL-2119_A	La Planicie - Industriales (2T)	220	Industriales - Santa Rosa - L2	220	228,5												
Centro 1 - Lima	L-2103	Chilca - La Planicie (1T)	220	Chilca Nueva - La Planicie REP - I	220	350	85	126										
Centro 1 - Mantaro	AT103-523	TR Colcabamba	500/230	Huanza - Carabayllo	220	152			85	120			92	127				
Centro 2	L-2252_A	Tingo María - Yaros	220	Amarilis - Piedra Blanca	138	45	91	125										
Centro 2	L-2151_AL-2150_A	Chaglla - Yaros (2T)	220	Piedra Blanca - Tingo María	138	45	76	240		70	233		69	232	45	129		
Centro 2	L-2151_AL-2150_A	Chaglla - Yaros (2T)	220	Amarilis - Piedra Blanca	138	45	86	249	57	126	79	241	53	125	78	241		
Centro 2	L-2151_AL-2150_A	Chaglla - Yaros (2T)	220	Tingo María - Yaros	220	191	61	270	38	134	60	267	35	132	60	266		
Centro 2	L-2151_AL-2150_A	Chaglla - Yaros (2T)	220	Tingo María - Yaros	220	191	61	270	38	134	60	267	35	132	60	266		

Tabla 4.31 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Centro, periodo 2023-2026.

Respecto a las sobrecargas en líneas y transformadores obtenidas en el periodo 2023-2026 para la zona Centro, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La salida de un transformador 500/220 kV de Chilca CTM (a partir de su ingreso en estiaje 2023), producirán sobrecargas del transformador en paralelo. Estas sobrecargas son producidas por la evacuación de generación de potencia, en la zona de Chilca, hacia la red de 500 kV, el cual es un efecto del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo.
- La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV La Planicie-Industriales (2x321 MVA) producirán colapsos de tensión en la zona Centro (área Centro 1-Lima). Asimismo, las salidas simples de uno de los circuitos de la línea de 220 kV La Planicie-Industriales o de la línea de 220 kV Chilca Nueva-La Planicie REP (350 MVA), producirán sobrecargas del circuito en paralelo. Los colapsos de tensión y sobrecargas se producirán hasta antes del ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas de 220 kV Chilca-Planicie y Planicie-Carabayllo, además del efecto de la configuración de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales.
- La salida del transformador 500/220 kV de Colcabamba producirá sobrecarga de la línea de 220 kV Huanza-Carabayllo (152 MVA), estas sobrecargas se reducirán con el proyecto de repotenciación de la línea a 250 MVA en el año 2026.
- La salida de la línea de 220 kV Tingo María-Yaros (Huánuco) producirá sobrecargas en la línea de 138 kV Amarilis-Piedra Blanca. Las sobrecargas serían producidas por la evacuación de la generación de potencia en la zona de Chaglla y Aguaytía, estas sobrecargas se reducirán con el incremento de demanda de la zona.
- La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Chaglla-Yaros (Huánuco) producirá altas sobrecargas en las líneas de 220 kV Tingo María-Yaros y en las líneas de 138 kV Tingo María-Piedra Blanca-Amarilis. Las sobrecargas serán producidas por la evacuación de la generación de potencia en la zona de Chaglla y Aguaytía.

							Corto Plazo													
							2023		2024		2025		2026							
Área	Cod	Contingencia Línea o Transformador		Elemento monitoreado			Av-23	Es-23	Av-24	Es-24	Av-25	Es-25	Av-26	Es-26						
		Nombre Contingencia	kV	Nombre Elemento	kV	MVA	Z	Z ₁	Z	Z ₁	Z	Z ₁	Z	Z ₁	Z	Z ₁				
Sur	AT89-212	TR Suriray	220/138	Machupicchu - Cachimayo	138	71	85	122	78	122	77	123	78	123						
Sur	L-2057	Montalvo - Moquegua	220	Socabaya - Moquegua - L1	220	150	52	122	42	130										
Sur	L-2057	Montalvo - Moquegua	220	Socabaya - Moquegua - L2	220	150	52	122	42	130										
Sur	L-1002/1/L-1002/2	Machupicchu - Quencoro	138	Dolorespata - Cachimayo	138	71	71	149	72	128	75	139	73	131	65	125	67	123	67	129
Sur	L-1002/1/L-1002/2	Machupicchu - Quencoro	138	Machupicchu - Cachimayo	138	71	87	140		86	133		82	126				83	129	
Sur	L-1038	Suriray - Machupicchu II (CTM)	138	Machupicchu - Cachimayo	138	71	85	122		81	122		77	123				78	124	
Sur	L-1010	Azángaro - San Gabán II	138	San Rafael - Ángel	138	120	65	131		65	130		66	129				66	129	
Sur	L-1051	San Rafael - Ángel	138	Azángaro - San Gabán II	138	120	57	131		57	129		57	129				57	129	

1 Ingreso del Segundo transformador 500/220 kV Montalvo.

Carga entre 0 a 100%
 Carga entre 100% a 120%
 Carga mayor a 120%
 Colapso de tensión en el área de influencia

Tabla 4.32 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Sur, periodo 2023-2026.

Respecto a las sobrecargas en líneas y transformadores obtenidas en el periodo 2023-2026 para la zona Sur, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- Las salidas individuales del transformador 220/138 kV de Suriray, línea de 220 kV Machupicchu-Quencoro y línea de 220 kV Suriray-Machupicchu II, producirán sobrecargas en la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA).
- La salida de la línea de 220 kV Montalvo-Moquegua producirá sobrecargas de la línea de 220 kV Socabaya-Moquegua (2x150 MVA). Las sobrecargas se producirán hasta antes del ingreso del segundo transformador 500/220 kV Montalvo y línea de 220 kV Montalvo-Moquegua.
- Las salidas de las líneas de 138 kV Azángaro-San Gabán (120 MVA) y San Rafael-Ángel (120 MVA) producirán sobrecargas entre ellas. Estas sobrecargas serán ocasionadas por la evacuación de la generación de potencias de las Centrales Hidroeléctricas San Gabán II y El Ángel.

4.2.4 Niveles de corto circuito

Se calculan las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico sin resistencia de falla, para los escenarios con las soluciones operativas recomendadas en este informe para la máxima, media y mínima demanda en los periodos de avenida y estiaje del periodo 2023-2026. En la siguiente tabla se muestra las máximas corrientes operativas de cortocircuito por año obtenido de todos los escenarios.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Corto Plazo							
					2023		2024		2025		2026	
					1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ
Norte	500	La Niña	40,0	40,0	2,64	2,40	3,32	2,82	3,39	2,89	4,48	4,16
		Trujillo	40,0	40,0	4,04	3,61	5,32	4,45	5,38	4,51	6,92	6,01
		Chimbote	40,0	40,0	4,60	4,35	5,82	6,00	5,85	6,06	6,34	6,83
	200	Zorritos	40,0	50,0	1,57	1,35	2,19	1,97	2,28	1,98	2,41	2,12
		Talara	31,5	40,0	5,17	3,91	5,56	4,24	5,63	4,29	6,18	4,76
		Piura	25,0	40,0	5,54	4,37	6,56	5,08	6,70	5,21	8,11	6,52
		Chiclayo	31,5	31,5	6,38	5,10	6,68	5,35	7,13	5,79	7,72	6,38
		Guadalupe	31,5	40,0	5,57	5,04	5,82	5,35	6,05	5,64	6,38	6,07
		Carhuaquero	31,5	40,0	5,36	4,91	5,38	4,94	6,17	5,63	6,66	6,23
		Trujillo Norte	31,5	40,0	9,61	7,59	11,04	8,77	11,18	8,90	12,56	10,18
		Trujillo Nueva	40,0	40,0	9,50	7,43	10,98	8,60	11,12	8,73	12,56	10,02
		Chimbote	31,5	40,0	10,68	8,76	12,30	10,36	12,40	10,47	13,12	11,24

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Tabla 4.33 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Norte, periodo 2023-2026.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Corto Plazo							
					2023		2024		2025		2026	
					1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ
Centro 1- Lima	500	Carabayllo	40,0	40,0	15,12	15,00	15,75	15,55	15,79	15,60	15,97	15,85
		Chilca Nueva	40,0	40,0	18,81	17,33	19,33	17,78	19,37	17,83	19,60	18,10
		Carapongo	63,0	63,0	15,41	15,73	15,77	16,11	15,81	16,16	15,98	16,40
	220	Balnearios	35,0	35,0	18,11	16,49	16,32	14,31	16,42	14,42	16,44	14,44
		Barsi	31,5	40,0	25,28	20,42	29,06	23,52	29,09	23,55	29,21	23,66
		Carabayllo	63,0	63,0	15,12	15,00	15,75	15,55	15,79	15,60	15,97	15,85
		Carapongo	40,0	40,0	15,41	15,73	15,77	16,11	15,81	16,16	15,98	16,40
		Chavarría	40,0	40,0	34,46	29,02	36,11	30,66	36,16	30,70	36,34	30,89
		Chilca Nueva	40,0	63,0	37,98	33,50	38,15	33,70	38,22	33,76	38,35	33,91
		Chilca REP	40,0	40,0	26,84	23,72	27,08	23,93	27,53	24,37	27,60	24,43
		Planicie	63,0	63,0	23,50	20,63	28,44	23,31	28,50	23,34	28,65	23,49
		San Juan	31,5	31,5	22,16	20,06	19,27	16,72	19,42	16,88	19,45	16,91
		Santa Rosa	31.5* / 40	31,5	33,12	28,10	34,75	29,74	34,84	29,78	35,02	29,96
		Ventanilla	40,0	40,0	32,20	28,85	32,75	29,34	32,79	29,37	32,93	29,53
		Zapallal	40,0	40,0	26,60	26,85	25,71	25,43	25,74	25,46	25,85	25,62
Centro 1- Mantaro	500	Colcabamba	40,0	40,0	7,26	9,16	7,36	9,31	7,39	9,36	7,59	9,82
		Poroma	40,0	40,0	5,83	6,98	7,31	7,41	7,40	7,57	8,14	8,66
		Callahuanca	31,5	40,0	13,85	16,78	13,91	16,91	13,92	16,92	13,94	16,97
	220	Carhuamayó	31,5	40,0	9,15	11,24	9,17	11,28	9,17	11,28	9,24	11,41
		Huayucachi	31,5	31,5	4,06	4,78	4,06	4,78	4,06	4,78	4,07	4,80
		Huinco	40,0	40,0	12,25	12,29	12,30	12,37	12,30	12,38	12,32	12,40
		Independencia	31,5	40,0	7,23	6,76	8,21	7,64	9,26	8,86	9,31	8,92
		Mantaro	31,5	31,5	28,00	24,51	27,60	24,04	27,72	24,17	27,94	24,39
		Marcona	31,5	31,5	6,53	6,09	9,03	8,58	9,16	8,75	9,53	9,21
		Matucana	40,0	40,0	7,56	8,38	7,58	8,40	7,58	8,41	7,58	8,42
		Pachachaca	31,5	31,5	11,82	16,40	11,84	16,43	11,84	16,44	11,87	16,53
		Paramonga	25,0	31,5	6,55	8,01	6,70	8,11	6,75	8,12	6,75	8,15
		Pomacocha	31,5	40,0	9,73	14,62	9,74	14,64	9,75	14,65	9,77	14,72
		Yanango	31,5	40,0	9,21	10,21	9,22	10,24	9,23	10,24	9,31	10,37
		Huánuco	31,5	40,0	12,38	14,38	12,41	14,58	12,41	14,58	13,64	15,82
Centro 2	220	Oroya Nueva	31,5	31,5	7,59	9,94	7,60	9,95	7,60	9,95	7,61	9,99
		Paragsha	31,5	40,0	8,70	11,37	8,73	11,42	8,73	11,43	8,84	11,65
		Tingo María	31,5	50,0	2,96	8,00	4,37	8,78	4,37	8,78	4,43	8,96

* Luz del Sur a la fecha no tiene previsto el cambio de equipos existentes con capacidad de ruptura de 31.5 kA.

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Incluye el efecto de la configuración de enlace de 220 kV Santa Rosa-Industriales.

Tabla 4.34 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Centro, periodo 2023-2026.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Corto Plazo							
					2023		2024		2025		2026	
					1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ	1φ	3φ
Sur	500	Yarabamba	40,0	40,0	5,11	4,83	5,85	5,05	5,99	5,19	7,57	7,07
		Ocoña	40,0	40,0	3,56	3,85	3,91	4,37	3,97	4,46	4,53	5,74
		San José	40,0	40,0	4,93	3,99	5,87	4,74	6,01	4,87	7,87	6,79
		Montalvo	40,0	40,0	5,17	4,26	5,61	4,50	5,75	4,63	8,01	6,97
		Abancay	40,0	40,0	3,40	3,74	3,25	3,52	3,26	3,53	3,33	3,57
	220	Cotaruse	25,0	31,5	5,08	8,98	4,18	6,65	4,20	6,72	4,59	7,02
		Moquegua	31,5	40,0	9,48	7,45	11,31	8,56	11,64	8,82	14,86	11,65
		Puno	31,5	40,0	2,89	2,70	2,90	2,72	3,04	2,95	3,11	3,04
		Socabaya	31,5	40,0	12,30	9,99	12,06	9,66	12,42	9,99	14,41	11,89
		Suriray	40,0	40,0	4,84	4,68	4,63	4,44	4,65	4,46	4,97	4,50
		Tacna	25,0	40,0	2,96	2,94	3,02	3,04	3,04	3,07	3,22	3,34
		Tintaya	40,0	40,0	4,11	4,16	4,09	4,14	4,39	4,58	4,50	4,75
		Pumiri	31,5	40,0	3,10	3,14	3,11	3,15	3,85	4,02	3,91	4,12
		San Ramon	31,5	40,0	3,00	2,76	3,02	2,78	3,25	3,10	3,31	3,19

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Tabla 4.35 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Sur, periodo 2023-2026.

Respecto a los niveles de cortocircuito se tienen los siguientes resultados:

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentan niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.
- Cabe resaltar que en el año 2015 el COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA para las instalaciones de 220 kV de la zona de Lima Metropolitana. No obstante, a la fecha aún se tienen equipos con capacidad de ruptura de 31,5 kA.

4.2.5 Márgenes de carga y estabilidad de tensión

Para evitar el riesgo de colapso de tensión, en los estudios eléctricos se incluyen los análisis de márgenes de carga, los cuales permiten evaluar la factibilidad de la operación y verificar la seguridad del sistema respecto a la estabilidad de tensión. El incremento de la demanda de las cargas se aplica a la componente vegetativa. Se eligen escenarios de máxima demanda, dado que estos representan la condición de mayor estrés del sistema, donde la mayoría de los equipos de compensación reactiva operan próximos a sus límites con pérdida de control de tensión y comúnmente se alcanza un límite capacitivo.

Se incrementa la demanda usando una distribución proporcional al caso base con factores de potencia constantes. Las máximas cargas se determinan a partir de la primera transgresión de alguna restricción operativa (transgresión de tensiones en barras, sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia) o de seguridad (margen de seguridad ante el colapso de tensión).

Zona Norte

En las siguientes tablas se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Norte para los años 2023 y 2025, para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de líneas de 500 kV, incluido transformadores de potencia 500/220 kV.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Limite por:	Carga Limite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2023	1	Operación Normal	---	N	2023	1 264	PMC (7.5%)	1 459	195	15%	1 531
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2023	1 264	PMC (5%)	1 483	219	17%	1 531
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2023	1 264	PMC (5%)	1 481	217	17%	1 528
	4	TR Niña	500/220	N-1	2023	1 264	Carga (120%) en Chiclayo - Carhuaquero (150 MVA)	1 190	-74	-6%	1 304
	5	Carabayllo - Chimbote	500	N-1	2023	1 264	Carga (120%) en Conococha-Vizcarra (191 MVA)	1 375	111	9%	1 422
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2023	1 264	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 166	-98	-8%	1 424
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2023	1 264	Carga (120%) en Chiclayo - Carhuaquero (150 MVA)	1 166	-98	-8%	1 284
Estiaje 2023	1	Operación Normal	---	N	2023	1 203	Carga (100%) en Carabayllo - Chimbote (600 MVA)	1 457	254	21%	1 642
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2023	1 203	PMC (5%)	1 577	374	31%	1 633
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2023	1 203	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 530	327	27%	1 613
	4	TR Niña	500/220	N-1	2023	1 203	PMC (5%)	1 355	152	13%	1 400
	5	Carabayllo - Chimbote	500	N-1	2023	1 203	Carga (120%) en Chimbote - Paramonga Nueva (180 MVA)	1 307	104	9%	1 403
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2023	1 203	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 122	-81	-7%	1 459
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2023	1 203	PMC (5%)	1 337	134	11%	1 378

- Déficits ante salidas individuales de las LLTT de 500 kV Chimbote – Trujillo, Trujillo – La Niña y Transformador 500/220 kV La Niña.
- Los déficits representan en promedio una reducción de la demanda del 7,25%.
- Restringidos por sobrecargas de las LLTT de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA) y Chimbote-Virú (Trujillo) (152 MVA).

Tabla 4.36 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2023.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2023, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga (máxima carga atendible menos demanda base del año 2023) de 195 MW y 254 MW en los escenarios de avenida y estiaje, respectivamente. El menor margen de carga se obtuvo para el periodo de avenida y se encontrará limitado por el margen de seguridad respecto del Punto de Máxima Carga PMC (punto de la nariz de la curva P-V) de 7,5%. El margen de carga obtenido representa un 15% adicional sobre la demanda base del año 2023.
- En condición N-1 se observan márgenes de carga negativos (déficit) ante salidas individuales de las líneas de 500 kV Chimbote-Trujillo, Trujillo-La Niña y transformador 500/220 kV de La Niña. Los márgenes de carga estarán limitados por sobrecargas de las líneas de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA) y Chimbote-Virú (Trujillo) (152 MVA). Los déficits representaran en promedio una reducción de 7,25% sobre la demanda base del año 2023.
- La salida de la línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote producirá márgenes de carga positivos, limitados por sobrecarga de las líneas de 220 kV Conococha-Vizcarra (191 MVA) y Chimbote-Paramonga Nueva (2x180 MVA). Los márgenes de carga representan un aumento de 9% sobre la demanda base del año 2023.

Periodo	Información						Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Límite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) Déficit (-)	%Margen / Carga Total	
Avenida 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	1 391	Carga (100%) en Carabayllo - Chimbote (1000 MVA)	1 990	599	43%	2 243
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2025	1 391	PMC (5%)	2 156	766	55%	2 233
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 744	353	25%	2 135
	4	TR Niña	500/220	N-1	2025	1 391	PMC (5%)	2 140	749	54%	2 206
	5	Carabayllo - Chimbote	500	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en Paramonga Nueva - Nva. Huarmey (180 MVA)	1 419	28	2%	1 588
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en Chimbote - Trujillo Norte (152 MVA)	1 220	-171	-12%	1 804
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en Reque - Chiclayo Oeste (180 MVA)	1 377	-14	-1%	1 699
	8	TR Piura	500/220	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en La Niña - Piura Este-L1 (180 MVA)	1 695	304	22%	1 760
	9	La Niña - Piura Nueva	500	N-1	2025	1 391	Carga (120%) en La Niña - Piura Este-L1 (180 MVA)	1 741	350	25%	2 094
Estiaje 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	1 327	Carga (100%) en Carabayllo - Chimbote (1000 MVA)	1 899	572	43%	2 288
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2025	1 327	PMC (5%)	2 198	871	66%	2 283
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 649	322	24%	2 140
	4	TR Niña	500/220	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en Carabayllo - Chimbote (1000 MVA)	2 143	816	61%	2 280
	5	Carabayllo - Chimbote	500	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en Paramonga Nueva - Nva. Huarmey (180 MVA)	1 340	13	1%	1 540
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 163	-164	-12%	1 845
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en Reque - Chiclayo Oeste (180 MVA)	1 521	193	15%	1 849
	8	TR Piura	500/220	N-1	2025	1 327	PMC (5%)	1 885	558	42%	1 957
	9	La Niña - Piura Nueva	500	N-1	2025	1 327	Carga (120%) en La Niña - Piura Este-L1 (180 MVA)	2 010	683	51%	2 181

- Déficits ante salida de la LT 500 kV Chimbote-Trujillo, representan en promedio una reducción de la demanda del 12%.
- La salida de la LT 500 kV Carabayllo-Chimbote produce márgenes de cargas casi nulos.
- La salida de la LT 500 kV Trujillo- La Niña produce déficit de 1%.

Tabla 4.37 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2025.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2025, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga (máxima carga atendible menos demanda base del año 2023) de 599 MW y 572 MW en los escenarios de avenida y estiaje, respectivamente. El menor margen de carga se obtuvo para el periodo de estiaje y estará limitado por sobrecarga de la línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote (1000 MVA). El margen de carga obtenido representa un 43% adicional sobre la demanda base del año 2025.
- En condición N-1 se observan márgenes de carga negativos (déficit) o casi nulos ante salidas individuales de las líneas de 500 kV Chimbote-Trujillo, Trujillo-La Niña y Carabayllo-Chimbote. Los márgenes de carga estarán limitados por sobrecargas de las líneas de 220 kV Chimbote-Virú (Trujillo) (152 MVA), Reque-Chiclayo Oeste (180 MVA) y Paramonga Nueva-Nueva Huarmey (180 MVA), respectivamente. Estos déficits o márgenes de carga nulos se solucionarán con el ingreso de las líneas 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo y Celendín-Piura Nueva, con fecha tentativa de ingreso en el año 2026.

De los resultados se observa la necesidad de contar con los proyectos de los PT's aprobados en la zona Norte (Repotenciación de la línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote-Trujillo, línea de 500 kV La Niña – Piura y las líneas de 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo y Celendín-Piura Nueva y subestaciones asociadas), dado que se presentarán márgenes de carga negativos (déficit) o casi nulos en condiciones de contingencia (N-1). Esta situación de operación se agravaría si no se cuenta con despacho de generación en la zona Norte, como la operación de la CT Malacas.

Zona Centro

En las siguientes tablas se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Centro para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de líneas de 500 kV, 220 kV y 138 kV, además de salidas de y transformadores de potencia 500/220 kV y 220/138 kV.

Periodo	Información					Resultados					
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Limite por:	Carga Limite (MW)	Margen (+) Déficit (-)	%Margen/Carga Total	Punto de Máxima Carga (PMC)
Avenida 2023	1	Red Completa	---	N	2023	4 467	Carga (100%) en Chilca CTM -Planicie (351 MVA)	5 250	784	18%	5 903
	2	TR Carapongo	500/220	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 618	1152	26%	5 767
	3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 715	1248	28%	5 866
	4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Chilca CTM -Planicie (351 MVA)	5 686	1219	27%	5 828
	5	Chilca - Carapongo	500	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Chilca CTM -Planicie (351 MVA)	4 589	122	3%	5 626
	6	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Chilca CTM -Planicie (351 MVA)	4 852	386	9%	5 627
	7	Chilca - La Planicie (2T)	220	N-2	2023	4 467	Min. tensión en LA PLANICIE 220A	5 286	819	18%	5 483
	8	La Planicie - Carabayllo (2T)	220	N-2	2023	4 467	Min. tensión en LA PLANICIE 220A	5 676	1210	27%	5 836
	9	TR Colcabamba	500/230	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	5 649	1182	26%	5 830
	10	TR Campas	500/220	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 739	1273	29%	5 894
	11	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 738	1271	28%	5 889
	12	Chilca - Poroma	500	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 710	1244	28%	5 846
	13	Colcabamba - Campas	500	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 673	1207	27%	5 822
	14	Campas - Carapongo	500	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 612	1145	26%	5 751
	15	TR Yaros	500/220	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 722	1256	28%	5 874
	16	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	4 711	245	5%	5 902
17	Yaros - Campas	500	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 741	1274	29%	5 886	
18	Chilca - Desierto	220	N-1	2023	4 467	PMC (5%)	5 741	1274	29%	5 891	
19	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2023	4 467	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 250	784	18%	5 398	
1	Operación Normal	---	N	2023	4 357	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	5 921	1564	36%	6 308	
2	TR Carapongo	500/220	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	5 944	1586	36%	6 112	
3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2023	4 357	Carga (120%) en Chilca CTM 500/220 kV - T2 (600 MVA)	4 192	-165	-4%	6 247	
4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 027	1670	38%	6 197	
5	TR La Planicie	500/220	N-1	2023	4 357	Carga (120%) en SantaRosa-Industriales (228,5 MVA)	4 905	548	13%	5 936	
6	Chilca - Carapongo	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	5 977	1619	37%	6 146	
7	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 027	1670	38%	6 201	
8	Chilca - La Planicie	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	5 851	1494	34%	6 012	
9	La Planicie - Carabayllo	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 084	1726	40%	6 256	
10	TR Colcabamba	500/230	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 066	1708	39%	6 234	
11	TR Campas	500/220	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 116	1759	40%	6 295	
12	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 115	1758	40%	6 289	
13	Chilca - Poroma	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 072	1714	39%	6 238	
14	Colcabamba - Campas	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 027	1670	38%	6 197	
15	Campas - Carapongo	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 000	1643	38%	6 155	
16	TR Yaros	500/220	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 084	1726	40%	6 259	
17	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2023	4 357	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	4 583	226	5%	6 308	
18	Yaros - Campas	500	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 107	1750	40%	6 273	
19	Chilca - Desierto	220	N-1	2023	4 357	PMC (5%)	6 131	1774	41%	6 305	
20	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2023	4 357	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 238	881	20%	5 566	

En el periodo de avenida 2023 (antes del cambio de nivel de tensión en Lima), se observan márgenes de carga entre 3% y 9% ante salida de LLTT de 500 kV Chilca-Carapongo y Carapongo-Carabayllo.

La salida de uno de los transformadores de la SE Aguaytía produce márgenes de carga de 5%.

Los déficits en Chilca se deben a restricciones para evacuar la generación desde 220 kV a 500 kV

Tabla 4.38 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2023.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2023, se debe tener en cuenta que el ingreso del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo se realiza en estiaje 2023, en avenida 2023 las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo serán de dos circuitos en 220 kV (2x351 MVA). De los resultados se observa lo siguiente:

- En la condición N se observa un margen de carga de 784 MW en el periodo de avenida y de 1564 MW en el periodo de estiaje. Los márgenes de carga estarán limitados por sobrecarga de la línea de 220 kV Chilca CTM-La Planicie (2x351 MVA) en avenida y por mínima tensión en la barra de 220 kV Carabayllo en estiaje. El margen de carga obtenido representa un 18% y 36% adicional sobre la demanda base, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.
- En el periodo de avenida 2023, las salidas individuales de las líneas de 500 kV Chilca-Carapongo y Carapongo-Carabayllo producirán márgenes de carga de 122 MW y 386 MW (3% y 9% adicional sobre la demanda base), respectivamente. Estos márgenes estarán limitados por sobrecargas de la línea de 220 kV Chilca CTM-La Planicie (2x351

MVA). Asimismo, estos márgenes serán mayores a 1610 MW con el cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo.

- La salida de uno de los transformadores 220/138 kV de Aguaytía, producirá márgenes de carga positivos de 235 MW en promedio (5% adicional). Los márgenes de carga estarán limitados sobrecarga del transformador en paralelo 220/138 kV Aguaytía (60 MVA).
- La salida de un transformador 500/220 kV de Chilca CTM (estiaje 2023), producirá déficit de 165 MW, limitados por sobrecarga del transformador en paralelo 500/220 kV Chilca CTM (600 MVA). Estas sobrecargas son un efecto del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Límite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	4 818	Carga (100%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	5 964	1146	24%	6 549
	2	TR Carapongo	500/220	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Pachachaca-Callahuanca (152 MVA)	6 190	1372	28%	6 371
	3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 316	1498	31%	6 485
	4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2025	4 818	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 258	1440	30%	6 437
	5	TR La Planicie	500/220	N-1	2025	4 818	Min. tensión en LA PLANICIE 220A	6 232	1414	29%	6 404
	6	Chilca - Carapongo	500	N-1	2025	4 818	Min. tensión en LA PLANICIE 220A	6 247	1429	30%	6 415
	7	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	6 220	1402	29%	6 409
	8	Chilca - La Planicie	500	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Carabayllo - Carapongo (1400 MVA)	5 995	1177	24%	6 187
	9	La Planicie - Carabayllo	500	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 341	1523	32%	6 514
	10	TR Colcabamba	500/230	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	5 056	238	5%	6 450
	11	TR Poroma	500/220	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 382	1564	32%	6 548
	12	TR Campas	500/220	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 356	1538	32%	6 529
	13	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 359	1541	32%	6 534
	14	Chilca - Poroma	500	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 273	1455	30%	6 445
	15	Colcabamba - Campas	500	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	6 108	1290	27%	6 412
	16	Campas - Carapongo	500	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Pachachaca-Callahuanca (152 MVA)	5 732	914	19%	6 308
	17	Intermedia - Poroma	500	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 366	1548	32%	6 543
	18	TR Yaros	500/220	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 341	1523	32%	6 511
	19	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	4 937	119	2%	6 220
20	Yaros - Campas	500	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 354	1536	32%	6 523	
21	Chilca - Desierto	220	N-1	2025	4 818	PMC (5%)	6 372	1554	32%	6 548	
22	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2025	4 818	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 493	674	14%	5 638	
Estiaje 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	4 699	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	5 990	1463	31%	6 714
	2	TR Carapongo	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 363	1664	35%	6 544
	3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Chilca CTM 500/220 kV - T2 (600 MVA)	4 520	-178	-4%	6 634
	4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 427	1728	37%	6 605
	5	TR La Planicie	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 404	1706	36%	6 576
	6	Chilca - Carapongo	500	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Chilca - La Planicie (1400 MVA)	6 054	1356	29%	6 560
	7	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Chilca - La Planicie (1400 MVA)	6 308	1609	34%	6 573
	8	Chilca - La Planicie	500	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Carapongo - Chilca CTM (1400 MVA)	6 041	1343	29%	6 350
	9	La Planicie - Carabayllo	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 461	1794	38%	6 669
	10	TR Colcabamba	500/230	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Carabayllo - Huanza (152 MVA)	6 106	1407	30%	6 620
	11	TR Poroma	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 467	1826	39%	6 711
	12	TR Campas	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 459	1815	39%	6 697
	13	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 465	1805	38%	6 690
14	Chilca - Poroma	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 433	1735	37%	6 618	
15	Colcabamba - Campas	500	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 313	1614	34%	6 562	
16	Campas - Carapongo	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 340	1642	35%	6 509	
17	Intermedia - Poroma	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 467	1820	39%	6 706	
18	TR Yaros	500/220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 465	1773	38%	6 653	
19	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	4 801	103	2%	6 641	
20	Yaros - Campas	500	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 459	1780	38%	6 665	
21	Chilca - Desierto	220	N-1	2025	4 699	PMC (5%)	6 464	1833	39%	6 711	
22	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2025	4 699	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 444	745	16%	5 804	

La salida del transformador de Colcabamba produce un margen de carga de 5%, restringido por la LT 220 kV Huanza-Carabayllo (152 MVA). Esta línea será repotenciada en el año 2026.

La salida de uno de los transformadores de la SE Aguaytía produce márgenes de carga de 2%.

Los déficits en Chilca se deben a restricciones para evacuar la generación desde 220 kV a 500 kV

Tabla 4.39 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2025.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2025, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga de 1146 MW en el periodo de avenida y de 1463 MW en el periodo de estiaje. Los márgenes de carga estarán limitados por

sobrecarga de la línea de 220 kV Carabayllo-Huanza (152 MVA) en avenida y por mínima tensión en la barra de 220 kV Carabayllo en estiaje. El margen de carga obtenido representa un 24% y 31% adicional sobre la demanda base del año 2025, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.

- La salida del transformador 500/220 kV de Colcabamba producirá márgenes de carga positivos de 238 MW (5% adicional sobre la demanda base del año 2025), las cuales estarán restringidas por sobrecarga de la línea de 220 kV Carabayllo-Huanza (152 MVA).
- Ante la salida de uno de los transformadores 220/138 kV de Aguaytía, los márgenes de carga son positivos y en promedio serían de 111 MW (2% adicional sobre la demanda base del año 2025). Estos márgenes de carga estarán limitados sobrecarga del transformador en paralelo 220/138 kV Aguaytía (60 MVA).
- La salida de un transformador 500/220 kV de Chilca CTM producirá márgenes de carga negativos (déficit) de 178 MW y estarán limitados por sobrecarga del transformador en paralelo 500/220 kV Chilca CTM (600 MVA). Estas sobrecargas serán producidas por la evacuación de generación de potencia, en la zona de Chilca, hacia la red de 500 kV, el cual es un efecto del cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo (estiaje 2023).

De los resultados se verifica la necesidad de contar con los proyectos de repotenciación de la línea de 220 kV Huanza-Carabayllo a 250 MVA, la cual tiene fecha tentativa de Puesta en Operación Comercial (POC) en el año 2026; además del proyecto cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo (POC estiaje 2023).

Zona Sur

En las siguientes tablas se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Sur para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de líneas de 500 kV y 138 kV, además de salidas de transformadores de potencia 500/220 (230) kV.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Limite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2023	1	Operación Normal	---	N	2023	1 775	Carga (100%) en Machupicchu - Cachimayo (71 MVA)	1 936	160	9%	2 211
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	2 089	318	18%	2 161
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2023	1 775	Min. tensión en LOS HEROES 220	1 754	-21	-1%	1 779
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2023	1 775	PMC (5%)	1 978	208	11%	2 010
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	2 035	260	15%	2 099
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2023	1 775	PMC (5%)	2 012	237	13%	2 046
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	2 092	317	18%	2 145
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2023	1 775	PMC (5%)	2 020	245	14%	2 051
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Machupicchu - Cachimayo (71 MVA)	2 116	341	19%	2 156
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2023	1 775	PMC (5%)	1 959	184	10%	1 991
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2023	1 775	Min. tensión en PUNO 138	1 903	128	7%	1 938
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	2 105	330	19%	2 180
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	1 766	-9	-1%	2 082
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Moquegua - Socabaya (150 MVA)	1 835	60	3%	1 951
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2023	1 775	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	2 074	299	17%	2 157
Estiaje 2023	1	Operación Normal	---	N	2023	1 830	Min. tensión en LOS HEROES 220	2 075	245	13%	2 149
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	1 996	166	9%	2 026
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2023	1 830	Carga (120%) en Moquegua - Socabaya (150 MVA)	1 401	-429	-23%	1 772
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	1 928	98	5%	1 956
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	1 904	73	4%	1 930
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	1 895	64	3%	1 914
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	2 042	212	12%	2 074
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	1 894	64	3%	1 917
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	2 034	204	11%	2 066
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2023	1 830	PMC (5%)	1 877	47	3%	1 900
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2023	1 830	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	1 973	148	8%	2 045
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2023	1 830	PMC (5%)	2 084	254	14%	2 119
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2023	1 830	Carga (120%) en Cachimayo -Dolorespata (71 MVA)	1 949	119	7%	2 069
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2023	1 830	Carga (120%) en Moquegua - Socabaya (150 MVA)	1 809	-29	-1%	1 933
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2023	1 830	PMC (5%)	2 086	255	14%	2 121

1 La salida del transformador 500/220 kV Montalvo produce déficits de hasta 23%, restringido por sobrecargas de las LLTT de 220 kV Moquegua-Socabaya (2x150 MVA).

2 Producen déficits de 1% las salidas de:
 • LT 220 kV Montalvo-Moquegua,
 • LT 220 kV Cotaruse-Socabaya (salida doble)

3 La salida de líneas de 500 kV producen márgenes de carga entre 3% y 12%.

Tabla 4.40 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2023.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2023, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga de 160 MW en el periodo de avenida y de 245 MW en el periodo de estiaje. Los márgenes de carga estarán limitados por sobrecarga de la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA) en avenida y por mínima tensión en la barra de 220 kV Los Héroes en estiaje. El margen de carga obtenido representa un 9% y 13% adicional sobre la demanda base, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.
- Las salidas individuales del transformador 500/220 kV de Montalvo y la línea de 220 kV Montalvo-Moquegua presentarán márgenes de carga negativos (déficit) de 429 MW y 22 MW, respectivamente, limitados por mínima tensión en la barra de 220 kV Los Héroes y sobrecarga de la línea de 220 kV Moquegua-Socabaya (2x150 MVA).
- Las salidas individuales de las líneas de 500 kV Poroma-Ocoña, Ocoña-San José, San José-Montalvo y Poroma-Yarabamba presentarán márgenes de carga positivos entre 64 MW y 98 MW (3,75% adicional sobre la demanda base). Asimismo, la salida de la línea de 500 kV Yarabamba-Montalvo, presentará márgenes de carga positivos de 212 MW (12% adicional sobre la demanda base). Los márgenes de carga estarán limitados por el margen de seguridad del Punto de Máxima Carga (PMC) de 5%.
- La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Cotaruse-Socabaya producirá déficit de 9 MW, limitado por sobrecarga de la línea de 138 kV Cachimayo-Dolorespata (71 MVA).

- Las salidas del transformador de Yarabamba 500/220 kV producirá márgenes de carga de 166 MW (9% adicional sobre la demanda base), limitado por el margen de seguridad del PMC de 5%.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Límite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	1 849	Carga (100%) en Machupicchu - Cachimayo (71 MVA)	2 124	275	15%	2 394
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2025	1 849	PMC (5%)	2 288	440	24%	2 336
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2025	1 849	Min. tensión en LOS HEROES 220	2 292	443	24%	2 358
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 294	445	24%	2 354
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2025	1 849	Carga (130%) en Ocoña - San Jose (1000 MVA)	2 173	325	18%	2 243
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2025	1 849	PMC (5%)	2 173	325	18%	2 215
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2025	1 849	PMC (5%)	2 275	427	23%	2 319
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2025	1 849	PMC (5%)	2 180	332	18%	2 221
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2025	1 849	PMC (5%)	2 284	436	24%	2 332
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2025	1 849	PMC (5%)	2 178	330	18%	2 215
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 203	355	19%	2 326
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 303	454	25%	2 376
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 042	194	10%	2 323
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 308	460	25%	2 391
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 297	449	24%	2 380
	16	San José - Yarabamba	500	N-1	2025	1 849	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 299	450	24%	2 363
Estiaje 2025	1	Operación Normal	---	N	2025	1 899	Carga (100%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 209	311	16%	2 343
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 227	329	17%	2 268
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 275	376	20%	2 314
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 276	377	20%	2 315
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 113	215	11%	2 147
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 097	199	10%	2 133
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 230	331	17%	2 273
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 105	207	11%	2 136
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 218	320	17%	2 255
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2025	1 899	PMC (5%)	2 071	173	9%	2 106
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2025	1 899	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 187	288	15%	2 283
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2025	1 899	PMC (5%)	2 288	389	20%	2 330
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2025	1 899	Carga (120%) en Cachimayo - Dolorespata (71 MVA)	2 111	212	11%	2 278
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 299	400	21%	2 343
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 285	386	20%	2 330
	16	San José - Yarabamba	500	N-1	2025	1 899	PMC (5%)	2 282	383	20%	2 323

No se observan déficits de carga.

Tabla 4.41 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2025.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2025, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga de 275 MW en el periodo de avenida y de 311 MW en el periodo de estiaje. Los márgenes de carga se encontrarían limitados por sobrecarga de la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA) en avenida y por sobrecarga de la línea de 138 kV Cachimayo-Dolorespata (71 MVA) en estiaje. El margen de carga obtenido representa el 15% y 16% adicional sobre la demanda base, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.
- En condición N-1, se observa que los márgenes de carga serán mayores a 200 MW. A excepción de la salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse con margen de carga de 172 MW, en el periodo de estiaje. Asimismo, la salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Cotaruse-Socabaya con margen de carga de 194 MW.

De los resultados se verifica la necesidad de contar con el proyecto “Proyecto Ampliación de la Transformación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador) y Enlace 220 kV Montalvo-Moquegua (2do Circuito)”, la cual tiene fecha tentativa de Puesta en Operación Comercial (POC) en el año 2024. Asimismo, es importante el ingreso de la línea de 500 kV San José-Yarabamba (año 2024) para dar robustez al sistema de 500 kV.

4.2.6 Estabilidad permanente (o de pequeña señal)

El estudio de estabilidad permanente se realiza mediante el análisis modal, el cual permite determinar y caracterizar los modos de oscilación electromecánicos del sistema (oscilaciones entre máquinas o grupo de máquinas) para identificar aquellos modos críticos que poseen un amortiguamiento bajo o negativo. Los modos críticos comúnmente corresponden a oscilaciones entre máquinas o grupos de máquinas ubicadas en diferentes áreas (modos inter-área) o en una misma área (modo local). Para las simulaciones se usa modelos detallados de generador y controladores de los diferentes componentes del sistema. Asimismo, se activaron los Estabilizadores de Sistemas de Potencia PSS (*Power System Stabilizers*) de las principales centrales hidroeléctricas y térmicas del SEIN.

El análisis de estabilidad permanente se realiza sobre condiciones de operación normal y bajo contingencias, y los criterios de desempeño a utilizar, obtenidos del Procedimiento COES PR-20, son los siguientes:

- Para condiciones de operación normal (condición *N*, red completa), el amortiguamiento del sistema será como mínimo 5%.
- Para condiciones de operación bajo contingencias (condición *N-1*, red incompleta), el amortiguamiento del sistema post falla debe ser positivo, y en lo posible mayor al 2%.

Para verificar el nivel de amortiguamiento del sistema se realiza el análisis de estabilidad permanente para las condiciones de máxima demanda (condición *N*) y en contingencias considerando la salida de las siguientes líneas, las cuales tienen los efectos más severos sobre el sistema:

- Contingencia C1: Línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote.
- Contingencia C2: Línea de 500 kV Carapongo-Chilca.
- Contingencia C3: Línea de 500 kV Poroma-Ocoña.

Escenario: Avenida y Estiaje 2023

En la siguiente figura se muestra los eigenvalores correspondientes a modos oscilatorios ubicados en el plano complejo, considerando las referencias de amortiguamiento porcentual de 2%, 5% y 10%, para avenida y estiaje del año 2023.

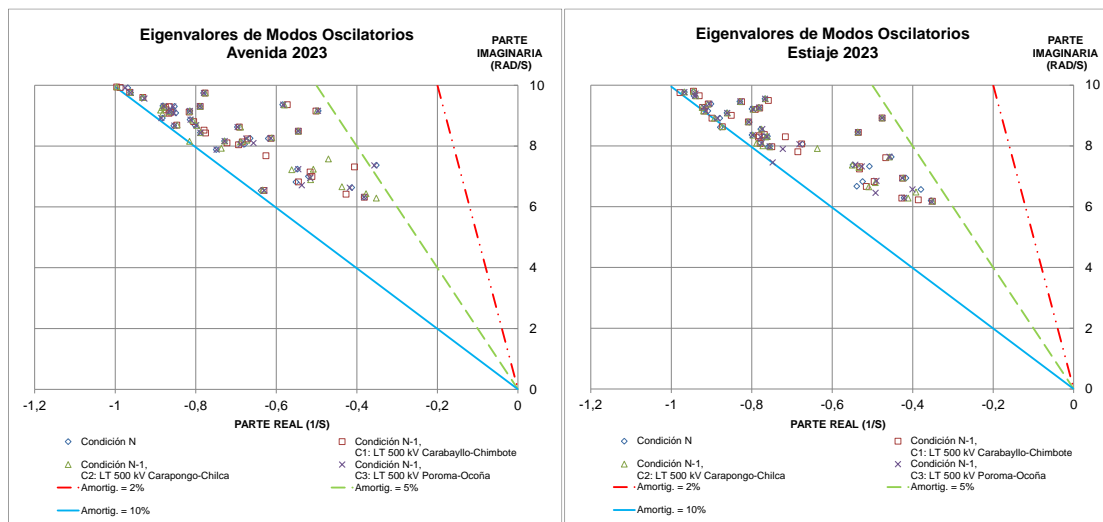


Figura 4.41 Eigenvalores de modos oscilatorios y amortiguamiento porcentual, avenida y estiaje 2023.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de la razón de amortiguamiento (%) y la frecuencia (Hz) del modo crítico (modo de menor amortiguamiento); asimismo se incluyen los grupos con mayor participación y observabilidad.

Escenario	Caso	Modos oscilatorios electromecánicos			Grupos con mayor participación y observabilidad	
		Razón de Amortiguamiento (%)	Frecuencia Amortiguada (Hz)	Tipo de Modo	Agrupación 1	Agrupación 2
Avenida 2023 Máxima	Condición N	4,7%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		4,8%	1,173	Inter área	CT Aguaytía, CH Chaglla, CH Ayanunga (Área Centro 2)	CH Mantaro, CT Las Flores, CT Termochilca (Área Centro 1)
		5,4%	1,458	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C1: LT 500 kV Carabayllo-Chimbote	4,7%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,5%	1,456	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C2: LT 500 kV Carapongo-Chilca	4,7%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,4%	1,458	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C3: LT 500 kV Poroma-Ocoña	4,7%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		4,8%	1,172	Inter área	CT Aguaytía, CH Chaglla, CH Ayanunga (Área Centro 2)	CH Mantaro, CT Las Flores, CT Termochilca (Área Centro 1)
		5,4%	1,458	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor

Tabla 4.42 Modos oscilatorios y participación de grupos, avenida 2023.

De los resultados se observa lo siguiente:

- En condición N, se presenta un modo de oscilación Inter área con un amortiguamiento de 4,8% (menor a la tolerancia de 5%) entre máquinas de CT Aguaytía, CH Chaglla y CH Ayanunga (Área Centro 2) que oscilan en contrafase con las máquinas de CH Mantaro, CT Las Flores y CT Termochilca (Área Centro 1).
- En condición N-1, para las salidas de líneas mostradas, todos los modos de oscilación presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 2%).
- Los modelos de las centrales que presentan modos de oscilación intra planta, con amortiguamiento menor a 5% deberán ser revisados.

Escenario	Caso	Modos oscilatorios electromecánicos			Grupos con mayor participación y observabilidad	
		Razón de Amortiguamiento (%)	Frecuencia Amortiguada (Hz)	Tipo de Modo	Agrupación 1	Agrupación 2
Estiaje 2023 Máxima	Condición N	4,72%	1,714	Intraplanta	CH Platanal G1	CH Platanal G2
		4,81%	1,595	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,34%	1,419	Local (Área Centro 1)	CT Aguaytía	CT Kallpa
	Condición N-1, C1: LT 500 kV Carabayllo-Chimbote	4,71%	1,715	Intraplanta	CH Platanal G1	CH Platanal G2
		4,86%	1,594	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,33%	1,420	Local (Área Centro 1)	CT Aguaytía	CT Kallpa
	Condición N-1, C2: LT 500 kV Carapongo-Chilca	4,71%	1,715	Intraplanta	CH Platanal G1	CH Platanal G2
		4,83%	1,594	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,33%	1,420	Local (Área Centro 1)	CT Aguaytía	CT Kallpa
	Condición N-1, C3: LT 500 kV Poroma-Ocoña	4,71%	1,715	Intraplanta	CH Platanal G1	CH Platanal G2
		4,83%	1,594	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,33%	1,419	Local (Área Centro 1)	CT Aguaytía	CT Kallpa

Tabla 4.43 Modos oscilatorios y participación de grupos, estiaje 2023.

De los resultados se observa lo siguiente:

- En condición N, todos los modos de oscilación inter área presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 5%).
- En condición N-1, para las salidas de líneas mostradas, todos los modos de oscilación presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 2%).
- Los modelos de las centrales que presentan modos de oscilación intra planta, con amortiguamiento menor a 5% deberán ser revisados.

Escenario: Avenida y Estiaje 2026

En la siguiente figura se muestra los eigenvalores correspondientes a modos oscilatorios ubicados en el plano complejo, considerando las referencias de amortiguamiento porcentual de 2%, 5% y 10%, para avenida y estiaje del año 2026.

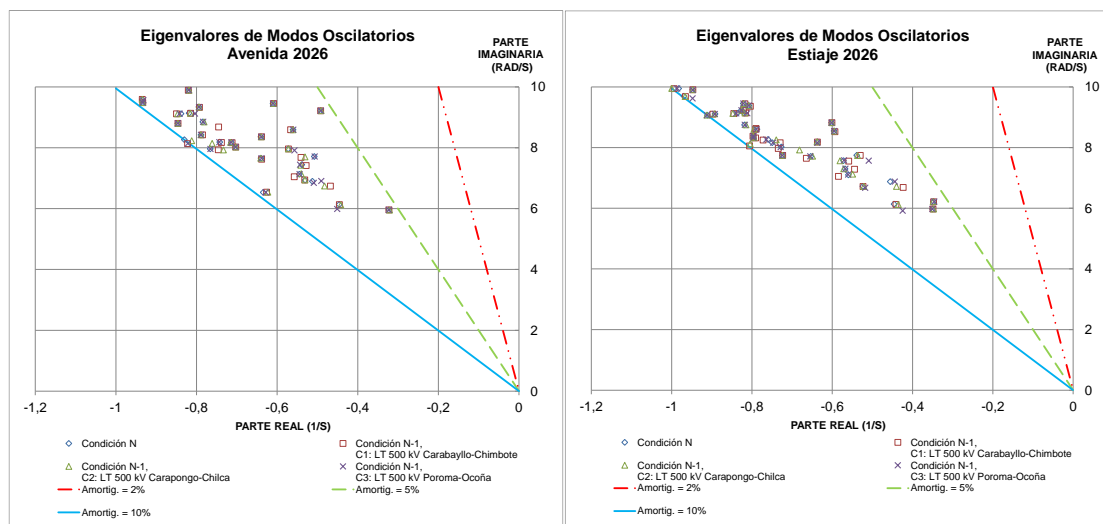


Figura 4.42 Eigenvalores de modos oscilatorios y amortiguamiento porcentual, avenida y estiaje 2026.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de la razón de amortiguamiento (%) y la frecuencia (Hz) del modo crítico (modo de menor amortiguamiento); asimismo se incluyen los grupos con mayor participación y observabilidad.

Escenario	Caso	Modos oscilatorios electromecánicos			Grupos con mayor participación y observabilidad	
		Razón de Amortiguamiento (%)	Frecuencia Amortiguada (Hz)	Tipo de Modo	Agrupación 1	Agrupación 2
Avenida 2026 Máxima	Condición N	4,66%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,10%	2,194	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,33%	1,467	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C1: LT 500 kV Carabayllo-Chimbote	4,72%	1,596	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,13%	2,190	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,33%	1,467	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C2: LT 500 kV Carapongo-Chilca	4,68%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,10%	2,193	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,32%	1,467	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor
	Condición N-1, C3: LT 500 kV Poroma-Ocoña	4,67%	1,597	Intraplanta	CT Aguaytía G1	CT Aguaytía G2
		5,10%	2,194	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,33%	1,467	Local (Área Centro 2)	CH Renovandes, CH La Virgen	CH Malpaso, CH Huanchor

Tabla 4.44 Modos oscilatorios y participación de grupos, avenida 2026.

De los resultados se observa lo siguiente:

- En condición N, todos los modos de oscilación inter área presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 5%).
- En condición N-1, para las salidas de líneas mostradas, todos los modos de oscilación presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 2%).
- Los modelos de las centrales que presentan modos de oscilación intra planta, con amortiguamiento menor a 5% deberán ser revisados.

Escenario	Caso	Modos oscilatorios electromecánicos			Grupos con mayor participación y observabilidad	
		Razón de Amortiguamiento (%)	Frecuencia Amortiguada (Hz)	Tipo de Modo	Agrupación 1	Agrupación 2
Estiaje 2026 Máxima	Condición N	5,17%	2,213	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,58%	0,990	Inter Área	CH Cerro del Águila (Área Centro 1)	CH San Gabán 1 y 2, CH San Gabán 3 (Área Sur Este)
	Condición N-1, C1: LT 500 kV Carabayllo-Chimbote	5,21%	2,212	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,59%	0,989	Inter Área	CH Cerro del Águila (Área Centro 1)	CH San Gabán 1 y 2, CH San Gabán 3 (Área Sur Este)
	Condición N-1, C2: LT 500 kV Carapongo-Chilca	5,17%	2,212	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,60%	0,989	Inter Área	CH Cerro del Águila (Área Centro 1)	CH San Gabán 1 y 2, CH San Gabán 3 (Área Sur Este)
	Condición N-1, C3: LT 500 kV Poroma-Ocoña	5,17%	2,213	Local (Área Norte)	CT San Jacinto	CH Cañon del Pato, CH Quitaracsa
		5,56%	0,990	Inter Área	CH Cerro del Águila (Área Centro 1)	CH San Gabán 3 (Área Sur Este)

Tabla 4.45 Modos oscilatorios y participación de grupos, estiaje 2026.

De los resultados se observa lo siguiente:

- En condición N, todos los modos de oscilación inter área presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 5%).
- En condición N-1, para las salidas de líneas mostradas, todos los modos de oscilación presentan un amortiguamiento adecuado (mayor a la tolerancia de 2%).

4.2.7 Estabilidad transitoria

Las evaluaciones de estabilidad transitoria se realizan mediante la observación de los ángulos y velocidades del rotor de los generadores en función del tiempo (simulación en el dominio del tiempo) y se usa como criterio el incremento asintótico de ángulos del rotor en las primeras oscilaciones para denotar un problema de inestabilidad transitoria. El tiempo de simulación comúnmente usado es de 10 segundos o el tiempo requerido para observar la extinción total de las oscilaciones electromecánicas. En las simulaciones dinámicas se incluyen los controladores de los principales componentes del sistema para la evaluación de estabilidad angular a primera oscilación.

Se definen los siguientes eventos relacionados a fallas trifásicas con apertura definitiva de la línea en falla:

- En $t = 0$ ms, falla trifásica franca en la línea al 50% de longitud.
- En $t = 100$ ms, apertura definitiva de la línea en falla.

Se definen los siguientes eventos relacionados a fallas monofásicas con recierre exitoso de la fase en falla de la línea:

- En $t = 0$ ms, falla monofásica franca a tierra (fase "a") en la línea al 50% de longitud.
- En $t = 100$ ms, apertura de la fase en falla.
- En $t = 600$ ms, eliminación de la falla y recierre exitoso de la fase en falla. Se utiliza un tiempo muerto de 500 ms.

Además de la determinación de la pérdida de sincronismo, el comportamiento dinámico fue evaluado a partir de criterios de desempeño obtenidos de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión".

Cabe resaltar que las simulaciones realizadas corresponden a dinámicas rápidas, propias para el análisis de estabilidad transitoria; por tanto, la apreciación de la inestabilidad de tensión no es completa debido a que los mecanismos de restauración inherentes en las cargas, necesarios para el análisis del comportamiento de las tensiones, deben ser modelados considerando también dinámicas rápidas (por ejemplo, cargas tipo motor). En todo caso, la indicación del colapso del sistema asociado a la inestabilidad de tensión se obtiene en forma directa a partir de los análisis de márgenes de carga y estabilidad de tensión, presentados en secciones anteriores.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de evaluación de estabilidad transitoria para avenida y estiaje en máxima demanda del año 2023, considerando fallas con salida de las principales líneas troncales del SEIN.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	327,3	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	332,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	210,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	L-2241	LaNiña-PiuraOeste	220	114,3	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	194,1	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	28,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	16,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	98,3	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	91,6	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250	PiuraOeste-Talara	220	0,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	32,0	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	L-2103/L-2104	Chilca-LaPlanicie	220	595,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	L-2105/L-2106	LaPlanicie-Carabayllo	220	76,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	587,4	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	293,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	360,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	195,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	213,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	230,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	354,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	566,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	235,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	134,7	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	238,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	433,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	315,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	37,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	109,6	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	407,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	398,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	104,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	235,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	419,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	307,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	173,5	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	106,6	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	74,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	49,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	69,7	1	3F	CH San Gabán, CH El Ángel	Inestabilidad Angular
	S-Ev11(1F)	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	69,7	1	1F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	10,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	78,8	1	3F	CH San Gabán, CH El Ángel	Inestabilidad Angular
S-Ev13(1F)	L-1051	SanRafael-Angel	138	69,7	1	1F	---	Estable	
S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azangaro	220	24,1	1	3F	---	Estable	

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 4.46 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2023.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	400,5	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	330,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	177,3	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	L-2241	LaNiña-PiuraOeste	220	77,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	171,8	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	0,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	8,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	85,5	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	83,5	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250	PiuraOeste-Talara	220	11,9	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	9,0	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	689,0	1	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	386,4	1	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	371,6	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	280,2	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	159,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	355,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	134,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	209,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	502,7	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	636,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	28,9	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	216,0	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	73,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	365,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	274,2	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	42,7	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	68,8	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	528,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	517,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	199,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	224,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	586,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	390,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	344,8	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	146,3	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	43,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	13,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	40,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	41,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	49,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	7,4	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea a 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

Tabla 4.47 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2023.

De los eventos simulados del año 2023, se puede mencionar lo siguiente:

- En la zona Sur, periodo de avenida, se presentan problemas de inestabilidad angular a causa de las fallas trifásicas con salidas de las líneas de 138 kV San Gabán-Azángaro y San Rafael-Ángel, las que producen pérdidas de sincronismo de las CCHH Ángel y San Gabán. En estos eventos se presentan oscilaciones no amortiguadas en la zona de Azángaro-San Gabán-Puno.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de evaluación de estabilidad transitoria para avenida y estiaje en máxima demanda del año 2026, considerando fallas con salida de las principales líneas troncales del SEIN.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	287,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	240,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	141,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	17,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	125,4	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	11,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	22,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	99,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	59,2	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	18,9	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	37,7	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	1511,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	474,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	427,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	343,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	348,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	347,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	172,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	290,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	340,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	536,3	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	120,3	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	1,9	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	42,9	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	287,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	356,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	59,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	107,6	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	423,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	415,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	257,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	187,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	491,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	186,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	154,7	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	30,3	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	74,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	50,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	66,1	1	3F	CH San Gabán, CH El Ángel	Inestabilidad Angular
	S-Ev11(1F)	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	66,1	1	1F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	35,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	76,2	1	3F	CH San Gabán, CH El Ángel	Inestabilidad Angular
S-Ev13(1F)	L-1051	SanRafael-Angel	138	66,1	1	1F	---	Estable	
S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azangaro	220	118,1	1	3F	---	Estable	

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 4.48 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2026.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	393,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	274,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	125,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	8,9	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	97,1	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	0,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	18,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	90,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	57,2	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	1,9	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	0,5	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	1612,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	651,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	426,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	308,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	315,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	373,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	133,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	226,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	289,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	383,7	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	7,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	76,4	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	190,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	274,2	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	281,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	60,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	66,7	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	341,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	334,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	74,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	58,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	396,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	240,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	273,6	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	80,8	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	44,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	15,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010	SanGabán-Azángaro	138	40,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	8,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	50,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	86,3	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

Tabla 4.49 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2026.

De los eventos simulados del año 2026, se puede mencionar lo siguiente:

- En la zona Sur, periodo de avenida, se presentan problemas de inestabilidad angular a causa de las fallas trifásicas con salidas de las líneas de 138 kV San Gabán-Azángaro y San Rafael-Ángel, las que producen pérdidas de sincronismo de las CCHH Ángel y San Gabán. En estos eventos se presentan oscilaciones no amortiguadas en la zona de Azángaro-San Gabán-Puno.
- Cabe resaltar que ante la salida de las líneas mencionadas tienen la opción de reducir de la generación en conjunto evitando la pérdida de sincronismo del total de la generación instalada.

5 DIAGNÓSTICO DE LARGO PLAZO PERIODO 2028-2032

El diagnóstico de condiciones operativas de largo plazo se realiza bajo condiciones de incertidumbre de variables tales como: demanda, oferta e hidrología. Esta incertidumbre de variables, son acotadas en valores máximos y mínimos, los cuales constituyen los “futuros extremos” o “nudos” de las variables consideradas. Finalmente, la combinación de estos futuros extremos conforma los escenarios de operación a simular y analizar con el modelo MODPLAN.

A continuación, se detalla el proceso del diagnóstico de largo plazo.

5.1 Diagnóstico de la operación económica

Para el diagnóstico del SEIN se hace un análisis de congestiones o sobrecargas en las principales líneas de transmisión; para tal fin se utiliza como herramienta el MODPLAN, con la cual se simula la operación económica del sistema en los años de corte (2028 y 2032), para los escenarios descritos anteriormente (114 y 114). De estas simulaciones se extraen y analizan los flujos de potencia en cada una de las líneas, poniendo especial interés en aquellas cuyos límites han sido superados, encontrando posibles problemas que podrían presentarse en el caso de materializarse alguno de los futuros analizados. Además, se analiza la energía no servida (ENS) en las barras, causada por las restricciones de transmisión. Estos análisis se realizan por cada área representativa del SEIN, las cuales se definen de acuerdo con su ubicación geográfica como se observa en la Figura 5.1.



Figura 5.1 Áreas representativas del SEIN

5.1.1 Análisis de sobrecargas y congestión en líneas de transmisión

En esta sección se analizarán las sobrecargas en líneas de transmisión, a partir de los flujos que resultan de las simulaciones en MODPLAN. Complementariamente, se analizará la congestión en las líneas, utilizando los indicadores HDN (Horas de Despacho No Económico) y MFI (MWh o GWh de Flujos Interrumpidos), indicados en la Norma. Estos índices son una medida del perjuicio que ocasionan las congestiones en las líneas, y difieren de los atributos utilizados en el Plan de Transmisión, en el cual se calculan como cocientes beneficio/costo¹¹.

5.1.1.1 Año 2028

En la siguiente Figura 5.2 se muestran el promedio de las máximas sobrecargas de líneas agrupadas por partes y por cada nudo de generación-demanda, para el año de corte 2028.

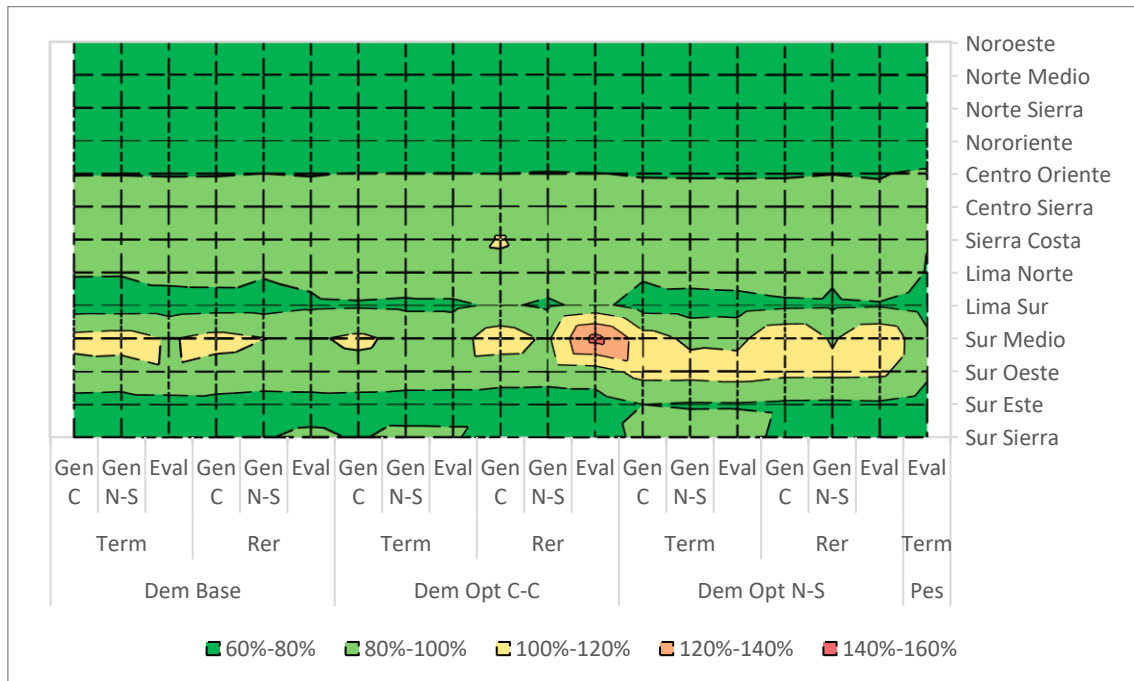


Figura 5.2 Resumen de nivel de carga del SEIN por partes y por escenario, año 2028.

A continuación, se muestra el detalle de las sobrecargas por partes, identificando las líneas que presentan problemas de sobrecarga y sus posibles causas.

¹¹ Los atributos beneficio costo de la norma están definidos como: $\Delta\text{HDN}/\text{costo}$ y $\Delta\text{MFI}/\text{Costo}$, ambos como beneficio costo de las opciones consideradas, comparados con el caso base sin opciones.

5.1.1.1.1 Zona Norte

Noreste

En la siguiente Tabla 5.1 se muestra las máximas cargas para cada línea del área Noreste por nudo de generación-demanda, con esta tabla se puede identificar que líneas presentan problemas de sobrecargas.

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista prioritada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
LT 500 kV La Niña - Piura	1400	2%	2%	1%	2%	1%	2%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	1%	2%	1%	3%
LT 500 kV Celendin - Piura	1400	17%	16%	15%	13%	14%	13%	12%	15%	18%	13%	14%	12%	14%	17%	14%	13%	13%	14%	11%
TP 500/220 kV Piura	600	39%	38%	34%	31%	33%	31%	28%	37%	42%	32%	33%	30%	34%	39%	32%	32%	29%	33%	32%
TP 500/220 kV La Niña	600	22%	22%	20%	19%	17%	19%	14%	17%	24%	14%	17%	13%	18%	22%	19%	14%	16%	17%	17%
LT 220 kV Zorrillos - Tumbes	152	8%	8%	7%	7%	8%	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	47%	47%	38%	45%	47%	47%	35%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	39%	39%	32%	38%	40%	39%	29%	39%	39%	40%	40%	40%	39%	39%	40%	39%	40%	40%	40%
LT 220 kV Pariñas - Zorrillos	152	23%	23%	22%	22%	22%	22%	21%	20%	23%	19%	22%	19%	22%	23%	23%	19%	22%	21%	21%
LT 220 kV Pariñas - Tumbes	250	12%	12%	11%	11%	11%	11%	10%	12%	9%	11%	9%	11%	11%	11%	9%	11%	10%	10%	
LT 220 kV Pariñas - Piura Oeste	180	52%	53%	42%	51%	59%	54%	40%	58%	52%	59%	57%	59%	58%	58%	47%	59%	49%	59%	53%
LT 220 kV Pariñas - Chira	180	58%	60%	47%	56%	64%	60%	44%	63%	58%	64%	62%	64%	63%	63%	54%	64%	54%	64%	58%
LT 220 kV Chira - Piura Oeste	180	41%	41%	33%	41%	49%	44%	31%	49%	41%	49%	47%	49%	48%	46%	34%	49%	40%	49%	44%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	19%	19%	17%	18%	15%	21%	15%	19%	19%	17%	17%	16%	17%	17%	28%	17%	18%	14%	14%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	18%	17%	17%	16%	15%	16%	15%	19%	17%	17%	17%	16%	17%	16%	21%	17%	21%	14%	24%
LT 220 kV La Niña - Chiclayo	180	22%	28%	22%	25%	18%	20%	12%	14%	23%	13%	14%	17%	16%	20%	31%	15%	24%	21%	37%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	30%	36%	29%	32%	22%	27%	17%	23%	31%	18%	22%	17%	24%	27%	39%	17%	31%	22%	44%
LT 220 kV Felam - Chiclayo	180	20%	22%	15%	19%	25%	22%	9%	20%	19%	19%	19%	24%	22%	23%	25%	22%	19%	27%	31%

Tabla 5.2 Área Noreste, niveles de carga al año 2028.

No se presentan sobrecargas en esta parte, debido a la inclusión de proyectos del Plan de Transmisión Vinculante.

Norte Medio

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista prioritada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	19%	18%	17%	15%	15%	15%	12%	16%	21%	14%	15%	13%	15%	19%	15%	14%	13%	15%	15%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	34%	33%	32%	29%	28%	30%	21%	23%	34%	19%	25%	18%	29%	34%	28%	19%	23%	25%	19%
TP 500/220 kV Trujillo	750	30%	31%	28%	26%	25%	26%	19%	26%	31%	20%	24%	20%	25%	28%	29%	20%	24%	22%	24%
TP 500/220 kV Chimbote	750	23%	25%	22%	21%	21%	23%	13%	21%	25%	18%	18%	18%	21%	21%	20%	17%	18%	18%	17%
LT 220 kV Chiclayo - Reque	332	74%	73%	46%	70%	73%	71%	43%	74%	73%	72%	72%	72%	71%	73%	67%	72%	56%	75%	60%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	332	30%	28%	28%	26%	38%	35%	24%	31%	29%	31%	26%	36%	33%	30%	34%	31%	23%	44%	40%
LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	150	44%	44%	40%	40%	40%	40%	43%	37%	44%	35%	40%	34%	39%	44%	43%	35%	40%	40%	39%
LT 220 kV Reque - Carhuaquero	450	16%	16%	15%	15%	14%	14%	16%	14%	16%	13%	14%	12%	14%	16%	16%	13%	14%	15%	14%
LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	332	34%	33%	29%	26%	32%	31%	23%	25%	31%	26%	26%	30%	31%	34%	29%	29%	23%	35%	34%
LT 220 kV Trujillo - Trujillo Nueva	2x375	29%	30%	28%	26%	24%	26%	18%	25%	30%	20%	24%	20%	24%	27%	29%	19%	23%	22%	24%
LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	167	19%	19%	19%	19%	19%	19%	13%	15%	19%	16%	16%	16%	18%	17%	16%	15%	17%	16%	15%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	2x152	43%	41%	38%	36%	36%	34%	29%	35%	45%	28%	36%	27%	35%	43%	39%	28%	34%	33%	30%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	64%	65%	65%	65%	65%	65%	71%	64%	65%	65%	65%	65%	65%	64%	65%	65%	65%	65%	65%

Tabla 5.3 Área Norte Medio, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas, debido a la inclusión de proyectos del Plan de Transmisión Vinculante.

Norte Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	4%	7%	5%	5%	5%	7%
LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	300	33%	28%	22%	28%	36%	36%	14%	32%	32%	29%	29%	36%	36%	32%	29%	35%	26%	40%	38%
LT 220 kV Cajamarca - Celendin	2x220	35%	36%	32%	33%	33%	34%	15%	27%	36%	25%	26%	26%	31%	34%	31%	25%	28%	29%	28%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	18%	18%	16%	16%	16%	16%	15%	17%	18%	15%	15%	15%	15%	18%	17%	15%	16%	15%	15%
LT 220 kV Caclic - Moyobamba	2x220	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	13%	13%	12%	12%	12%	12%	13%	13%	12%	12%	12%	12%
LT 220 kV Caclic - Jaen	2x320	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
LT 220 kV Cerro Corona - Cajamarca	343	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	8%	8%	8%	8%
LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	2x240	30%	29%	28%	28%	27%	27%	30%	28%	29%	26%	28%	25%	27%	30%	28%	26%	27%	26%	25%
TP 220/138 kV Carhuaquero	35	63%	63%	61%	60%	61%	61%	59%	61%	63%	59%	61%	59%	61%	63%	62%	59%	60%	61%	60%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	73%	72%	77%	77%	79%	78%	69%	73%	78%	78%	79%	79%	73%	71%	77%	76%	79%	77%	
TP 220/138 kV Jaen	60	15%	15%	16%	16%	17%	16%	16%	16%	15%	17%	16%	17%	17%	15%	16%	16%	17%	18%	17%
LT 138 kV Carhuaquero - Cutervo	130	11%	11%	10%	10%	15%	11%	10%	13%	10%	13%	12%	14%	13%	13%	12%	13%	12%	16%	14%
LT 138 kV Cutervo - Jaen	130	21%	20%	18%	22%	25%	22%	20%	21%	19%	22%	22%	25%	23%	24%	22%	23%	23%	25%	24%

Tabla 5.4 Área Norte Sierra, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se observan sobrecargas, debido a la inclusión de proyectos del Plan de Transmisión Vinculante.

Nororiente

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 500 kV Huanuco - Tocache	1400	33%	33%	31%	28%	29%	30%	22%	26%	36%	22%	28%	22%	30%	32%	30%	21%	27%	28%	26%
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	32%	32%	30%	27%	28%	29%	21%	25%	34%	21%	27%	21%	29%	31%	29%	20%	26%	27%	25%
TP 500/220 kV Celendin	750	27%	29%	29%	26%	25%	27%	17%	26%	28%	24%	25%	23%	24%	27%	27%	24%	25%	22%	23%
LT 220 kV Moyobamba - Tarapoto	2x320	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
TP 220/138 kV Tarapoto	120	19%	19%	18%	18%	18%	18%	17%	19%	19%	18%	18%	18%	18%	19%	19%	18%	18%	18%	18%
TP 220/138 kV Moyobamba	100	34%	34%	31%	31%	31%	31%	30%	34%	34%	31%	31%	31%	31%	34%	34%	31%	31%	31%	31%
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	41%	41%	41%	41%	45%	45%	37%	41%	41%	41%	41%	45%	45%	41%	41%	41%	41%	45%	45%
LT 138 kV Tocache - Bellavista	45	18%	18%	18%	18%	19%	19%	17%	18%	18%	18%	18%	19%	19%	18%	18%	18%	18%	19%	19%
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	12%	12%	12%	12%	13%	13%	11%	12%	12%	12%	12%	13%	13%	12%	12%	12%	12%	13%	13%
LT 138 kV Tarapoto - Moyobamba	45	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Tabla 5.5 Área Nororiente, niveles de carga al año 2028.

Para esta área no se presentan sobrecargas, debido a la inclusión de proyectos del Plan de Transmisión Vinculante.

5.1.1.1.2 Zona Centro

Centro Oriente

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Huánuco - Yanango	1400	29%	31%	31%	26%	27%	32%	14%	24%	30%	20%	21%	22%	27%	26%	22%	21%	20%	23%	17%
TP 500/220 kV Huánuco	600	58%	58%	58%	57%	51%	51%	67%	60%	58%	59%	58%	52%	52%	59%	57%	59%	57%	52%	49%
LT 220 kV Chaglla - Huánuco	2x245	47%	47%	47%	47%	46%	46%	48%	47%	47%	47%	46%	46%	47%	47%	47%	47%	46%	46%	46%
LT 220 kV Huánuco - Paragsha	2x245	10%	9%	11%	10%	13%	12%	12%	11%	8%	11%	10%	12%	11%	11%	10%	11%	13%	12%	12%
LT 220 kV Tingo Maria - Huánuco	191	48%	48%	48%	48%	47%	46%	51%	48%	48%	48%	47%	47%	48%	48%	48%	47%	47%	46%	46%
LT 220 kV Huánuco - Vizcarra	191	34%	34%	34%	34%	37%	37%	20%	34%	34%	32%	32%	37%	37%	34%	34%	32%	33%	37%	37%
LT 220 kV Huánuco - Yungas	450	25%	25%	25%	24%	27%	27%	15%	25%	25%	23%	24%	27%	27%	25%	25%	23%	24%	27%	27%
LT 220 kV Tingo Maria - Tingo Maria N	450	30%	30%	30%	30%	32%	32%	27%	31%	30%	29%	29%	32%	32%	30%	30%	29%	30%	31%	32%
LT 220 kV Tingo Maria N - Chaglla	450	18%	18%	18%	18%	18%	19%	15%	17%	18%	17%	17%	19%	18%	18%	17%	18%	18%	19%	19%
LT 220 kV Aguaytía - Tingo Maria	191	36%	35%	32%	35%	35%	35%	32%	37%	35%	36%	35%	35%	35%	36%	35%	36%	35%	36%	36%
LT 220 kV Aguaytía - Tingo Maria N	450	35%	34%	31%	34%	34%	34%	32%	37%	34%	35%	34%	34%	34%	35%	34%	35%	34%	37%	37%
TP 220/138 kV Huánuco	100	27%	27%	26%	27%	34%	36%	23%	26%	27%	28%	28%	35%	35%	27%	27%	27%	27%	35%	36%
TP 220/138 kV Tingo Maria	100	38%	38%	34%	38%	42%	46%	34%	38%	37%	34%	35%	43%	45%	35%	38%	36%	35%	43%	45%
TP 220/138/22.9 kV Aguaytía	120	59%	59%	59%	59%	64%	64%	56%	59%	59%	59%	59%	64%	64%	59%	59%	59%	63%	64%	64%
LT 138 kV Santa Lorenza - Amarilis	75	21%	19%	22%	20%	25%	24%	24%	21%	19%	21%	20%	25%	23%	21%	21%	21%	22%	27%	25%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo Maria	45	70%	70%	70%	70%	71%	71%	74%	70%	70%	71%	70%	71%	71%	70%	71%	71%	71%	71%	72%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	79%	79%	80%	80%	80%	80%	83%	79%	79%	80%	80%	80%	80%	79%	80%	80%	80%	80%	81%
LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	2x80	38%	38%	38%	38%	41%	41%	37%	38%	38%	38%	38%	41%	41%	38%	38%	38%	38%	41%	41%

Tabla 5.6 Área Centro Oriente, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Centro Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	31%	35%	34%	36%	36%	38%	46%	33%	33%	34%	34%	36%	37%	31%	35%	34%	34%	38%	36%
LT 220 kV Conococha - Kiman Ayllu	2x180	20%	20%	24%	16%	12%	16%	13%	15%	19%	10%	13%	9%	11%	20%	17%	10%	15%	11%	11%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	44%	46%	46%	45%	42%	51%	56%	39%	47%	41%	45%	41%	49%	40%	46%	41%	45%	42%	44%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	152	54%	58%	53%	51%	48%	58%	60%	40%	56%	38%	41%	44%	55%	50%	47%	39%	44%	43%	46%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	45%	45%	45%	45%	45%	45%	46%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	49%	55%	47%	53%	46%	52%	37%	42%	53%	38%	42%	40%	46%	49%	46%	38%	45%	43%	40%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	23%	26%	23%	25%	23%	25%	13%	21%	25%	19%	21%	21%	23%	23%	22%	19%	22%	22%	20%
LT 220 kV Vizcarra - Conococha	191	26%	25%	28%	23%	31%	26%	31%	25%	26%	27%	26%	30%	30%	24%	25%	27%	29%	30%	32%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	33%	32%	35%	30%	30%	32%	21%	29%	33%	26%	29%	25%	33%	33%	30%	25%	28%	29%	27%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	180	73%	72%	72%	72%	80%	80%	41%	72%	72%	73%	73%	80%	80%	72%	72%	73%	73%	80%	80%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	191	34%	33%	34%	33%	37%	37%	22%	33%	34%	34%	35%	36%	37%	33%	33%	34%	34%	37%	37%
LT 220 kV Yungas - Antamina	191	74%	74%	74%	74%	82%	81%	42%	74%	74%	74%	74%	81%	81%	74%	74%	74%	74%	82%	81%

Tabla 5.7 Área Centro Sierra, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Sierra-Costa

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro							Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2			
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	49%	46%	51%	50%	41%	40%	49%	58%	47%	56%	51%	52%	42%	51%	50%	56%	53%	46%	46%	
LT 500 kV Colcabamba - Yanango	1400	34%	41%	34%	34%	35%	55%	25%	37%	37%	35%	30%	32%	36%	23%	29%	36%	30%	36%	31%	
LT 500 kV Yanango - Carapongo	1400	22%	27%	21%	24%	28%	36%	20%	19%	29%	15%	21%	22%	36%	17%	23%	16%	19%	29%	27%	
TP 500/220 kV Colcabamba	750	81%	80%	81%	80%	79%	79%	80%	81%	80%	81%	80%	80%	81%	82%	80%	81%	80%	80%	79%	
TP 500/220 kV Yanango	600	30%	30%	30%	30%	28%	28%	30%	32%	31%	31%	31%	29%	29%	31%	30%	31%	30%	29%	28%	
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	63%	60%	69%	61%	70%	65%	74%	63%	58%	64%	57%	67%	55%	65%	65%	65%	63%	72%	68%	
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	2x152	50%	49%	55%	50%	55%	49%	63%	49%	47%	51%	45%	52%	57%	51%	54%	52%	51%	57%	54%	
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	75%	77%	78%	74%	83%	91%	61%	76%	79%	73%	69%	83%	88%	69%	73%	77%	70%	82%	81%	
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	52%	54%	55%	51%	56%	64%	36%	48%	52%	46%	46%	52%	57%	46%	50%	47%	48%	57%	54%	
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	44%	49%	46%	44%	48%	55%	42%	40%	46%	40%	44%	56%	41%	45%	38%	41%	49%	48%		
LT 220 kV Huanza - Carabaylo	250	65%	68%	64%	65%	68%	71%	62%	59%	66%	58%	61%	62%	72%	62%	65%	58%	63%	68%	66%	
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	60%	63%	64%	59%	65%	74%	44%	55%	61%	55%	54%	62%	65%	55%	58%	53%	55%	66%	64%	
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	60%	63%	63%	59%	64%	72%	40%	52%	61%	52%	58%	64%	55%	56%	49%	53%	62%	62%		
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	55%	61%	48%	54%	49%	59%	55%	50%	66%	49%	55%	47%	75%	46%	48%	45%	48%	39%	53%	
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	39%	48%	36%	51%	43%	51%	56%	40%	47%	39%	49%	46%	41%	39%	51%	40%	51%	44%	55%	
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	2x152	72%	85%	70%	81%	78%	94%	72%	62%	84%	62%	71%	73%	102%	66%	80%	61%	70%	77%	78%	
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	34%	31%	30%	32%	42%	40%	29%	32%	32%	33%	32%	40%	39%	33%	32%	33%	33%	43%	41%	
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	42%	46%	42%	45%	37%	47%	57%	35%	46%	38%	43%	34%	47%	38%	47%	37%	46%	34%	48%	

Tabla 5.8 Área Sierra-Costa, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Lima Norte

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro							Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2			
LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	1000	52%	52%	49%	46%	44%	48%	30%	37%	53%	30%	37%	28%	42%	49%	38%	30%	34%	37%	25%	
TP 500/220 kV Carabaylo	2x600	44%	51%	44%	51%	57%	62%	42%	46%	52%	45%	46%	59%	63%	46%	50%	45%	46%	57%	56%	
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	16%	15%	13%	12%	9%	9%	11%	14%	16%	11%	13%	8%	7%	16%	15%	10%	12%	9%	11%	
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	18%	17%	15%	14%	11%	11%	14%	16%	18%	13%	15%	10%	9%	19%	17%	12%	14%	11%	10%	
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	14%	14%	11%	10%	10%	9%	10%	12%	14%	9%	11%	10%	8%	15%	13%	9%	10%	11%	12%	
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	32%	32%	27%	28%	26%	29%	21%	23%	34%	23%	23%	20%	26%	32%	26%	22%	24%	24%	18%	
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	27%	28%	23%	24%	21%	24%	17%	19%	29%	18%	19%	19%	21%	27%	22%	18%	20%	22%	21%	
LT 220 kV TPCH - Huacho	180	33%	35%	35%	37%	34%	38%	44%	32%	35%	34%	36%	36%	37%	33%	38%	34%	38%	35%	41%	
LT 220 kV Zapallal - TPCH	180	25%	27%	28%	29%	26%	30%	36%	24%	27%	26%	28%	28%	29%	25%	30%	26%	30%	27%	33%	
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	52%	56%	55%	61%	57%	65%	66%	56%	55%	57%	56%	62%	63%	52%	60%	57%	58%	63%	65%	
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	34%	32%	33%	28%	29%	33%	33%	25%	35%	22%	24%	26%	29%	32%	25%	23%	25%	26%	26%	
LT 220 kV Carabaylo - Zapallal	2x476	33%	40%	33%	39%	41%	47%	32%	32%	41%	32%	35%	40%	49%	33%	39%	32%	34%	40%	40%	
LT 220 kV Carabaylo - Mirador	2x391	45%	49%	46%	49%	52%	57%	43%	44%	49%	44%	46%	53%	57%	44%	48%	44%	46%	53%	54%	
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	36%	39%	36%	39%	41%	46%	35%	35%	38%	35%	36%	42%	45%	34%	39%	35%	36%	41%	42%	
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	43%	60%	46%	61%	52%	72%	55%	43%	57%	44%	47%	54%	68%	43%	60%	44%	52%	52%	56%	
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	56%	56%	56%	56%	64%	64%	49%	56%	56%	56%	56%	64%	64%	56%	56%	56%	56%	64%	64%	
LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	4x189	50%	52%	53%	53%	53%	55%	53%	50%	52%	51%	51%	54%	53%	50%	52%	51%	53%	54%	54%	

Tabla 5.9 Área Lima Norte, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Lima Sur

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	60%	61%	59%	59%	60%	63%	50%	58%	61%	55%	58%	63%	63%	57%	57%	55%	56%	58%	57%	
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	40%	42%	39%	38%	44%	46%	29%	35%	45%	32%	37%	39%	49%	39%	38%	33%	34%	43%	40%	
LT 500 kV Chilca - Planicie	1400	73%	74%	71%	71%	77%	80%	58%	70%	74%	67%	69%	79%	81%	69%	69%	67%	67%	75%	73%	
LT 500 kV Planicie - Carabayllo	1400	34%	33%	32%	31%	32%	33%	25%	27%	34%	27%	29%	29%	33%	31%	28%	26%	28%	28%	24%	
TP 500/220 kV Carapongo	750	58%	60%	57%	59%	69%	73%	48%	56%	58%	56%	57%	70%	70%	56%	58%	56%	57%	69%	69%	
TP 500/220 kV Planicie	600	54%	61%	53%	60%	63%	71%	50%	51%	60%	51%	54%	64%	70%	52%	59%	51%	54%	62%	63%	
TP 500/220 kV Planicie	750	54%	61%	53%	60%	63%	71%	50%	51%	60%	51%	54%	64%	70%	52%	59%	51%	54%	62%	63%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x152	37%	48%	47%	48%	40%	56%	36%	34%	49%	33%	48%	41%	56%	34%	47%	33%	47%	38%	48%	
LT 220 kV Planicie - Industriales	2x400	62%	73%	62%	72%	71%	85%	59%	59%	70%	58%	61%	72%	82%	58%	71%	58%	63%	71%	72%	
LT 220 kV Planicie - Manchay	2x328	23%	23%	23%	23%	26%	26%	20%	23%	23%	23%	26%	26%	23%	23%	23%	23%	26%	26%	26%	
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x328	11%	11%	11%	11%	13%	13%	10%	11%	11%	11%	13%	13%	11%	11%	11%	11%	13%	13%	13%	
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x330	39%	39%	39%	39%	45%	45%	35%	39%	39%	39%	39%	45%	45%	39%	39%	39%	39%	45%	45%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x495	48%	49%	48%	48%	55%	56%	42%	48%	48%	48%	55%	56%	48%	48%	47%	48%	55%	55%	55%	
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	71%	72%	69%	71%	76%	79%	64%	71%	72%	70%	72%	78%	82%	69%	71%	70%	70%	76%	77%	
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	41%	43%	40%	42%	43%	45%	38%	41%	43%	41%	43%	45%	49%	40%	41%	40%	41%	43%	44%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	86%	86%	83%	85%	92%	95%	77%	84%	86%	84%	86%	93%	93%	83%	85%	84%	84%	93%	93%	
LT 220 kV Matucana - Callahuana	229	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	
LT 220 kV Callahuana - Carapongo	2x340	52%	58%	51%	57%	53%	61%	54%	48%	57%	47%	52%	50%	64%	49%	56%	47%	52%	53%	53%	
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	2x340	71%	78%	70%	77%	76%	85%	70%	68%	76%	68%	69%	75%	82%	69%	76%	67%	72%	76%	76%	
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarría	2x340	48%	50%	48%	49%	54%	57%	47%	46%	56%	46%	50%	53%	64%	47%	49%	46%	46%	54%	53%	
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x343	54%	62%	54%	61%	57%	69%	54%	48%	62%	48%	55%	66%	71%	49%	59%	48%	53%	57%	58%	

Tabla 5.10 Área Lima Sur, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Sur Medio

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	
LT 500 kV Chilca - Poroma	841	51%	55%	53%	60%	40%	46%	58%	76%	57%	72%	64%	56%	54%	55%	58%	73%	63%	46%	53%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	60%	63%	48%	61%	55%	58%	52%	62%	64%	57%	63%	57%	59%	57%	47%	56%	51%	49%	42%	
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	54%	57%	43%	56%	49%	52%	47%	56%	58%	51%	57%	52%	53%	51%	43%	51%	46%	44%	37%	
TP 500/220 kV Chilca	2x600	87%	88%	82%	86%	83%	85%	79%	86%	89%	85%	89%	83%	96%	85%	86%	83%	86%	81%	80%	
TP 500/220 kV Poroma	450	30%	63%	24%	43%	28%	82%	14%	33%	89%	18%	68%	32%	102%	22%	19%	20%	19%	26%	24%	
TP 500/220 kV Poroma	750	30%	63%	24%	43%	28%	82%	14%	33%	89%	18%	68%	32%	102%	22%	19%	20%	19%	26%	24%	
LT 220 kV Chilca CTM - Chilca REP	655	74%	74%	73%	77%	84%	84%	68%	75%	74%	76%	75%	87%	78%	75%	79%	77%	81%	85%	87%	
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	94%	94%	98%	98%	92%	90%	84%	109%	94%	106%	98%	103%	82%	96%	98%	108%	100%	95%	96%	
LT 220 kV Asia - Cantera	152	73%	73%	77%	77%	69%	67%	67%	88%	73%	86%	77%	81%	67%	75%	77%	88%	80%	72%	74%	
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	58%	59%	63%	62%	53%	51%	55%	73%	58%	71%	63%	64%	86%	61%	62%	73%	65%	56%	57%	
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	87%	87%	91%	91%	83%	81%	81%	102%	87%	100%	91%	95%	74%	89%	91%	102%	94%	86%	88%	
LT 220 kV Desierto - Chincha	152	59%	59%	63%	63%	55%	53%	54%	74%	59%	71%	63%	66%	85%	61%	63%	74%	65%	58%	59%	
LT 220 kV Chincha - Independencia	152	34%	45%	38%	37%	37%	66%	31%	47%	50%	45%	39%	39%	110%	36%	37%	47%	40%	30%	38%	
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	54%	89%	41%	71%	63%	114%	39%	51%	90%	44%	79%	69%	53%	37%	57%	44%	53%	45%	64%	
LT 220 kV Ica - Intermedia	180	79%	117%	40%	96%	92%	147%	28%	75%	118%	68%	106%	99%	81%	52%	81%	51%	77%	73%	93%	
LT 220 kV Intermedia - Nazca	180	71%	72%	36%	68%	67%	46%	64%	74%	57%	84%	72%	82%	87%	66%	81%	64%	80%	55%	66%	
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	71%	65%	38%	61%	66%	42%	62%	73%	53%	81%	68%	80%	81%	68%	73%	65%	75%	57%	66%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	28%	42%	29%	27%	28%	100%	25%	27%	100%	27%	42%	28%	101%	28%	27%	27%	27%	28%	28%	
LT 220 kV Ica - Intermedia	450	32%	47%	16%	39%	37%	59%	11%	30%	47%	27%	42%	40%	32%	21%	33%	20%	31%	29%	37%	
LT 220 kV Intermedia - Poroma	450	28%	28%	15%	26%	27%	18%	25%	29%	22%	33%	28%	32%	34%	26%	31%	26%	31%	22%	27%	
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x450	11%	16%	11%	11%	11%	39%	10%	11%	39%	11%	17%	11%	40%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	180	60%	60%	64%	63%	56%	55%	56%	73%	60%	71%	64%	66%	62%	62%	63%	73%	66%	59%	60%	

Tabla 5.11 Área Sur Medio, niveles de carga al año 2028.

TP 500/220 kV Poroma

Se observan sobrecargas máximas del orden de 2 % en un escenario, en la Figura 5.3 se observa que la línea tiene 344 horas de congestión y 7 GWh de MFI como máximo.

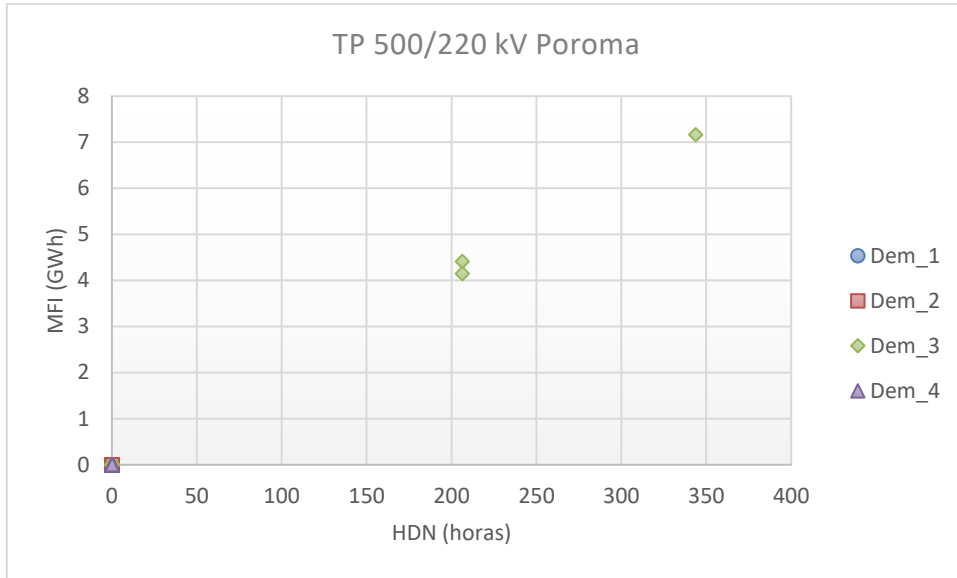


Figura 5.3 HDN y MFI de la TP 500/220 kV Poroma, año 2028.

LT 220 kV Chilca REP – Asia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 9 % en varios escenarios, en la Figura 5.4 se observa que la línea tiene 420 horas de congestión y 15 GWh de MFI como máximo.

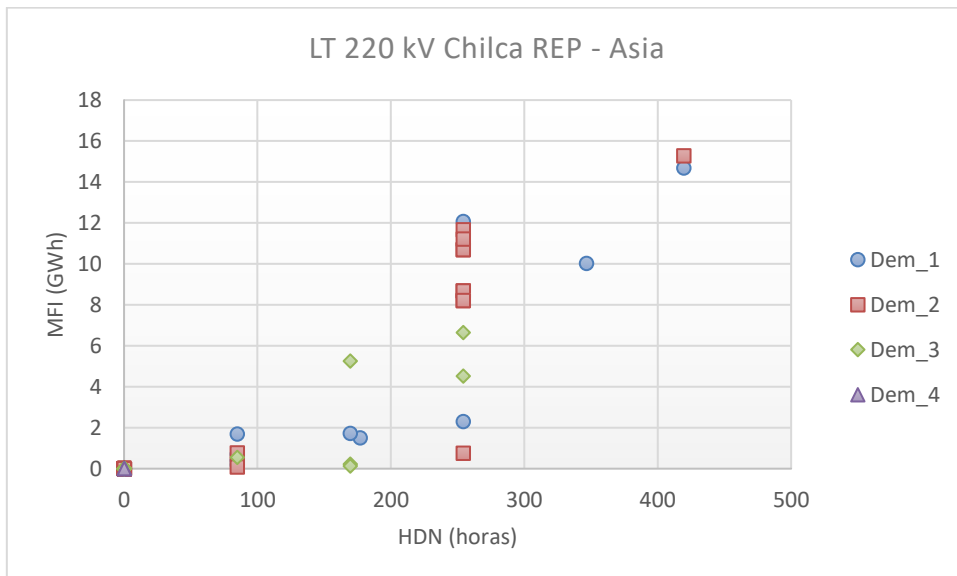


Figura 5.4 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca REP – Asia, año 2028.

LT 220 kV Chilca REP – Desierto

Se observan sobrecargas máximas del orden de 2 % en algunos escenarios, en la Figura 5.5 se observa que la línea tiene 254 horas de congestión y 5 GWh de MFI como máximo.

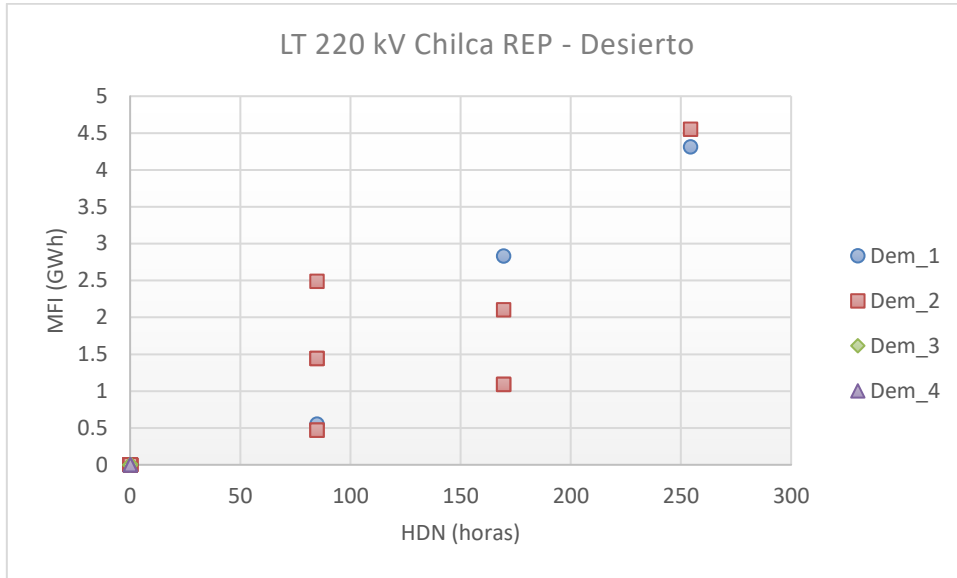


Figura 5.5 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca REP – Desierto, año 2028.

LT 220 kV Chinchá – Independencia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 10 % en un escenario, en la Figura 5.6 se observa que la línea tiene 691 horas de congestión y 21 GWh de MFI como máximo.

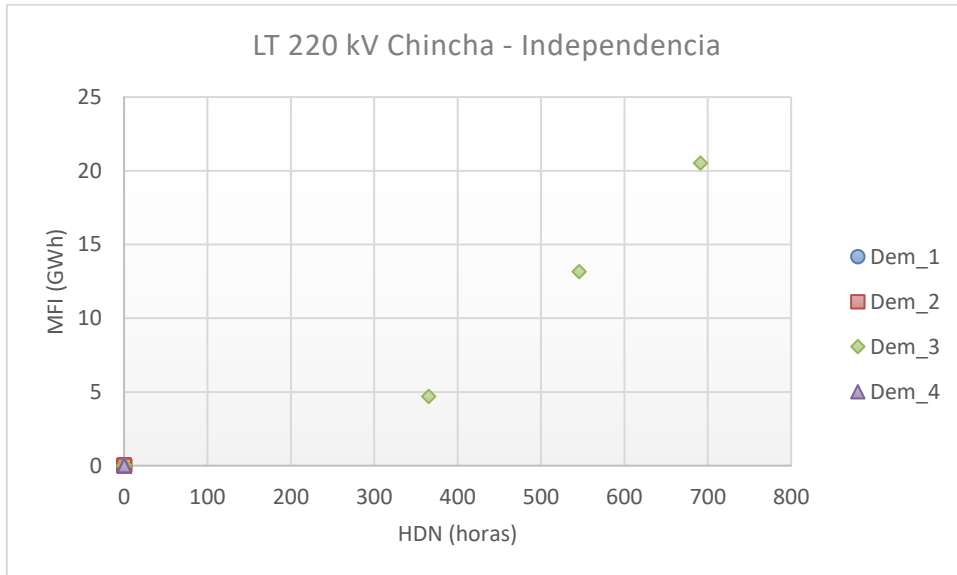


Figura 5.6 HDN y MFI de la LT 220 kV Chinchá – Independencia, año 2028.

LT 220 kV Independencia – Ica

Se observan sobrecargas máximas del orden de 14 % en un escenario, en la Figura 5.7 se observa que la línea tiene 357 horas de congestión y 15 GWh de MFI como máximo.

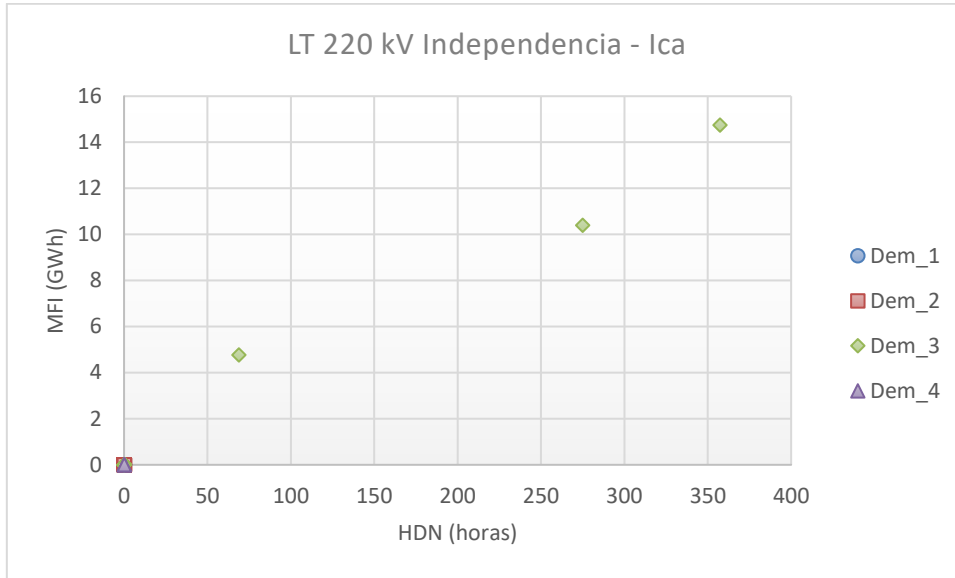


Figura 5.7 HDN y MFI de la LT 220 kV Independencia – Ica, año 2028.

LT 220 kV Ica – Intermedia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 47 % en algunos escenarios con futuro con mayor generación renovable, en la Figura 5.8 se observa que la línea tiene 2265 horas de congestión y 239 GWh de MFI como máximo.

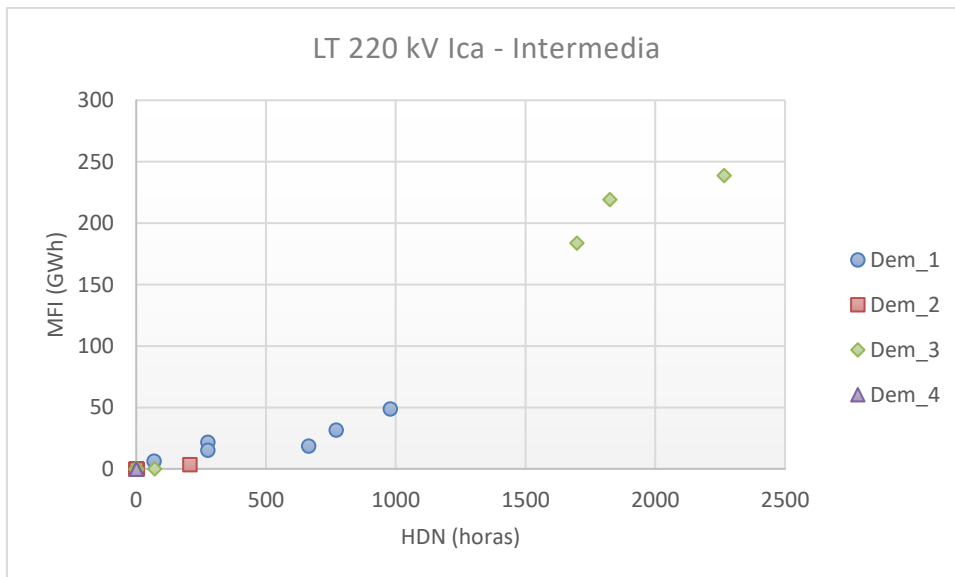


Figura 5.8 HDN y MFI de la LT 220 kV Ica – Intermedia, año 2028.

LT 220 kV Marcona – Poroma

Se observan sobrecargas máximas del orden de 1 % en un caso puntual, en la Figura 5.9 se observa que la línea tiene 756 horas de congestión y 2 GWh de MFI como máximo.

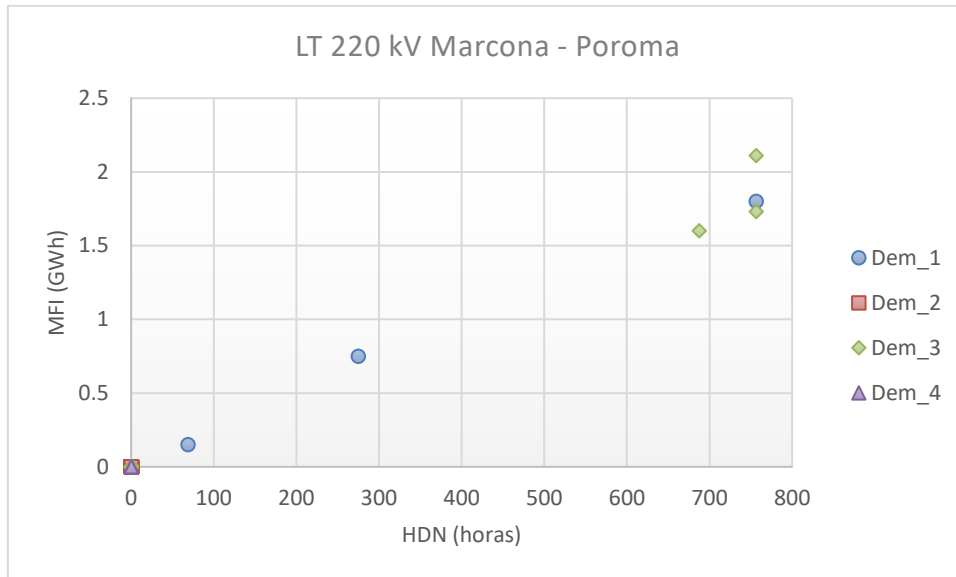


Figura 5.9 HDN y MFI de la LT 220 kV Marcona – Poroma , año 2028.

5.1.1.1.3 Zona Sur

Sur Oeste

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorada								Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2			
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	58%	61%	46%	59%	53%	56%	50%	60%	61%	54%	60%	55%	57%	55%	45%	54%	49%	47%	40%	
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	40%	41%	29%	41%	44%	37%	32%	53%	41%	45%	42%	49%	39%	40%	32%	46%	34%	45%	28%	
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	17%	17%	14%	17%	23%	16%	14%	17%	16%	17%	16%	16%	19%	14%	16%	15%	23%	17%		
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	23%	20%	23%	19%	31%	24%	13%	25%	20%	24%	21%	26%	24%	26%	23%	24%	22%	31%	25%	
TP 500/220 kV San Jose	2x600	24%	24%	24%	23%	23%	23%	23%	25%	25%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	23%	23%	23%	
TP 500/220 kV Montalvo	750	47%	39%	46%	38%	42%	35%	36%	52%	39%	48%	48%	49%	43%	44%	31%	48%	33%	39%	27%	
TP 500/220 kV Montalvo	750	47%	39%	46%	38%	42%	35%	36%	52%	39%	48%	48%	49%	43%	44%	31%	48%	33%	39%	27%	
TP 500/220 kV Yarabamba	750	72%	65%	68%	63%	66%	60%	55%	82%	66%	72%	72%	75%	67%	73%	64%	73%	63%	67%	59%	
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x600	44%	39%	42%	38%	40%	36%	34%	50%	40%	44%	44%	46%	41%	44%	39%	44%	39%	41%	36%	
LT 220 kV San Jose - San Luis CV	2x600	25%	25%	23%	23%	23%	23%	22%	25%	25%	23%	23%	23%	23%	25%	25%	23%	23%	23%	23%	
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	63%	57%	27%	56%	73%	61%	21%	59%	55%	48%	28%	60%	44%	68%	63%	48%	55%	71%	65%	
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	700	57%	46%	55%	45%	52%	47%	44%	63%	47%	58%	58%	59%	52%	56%	41%	58%	45%	51%	37%	
LT 220 kV Moquegua - Tía María	300	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
LT 220 kV Moquegua - Ilo3	300	28%	28%	28%	28%	28%	28%	23%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	27%	27%	
LT 220 kV Ilo3 - Tía María	300	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	700	33%	26%	32%	26%	30%	27%	25%	37%	27%	34%	34%	34%	30%	33%	24%	34%	26%	30%	22%	
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	25%	25%	22%	22%	22%	22%	19%	25%	25%	22%	22%	22%	22%	25%	24%	22%	22%	21%	21%	
LT 220 kV Montalvo - Los Héroes	250	15%	15%	13%	13%	13%	13%	12%	15%	15%	13%	13%	13%	13%	15%	14%	13%	13%	13%	13%	

Tabla 5.12 Área Sur Oeste, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas, debido a la inclusión de proyectos del Plan de Transmisión Vinculante.

Sur Este

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	2x505	40%	38%	36%	39%	37%	32%	36%	43%	37%	41%	40%	39%	38%	41%	37%	41%	39%	36%	33%
LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	2x505	20%	20%	20%	20%	19%	17%	21%	23%	21%	22%	21%	21%	19%	21%	20%	22%	20%	18%	18%
LT 220 kV Tintaya - Azángaro	450	9%	30%	29%	9%	10%	31%	9%	6%	29%	7%	7%	8%	28%	10%	30%	7%	9%	11%	31%
LT 220 kV Tintaya - Socabaya	2x200	56%	52%	40%	53%	53%	47%	40%	56%	50%	53%	53%	52%	44%	57%	48%	53%	51%	53%	44%
LT 220 kV Onocora - Tintaya	2x300	15%	12%	17%	15%	14%	11%	14%	15%	12%	15%	15%	13%	15%	12%	15%	15%	15%	14%	11%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	30%	25%	35%	30%	30%	23%	29%	31%	25%	31%	31%	31%	27%	30%	24%	31%	31%	29%	24%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	52%	48%	62%	51%	48%	44%	49%	54%	47%	52%	51%	50%	46%	51%	48%	51%	50%	47%	43%
LT 220 kV Suriray - Abancay	250	33%	36%	64%	33%	34%	37%	32%	31%	35%	32%	31%	32%	34%	33%	36%	32%	33%	34%	37%
LT 220 kV Abancay - Cotaruse	250	26%	25%	36%	24%	21%	18%	19%	27%	24%	24%	24%	22%	20%	26%	24%	24%	23%	20%	19%
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	15%	17%	44%	14%	16%	20%	14%	17%	14%	14%	14%	13%	18%	16%	17%	14%	14%	16%	20%
TP 220/138 kV Tintaya	125	30%	28%	22%	22%	22%	21%	17%	28%	29%	22%	22%	22%	21%	30%	29%	22%	23%	22%	21%
TP 220/138 kV Kayra	120	69%	70%	65%	60%	61%	62%	54%	69%	70%	60%	60%	60%	61%	69%	70%	60%	60%	61%	62%
TP 220/138 kV Suriray	225	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
TP 220/138 kV Abancay	120	78%	77%	73%	73%	70%	68%	68%	80%	76%	73%	74%	72%	71%	78%	76%	73%	72%	69%	67%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	25%	52%	51%	26%	28%	54%	31%	21%	51%	22%	23%	22%	50%	27%	53%	22%	26%	27%	55%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	15%	18%	12%	13%	15%	17%	11%	15%	18%	13%	12%	14%	16%	16%	18%	13%	13%	14%	17%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	8%	10%	11%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	8%	10%	9%	9%	8%	11%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	35%	38%	32%	30%	32%	34%	27%	35%	37%	31%	29%	32%	34%	35%	38%	31%	31%	31%	34%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	26%	24%	24%	24%	22%	20%	22%	27%	24%	25%	25%	24%	22%	26%	24%	24%	24%	21%	20%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	64%	64%	64%	64%	64%	64%	65%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay	120	45%	43%	42%	43%	40%	38%	40%	47%	43%	43%	43%	42%	40%	45%	42%	43%	42%	38%	37%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	19%	19%	16%	20%	21%	15%	18%	15%	19%	20%	20%	20%	15%	19%	20%	19%	21%	21%	17%

Tabla 5.13 Área Sur Este, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Sur Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 220 kV Puno - Moquegua	150	90%	77%	52%	83%	84%	68%	53%	86%	73%	73%	74%	79%	52%	91%	66%	74%	79%	84%	59%
LT 220 kV Juliaca - Puno	450	18%	14%	13%	17%	17%	13%	9%	17%	13%	14%	15%	16%	13%	19%	12%	14%	16%	18%	13%
LT 220 kV Azángaro - Juliaca	450	9%	16%	17%	9%	9%	16%	3%	7%	16%	7%	6%	7%	16%	9%	16%	7%	8%	10%	16%
TP 220/138 kV Puno	120	43%	41%	33%	38%	37%	36%	29%	42%	41%	36%	36%	37%	33%	42%	39%	36%	36%	38%	34%
TP 220/138 kV Juliaca	100	47%	47%	39%	40%	39%	41%	32%	43%	47%	37%	38%	37%	38%	45%	46%	37%	39%	39%	40%
TP 220/138 kV Azángaro	100	37%	48%	40%	34%	34%	42%	52%	29%	48%	34%	33%	33%	38%	36%	46%	34%	34%	34%	39%
LT 138 kV Juliaca - Puno	80	20%	20%	12%	21%	18%	17%	10%	17%	17%	15%	15%	15%	11%	20%	17%	15%	17%	18%	14%
LT 138 kV Azángaro - Maravilla	90	25%	33%	32%	26%	24%	33%	35%	27%	32%	27%	26%	27%	32%	24%	30%	27%	25%	24%	30%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	19%	22%	24%	20%	17%	23%	27%	16%	22%	18%	17%	18%	23%	18%	22%	17%	18%	18%	23%
LT 138 kV Azángaro - San Gaban	120	45%	45%	46%	46%	46%	46%	61%	45%	45%	46%	46%	46%	46%	45%	45%	46%	46%	46%	46%
LT 138 kV Azángaro - San Rafael	120	32%	32%	33%	33%	33%	33%	47%	32%	32%	33%	33%	33%	32%	32%	32%	33%	33%	33%	33%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	55%	55%	57%	57%	57%	57%	71%	55%	55%	57%	57%	57%	57%	55%	55%	57%	57%	57%	57%
LT 138 kV Ayaviri - Azángaro	90	30%	58%	57%	30%	32%	59%	35%	25%	57%	26%	26%	26%	56%	32%	59%	26%	30%	31%	60%

Tabla 5.14 Área Sur Sierra, niveles de carga al año 2028.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

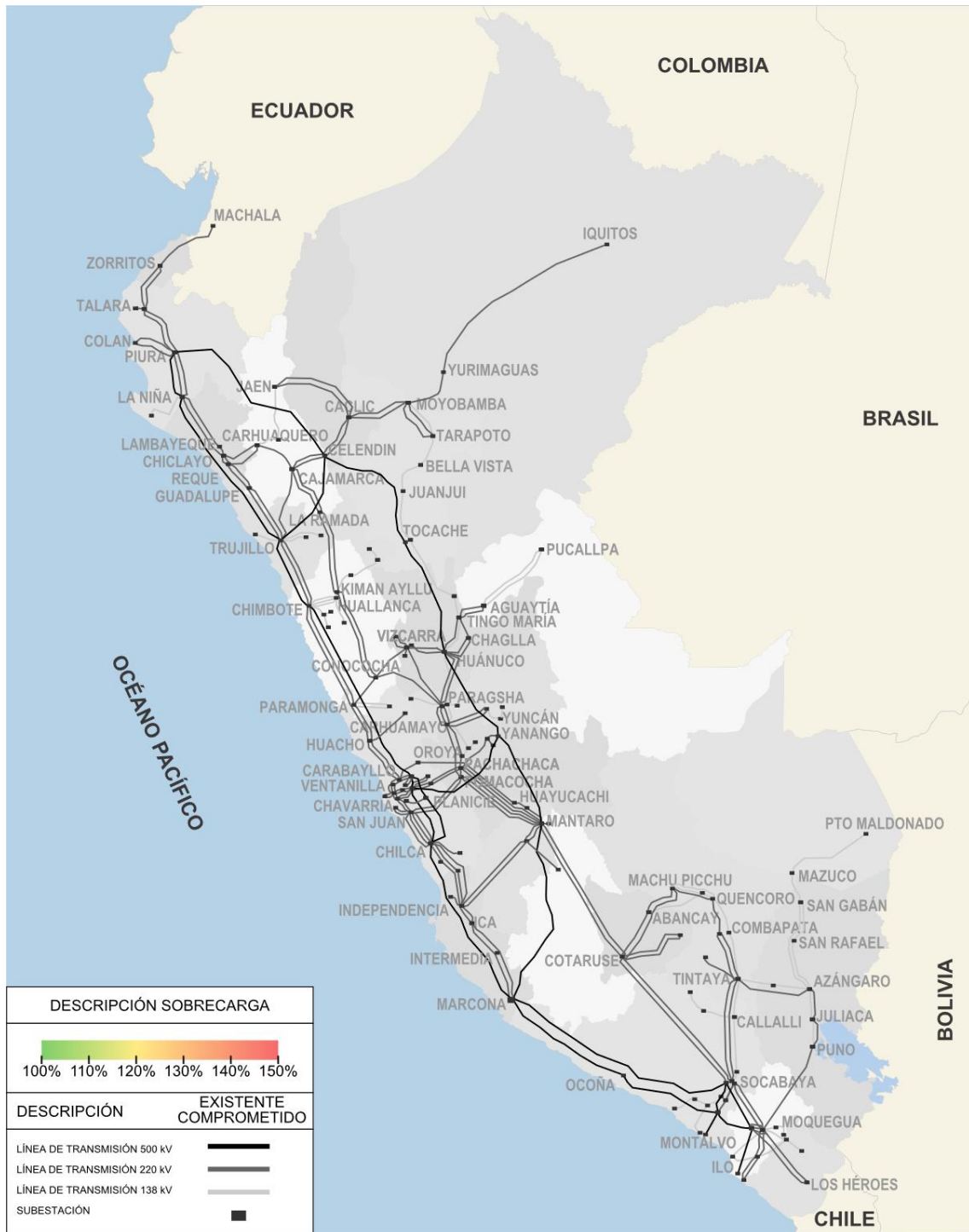


Figura 5.10 Sobrecarga promedios del 2028.

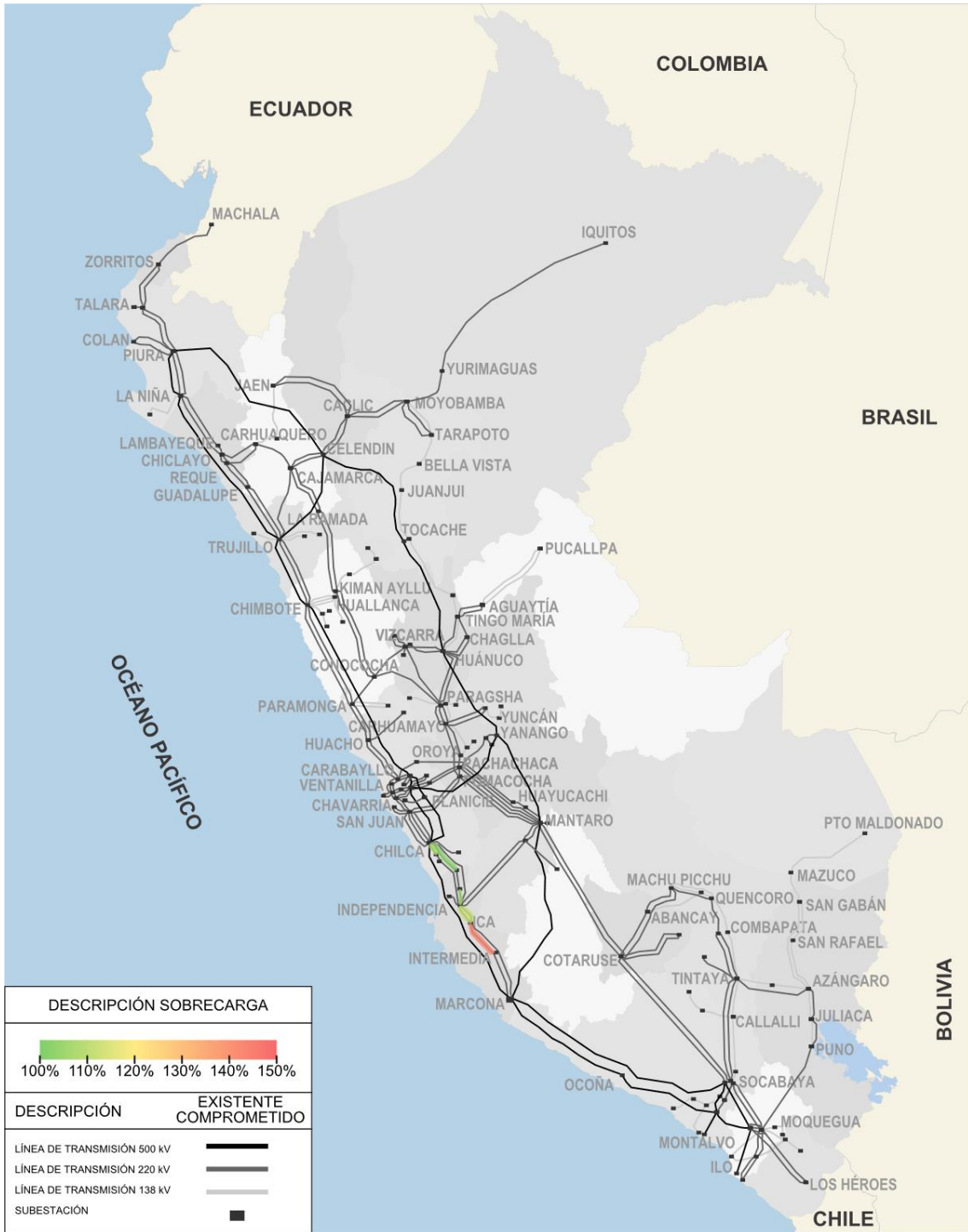


Figura 5.11 Sobrecargas máximas del 2028.

5.1.1.2 Año 2032

En la Figura 5.12 se muestran el promedio de las máximas sobrecargas de las líneas agrupadas por partes y para cada nudo de generación-demanda.

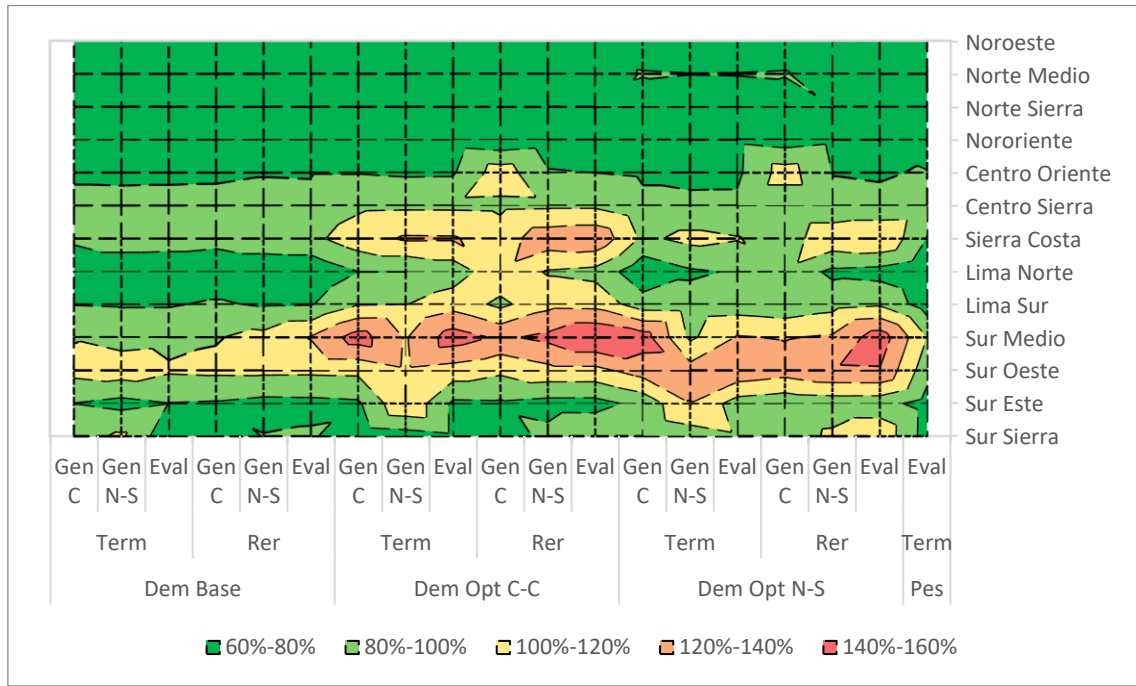


Figura 5.12 Resumen de nivel de carga del SEIN por partes y por escenario, año 2032.

A continuación, se muestra el detalle de las sobrecargas por partes, identificando las líneas que presentan problemas de sobrecarga y sus posibles causas.

También se detalla el análisis de HDN (Horas de congestión de despacho no económico) y MFI (MWh de flujos interrumpidos) para las líneas que presentan sobrecargas para el año 2032.

5.1.1.2.1 Zona Norte

Noreste

En la siguiente se muestra las máximas cargas para cada línea del área Noreste por nudo de generación-demanda, con esta tabla se puede identificar que líneas presentan problemas de sobrecargas.

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 500 kV La Niña - Piura	1400	2%	6%	2%	4%	2%	6%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	6%	2%	5%	2%	6%
LT 500 kV Celendin - Piura	1400	25%	19%	17%	13%	17%	16%	14%	22%	24%	13%	16%	15%	14%	24%	20%	17%	13%	16%	19%
TP 500/220 kV Piura	600	60%	49%	40%	33%	39%	40%	32%	56%	58%	33%	39%	37%	35%	60%	48%	40%	33%	37%	43%
TP 500/220 kV La Niña	600	34%	26%	23%	19%	22%	30%	17%	26%	31%	17%	22%	18%	17%	34%	25%	23%	23%	22%	39%
LT 220 kV Zorrillos - Tumbes	152	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	9%	9%	8%
LT 220 kV Talara - Pariñas	152	47%	37%	47%	47%	47%	38%	47%	47%	47%	48%	48%	48%	48%	47%	37%	47%	46%	47%	38%
LT 220 kV Talara - Pariñas	2x180	39%	31%	39%	39%	39%	31%	39%	39%	39%	40%	40%	40%	40%	39%	31%	39%	39%	39%	31%
LT 220 kV Pariñas - Zorrillos	152	26%	26%	24%	24%	24%	24%	23%	22%	26%	20%	24%	20%	23%	26%	26%	24%	23%	24%	24%
LT 220 kV Pariñas - Tumbes	250	13%	13%	12%	12%	12%	12%	11%	11%	13%	10%	12%	10%	12%	13%	13%	12%	12%	12%	12%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Oeste	180	50%	38%	57%	51%	51%	40%	58%	57%	59%	59%	59%	59%	59%	50%	38%	53%	51%	52%	40%
LT 220 kV Pariñas - Chira	180	58%	44%	62%	57%	56%	45%	62%	62%	63%	63%	63%	63%	63%	58%	44%	59%	57%	59%	45%
LT 220 kV Chira - Piura Oeste	180	36%	41%	46%	40%	40%	35%	48%	47%	47%	50%	50%	50%	50%	37%	39%	41%	39%	41%	34%
LT 220 kV Piura Oeste - Piura Este	2x450	32%	36%	17%	38%	19%	52%	17%	33%	33%	15%	19%	19%	20%	30%	38%	20%	45%	19%	52%
LT 220 kV Piura Este - La Niña	2x180	28%	42%	17%	27%	18%	37%	16%	29%	28%	15%	18%	18%	24%	26%	44%	19%	29%	18%	35%
LT 220 kV La Niña - Chiclayo	180	34%	61%	19%	37%	29%	58%	11%	23%	23%	16%	21%	15%	20%	36%	50%	19%	48%	22%	43%
LT 220 kV La Niña - Felam	180	44%	71%	28%	47%	39%	68%	22%	34%	34%	22%	31%	25%	29%	45%	60%	30%	58%	31%	53%
LT 220 kV Felam - Chiclayo	180	26%	53%	24%	30%	21%	50%	12%	19%	20%	25%	20%	21%	19%	27%	42%	21%	41%	22%	35%

Tabla 5.15 Área Noreste, niveles de carga al año 2032.

No se observan sobrecargas para esta parte.

Norte Medio

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 500 kV Trujillo - La Niña	701	30%	23%	20%	15%	19%	24%	14%	26%	29%	16%	20%	17%	15%	30%	21%	20%	15%	18%	27%
LT 500 kV Chimbote - Trujillo	1000	55%	45%	37%	28%	37%	25%	19%	40%	46%	25%	34%	27%	23%	54%	41%	39%	27%	37%	25%
TP 500/220 kV Trujillo	750	42%	44%	29%	32%	33%	34%	20%	35%	37%	22%	30%	27%	26%	42%	40%	31%	32%	30%	28%
TP 500/220 kV Chimbote	750	35%	34%	25%	23%	27%	27%	14%	29%	26%	22%	24%	23%	18%	32%	29%	25%	22%	26%	20%
LT 220 kV Chiclayo - Reque	332	80%	39%	76%	64%	66%	53%	48%	82%	82%	77%	75%	74%	71%	80%	32%	75%	70%	77%	43%
LT 220 kV Reque - Guadalupe	332	43%	35%	33%	36%	32%	42%	23%	28%	40%	31%	32%	34%	38%	42%	40%	33%	38%	32%	47%
LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	150	41%	39%	41%	40%	41%	39%	45%	34%	41%	35%	42%	37%	41%	41%	44%	41%	40%	41%	43%
LT 220 kV Reque - Carhuaquero	450	14%	14%	15%	14%	15%	14%	16%	12%	15%	13%	15%	13%	15%	14%	16%	15%	15%	15%	16%
LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	332	49%	40%	33%	32%	32%	40%	23%	36%	40%	27%	27%	26%	29%	49%	35%	35%	36%	34%	67%
LT 220 kV Trujillo - Trujillo Nueva	2x375	41%	43%	28%	31%	32%	33%	20%	35%	36%	22%	29%	27%	26%	41%	39%	30%	31%	30%	27%
LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	167	42%	38%	24%	23%	24%	21%	13%	35%	34%	16%	22%	18%	18%	41%	40%	24%	22%	24%	26%
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	2x152	64%	56%	45%	40%	42%	36%	33%	49%	63%	34%	43%	34%	39%	64%	49%	46%	39%	42%	29%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	3x100	56%	58%	63%	64%	62%	63%	70%	59%	61%	64%	64%	65%	67%	57%	60%	63%	64%	63%	65%

Tabla 5. Área Norte Medio, niveles de carga al año 2032.

Para esta parte no se presentan sobrecargas

Norte Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Celendin - Trujillo	1400	9%	6%	6%	7%	6%	10%	6%	6%	6%	6%	6%	8%	9%	8%	11%	6%	8%	7%	15%
LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	300	35%	36%	33%	39%	29%	45%	16%	36%	33%	33%	34%	34%	35%	49%	32%	41%	35%	57%	
LT 220 kV Cajamarca - Celendin	2x220	61%	64%	34%	36%	34%	38%	16%	53%	51%	28%	35%	31%	30%	63%	79%	32%	35%	33%	52%
LT 220 kV Celendin - Caclic	2x220	48%	48%	42%	43%	43%	43%	17%	32%	44%	26%	42%	29%	39%	47%	47%	43%	39%	39%	42%
LT 220 kV Caclic - Moyobamba	2x220	43%	43%	39%	39%	39%	39%	13%	30%	40%	25%	39%	28%	37%	43%	43%	39%	37%	37%	39%
LT 220 kV Caclic - Jaen	2x320	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%
LT 220 kV Cerro Corona - Cajamarca	343	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	2x240	43%	39%	33%	30%	30%	26%	31%	43%	48%	29%	31%	30%	33%	43%	34%	33%	29%	30%	21%
TP 220/138 kV Carhuaquero	35	54%	52%	51%	47%	51%	48%	58%	53%	59%	55%	52%	60%	58%	54%	60%	51%	50%	51%	55%
TP 220/138 kV Kiman Ayllu	100	71%	66%	75%	73%	77%	72%	68%	63%	57%	74%	76%	72%	65%	70%	65%	74%	72%	76%	74%
TP 220/138 kV Jaen	60	14%	17%	17%	18%	17%	19%	14%	15%	15%	17%	17%	17%	17%	14%	18%	16%	19%	17%	22%
LT 138 kV Carhuaquero - Cutervo	130	12%	14%	14%	14%	13%	15%	12%	15%	15%	16%	14%	16%	15%	13%	16%	13%	16%	16%	17%
LT 138 kV Cutervo - Jaen	130	20%	22%	25%	25%	22%	23%	22%	25%	24%	25%	24%	26%	24%	23%	24%	26%	26%	26%	26%

Tabla 5. Área Norte Sierra, niveles de carga al año 2032.

Para esta parte no se presentan sobrecargas

Nororiente

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Huanuco - Tocache	1400	54%	50%	38%	35%	41%	37%	25%	43%	52%	26%	37%	32%	36%	55%	46%	38%	34%	40%	33%
LT 500 kV Tocache - Celendin	1400	52%	48%	37%	34%	39%	35%	24%	41%	50%	25%	35%	31%	35%	53%	44%	37%	32%	38%	31%
TP 500/220 kV Celendin	750	59%	58%	37%	40%	42%	41%	14%	46%	50%	29%	34%	30%	32%	56%	53%	38%	38%	37%	33%
LT 220 kV Moyobamba - Iquitos	150	75%	75%	69%	69%	69%	69%	38%	56%	70%	47%	69%	51%	64%	75%	75%	69%	64%	64%	69%
LT 220 kV Moyobamba - Tarapoto	2x320	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
TP 220/138 kV Tarapoto	120	23%	23%	20%	20%	20%	20%	19%	23%	23%	20%	20%	20%	20%	23%	23%	20%	20%	20%	20%
TP 220/138 kV Moyobamba	100	40%	40%	36%	36%	36%	36%	33%	40%	40%	36%	36%	36%	36%	40%	40%	36%	36%	36%	36%
LT 138 kV Aucayacu - Tocache	45	47%	47%	47%	47%	55%	55%	41%	47%	47%	47%	47%	55%	55%	47%	47%	47%	47%	55%	55%
LT 138 kV Tocache - Bellavista	45	21%	21%	21%	21%	23%	23%	19%	21%	21%	21%	23%	23%	21%	21%	21%	21%	23%	23%	23%
LT 138 kV Bellavista - Picota	45	13%	13%	13%	13%	15%	15%	12%	13%	13%	13%	13%	15%	15%	13%	13%	13%	13%	15%	15%
LT 138 kV Tarapoto - Moyobamba	45	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

Tabla 5. Área Nororiente, niveles de carga al año 2032.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

5.1.1.2.2 Zona Centro

Centro Oriente

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Huánuco - Yanango	1400	54%	46%	34%	34%	48%	39%	13%	32%	28%	25%	29%	27%	25%	48%	39%	36%	27%	42%	29%
TP 500/220 kV Huánuco	600	55%	50%	56%	53%	41%	37%	67%	76%	98%	58%	55%	61%	82%	56%	50%	55%	53%	42%	38%
LT 220 kV Chaglla - Huánuco	2x245	46%	46%	46%	46%	45%	45%	47%	48%	60%	46%	46%	46%	59%	46%	46%	46%	46%	45%	45%
LT 220 kV Huánuco - Paragsha	2x245	9%	11%	9%	11%	12%	12%	11%	9%	11%	11%	9%	11%	15%	8%	11%	10%	12%	11%	15%
LT 220 kV Tingo María - Huánuco	191	46%	46%	47%	46%	43%	43%	50%	48%	60%	47%	47%	47%	83%	46%	46%	46%	46%	43%	43%
LT 220 kV Huánuco - Vizcarra	191	38%	39%	36%	36%	44%	44%	22%	28%	29%	35%	36%	36%	37%	38%	37%	36%	35%	45%	43%
LT 220 kV Huánuco - Yungas	450	27%	28%	26%	26%	32%	32%	16%	21%	22%	25%	26%	27%	28%	27%	27%	26%	26%	32%	32%
LT 220 kV Tingo María - Tingo María N	450	31%	31%	31%	31%	33%	33%	28%	29%	20%	31%	32%	31%	22%	32%	31%	31%	31%	34%	33%
LT 220 kV Tingo María N - Chaglla	450	20%	20%	18%	18%	23%	23%	16%	16%	33%	18%	20%	20%	35%	19%	20%	20%	18%	21%	22%
LT 220 kV Aguaytía - Tingo María	191	33%	31%	34%	34%	31%	32%	31%	36%	33%	36%	34%	32%	36%	34%	31%	34%	34%	32%	32%
LT 220 kV Aguaytía - Tingo María N	450	30%	30%	33%	32%	29%	29%	31%	36%	34%	36%	33%	32%	36%	32%	30%	33%	32%	31%	29%
TP 220/138 kV Huánuco	100	29%	29%	32%	33%	42%	43%	27%	29%	26%	32%	33%	42%	40%	30%	31%	32%	34%	44%	44%
TP 220/138 kV Tingo María	100	39%	38%	42%	44%	47%	47%	34%	45%	61%	42%	45%	53%	69%	44%	39%	42%	44%	52%	49%
TP 220/138/22.9 kV Aguaytía	120	68%	68%	67%	67%	75%	75%	62%	67%	67%	67%	67%	75%	75%	67%	68%	68%	67%	74%	75%
LT 138 kV Santa Lorenza - Amarilis	75	16%	20%	17%	20%	22%	23%	21%	15%	22%	19%	18%	20%	29%	16%	21%	20%	23%	22%	28%
LT 138 kV Piedra Blanca - Tingo María	45	67%	69%	69%	70%	68%	71%	72%	68%	102%	69%	69%	70%	104%	66%	70%	68%	70%	68%	72%
LT 138 kV Amarilis - Piedra Blanca	45	76%	79%	78%	79%	78%	80%	81%	78%	109%	78%	78%	79%	111%	76%	80%	78%	79%	77%	81%
LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	2x80	44%	44%	44%	44%	49%	49%	41%	44%	44%	44%	44%	49%	49%	44%	44%	44%	44%	48%	49%

Tabla 5.16 Área Centro Oriente, niveles de carga al año 2032.

LT 220 kV Chaglla – Huánuco

Se observa sobrecargas del orden de 15% como máximo. En la Figura 5.13 se observa que la LT 220 kV Chaglla – Huánuco tiene 4613 horas de congestión y 389 GWh de MFI como máximo para futuros puntuales de demanda alta (1 y 3), por la presencia de centrales hidroeléctricas en la zona (CH Belo Horizonte).

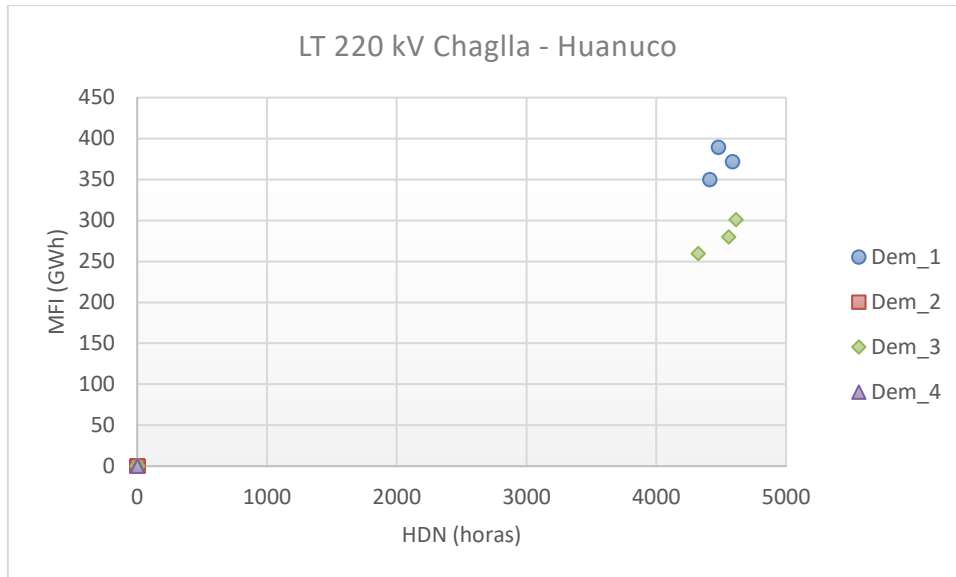


Figura 5.13 HDN y MFI de la LT 220 kV Chaglla – Huánuco, año 2032.

LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo Maria

Se observan sobrecargas máximas del orden de 4 % en para futuros puntuales de demanda alta (1 y 3), por la presencia de centrales hidroeléctricas en la zona (CH Belo Horizonte), en la Figura 5.14 se observa que la línea tiene 1128 horas de congestión y 4 GWh de MFI como máximo.

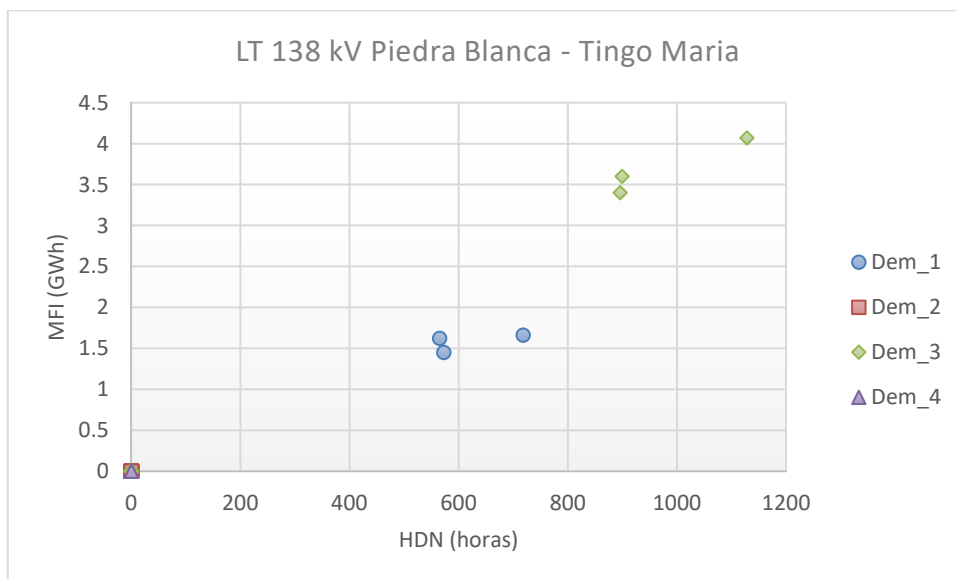


Figura 5.14 HDN y MFI de la LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo Maria, año 2032.

LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca

Se observan sobrecargas máximas del orden de 11 % en casos puntuales de demanda alta (1 y 3), por la presencia de centrales hidroeléctricas en la zona (CH Belo Horizonte), en la Figura 5.15 se observa que la línea tiene 2927 horas de congestión y 28 GWh de MFI como máximo.

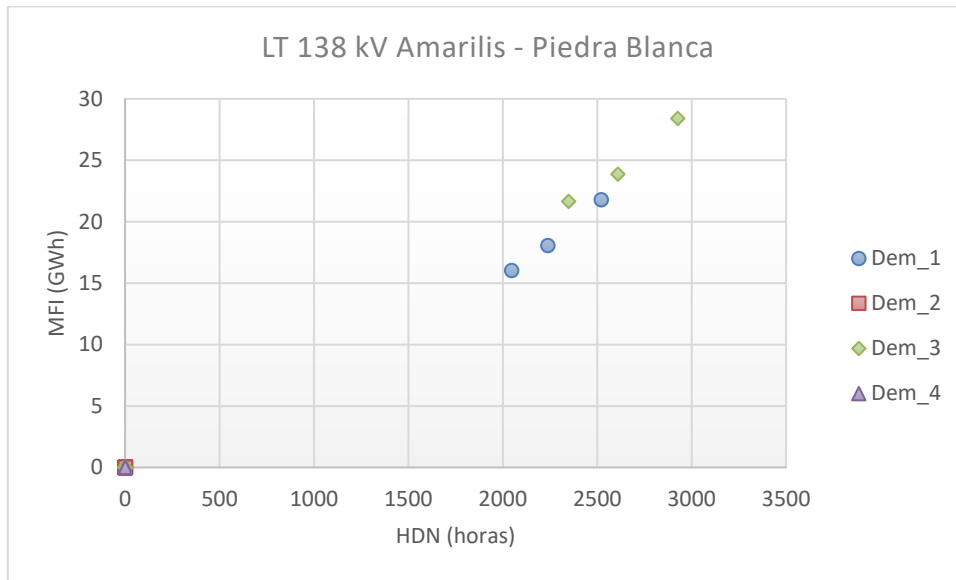


Figura 5.15 HDN y MFI de la LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca, año 2030.

Centro Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
		1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2
LT 220 kV Conococha - Paramonga	191	30%	38%	37%	37%	39%	48%	43%	48%	46%	38%	38%	56%	55%	31%	43%	35%	41%	43%	54%
LT 220 kV Conococha - Kiman Ayllu	2x180	41%	33%	22%	19%	19%	14%	11%	39%	49%	16%	18%	16%	25%	38%	28%	22%	16%	19%	22%
LT 220 kV Oroya - Pachachaca	250	59%	50%	44%	45%	57%	50%	52%	48%	55%	37%	44%	49%	57%	59%	46%	52%	46%	58%	48%
LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	152	79%	67%	62%	54%	70%	63%	55%	64%	59%	44%	59%	62%	66%	80%	55%	62%	52%	72%	56%
LT 220 kV Yuncan - Carhuamayo	2x260	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	3x150	69%	63%	53%	54%	57%	52%	36%	52%	47%	44%	45%	47%	43%	66%	47%	50%	48%	51%	44%
LT 220 kV Paragsha - Francoise	150	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	250	32%	30%	25%	26%	30%	29%	13%	26%	23%	21%	22%	25%	24%	31%	24%	24%	24%	28%	26%
LT 220 kV Vizcarra - Conococha	191	47%	49%	30%	31%	27%	27%	31%	71%	82%	26%	27%	47%	57%	48%	42%	30%	29%	29%	36%
LT 220 kV Paragsha - Conococha	180	48%	47%	35%	34%	39%	38%	22%	38%	36%	29%	36%	31%	25%	48%	44%	36%	32%	37%	35%
LT 220 kV Vizcarra - Antamina	180	72%	72%	72%	72%	93%	93%	45%	74%	74%	72%	72%	96%	95%	72%	72%	72%	72%	93%	93%
LT 220 kV Vizcarra - Yungas	191	29%	28%	33%	33%	39%	39%	24%	46%	45%	32%	33%	56%	55%	29%	29%	32%	34%	39%	40%
LT 220 kV Yungas - Antamina	191	75%	75%	75%	75%	96%	96%	46%	74%	73%	74%	74%	95%	95%	75%	75%	75%	75%	96%	96%

Tabla 5. Área Centro Sierra, niveles de carga al año 2032.

Para esta parte no se presentan sobrecargas.

Sierra-Costa

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorada								Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2			
LT 500 kV Colcabamba - Poroma	1400	53%	70%	42%	45%	69%	75%	49%	53%	54%	55%	42%	43%	45%	52%	48%	24%	48%	60%	57%	
LT 500 kV Colcabamba - Yanango	1400	80%	93%	42%	59%	89%	99%	26%	36%	37%	34%	33%	44%	48%	79%	74%	48%	51%	83%	79%	
LT 500 kV Yanango - Carapongo	1400	37%	47%	32%	33%	55%	62%	15%	19%	24%	20%	34%	33%	38%	42%	47%	32%	30%	54%	63%	
TP 500/220 kV Colcabamba	750	73%	72%	80%	79%	73%	71%	79%	84%	77%	81%	79%	83%	75%	80%	73%	78%	80%	79%	72%	
TP 500/220 kV Yanango	600	27%	26%	29%	28%	24%	24%	31%	34%	32%	31%	29%	30%	28%	28%	25%	28%	28%	25%	23%	
LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	2x152	66%	62%	74%	69%	93%	86%	71%	78%	64%	51%	59%	57%	67%	73%	68%	73%	71%	100%	94%	
LT 220 kV Huancavelica - Independencia	2x152	51%	50%	59%	52%	59%	50%	60%	95%	80%	36%	43%	91%	74%	58%	56%	58%	53%	67%	59%	
LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	152	101%	120%	89%	94%	122%	135%	74%	91%	90%	83%	81%	112%	110%	105%	102%	90%	92%	122%	120%	
LT 220 kV Huayucachi - Orcotuna	152	73%	90%	62%	67%	86%	100%	44%	59%	57%	55%	54%	71%	71%	77%	74%	63%	65%	87%	85%	
LT 220 kV Orcotuna - Huanza	152	63%	80%	55%	58%	74%	86%	42%	51%	46%	45%	50%	59%	58%	68%	68%	58%	55%	76%	77%	
LT 220 kV Huanza - Carabayllo	250	75%	79%	71%	70%	83%	85%	60%	65%	65%	63%	68%	71%	71%	79%	76%	71%	68%	83%	83%	
LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	2x152	85%	94%	70%	76%	98%	106%	51%	57%	57%	63%	62%	71%	72%	88%	86%	71%	73%	100%	95%	
LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	2x152	83%	94%	68%	74%	97%	105%	47%	58%	57%	60%	59%	72%	71%	86%	84%	70%	71%	97%	92%	
LT 220 kV Pomacocha - San Juan	2x152	52%	66%	42%	54%	58%	66%	51%	93%	84%	50%	68%	77%	67%	44%	62%	41%	43%	63%	75%	
LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha	250	39%	42%	43%	52%	52%	49%	53%	31%	38%	41%	42%	32%	49%	38%	56%	43%	46%	47%	63%	
LT 220 kV Pachachaca - Callahuana	2x152	96%	115%	85%	85%	116%	133%	65%	92%	90%	74%	86%	110%	105%	102%	114%	84%	82%	112%	132%	
LT 220 kV Yanango - Pachachaca	194	36%	40%	38%	36%	52%	53%	31%	29%	31%	36%	39%	42%	45%	36%	41%	38%	37%	52%	54%	
LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	180	60%	55%	46%	46%	54%	52%	54%	53%	54%	33%	48%	52%	61%	61%	48%	49%	47%	57%	54%	

Tabla 5. Área Sierra-Costa, niveles de carga al año 2032.

LT 220 kV Mantaro – Huayucachi

Se observan sobrecargas máximas del orden de 35 % en varios casos con futuro de demanda 1 y 3, en la Figura 5.16 se observa que la línea tiene 3663 horas de congestión y 300 GWh de MFI como máximo.

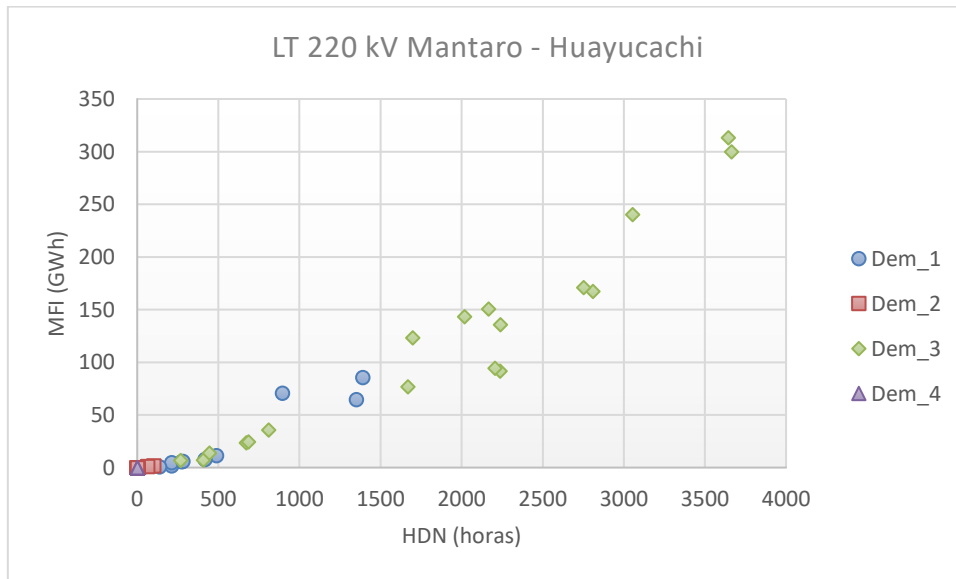


Figura 5.16 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Huayucachi, año 2032.

LT 220 kV Mantaro – Pomacocha

Se observan sobrecargas máximas del orden de 6 % en casos puntuales con futuro de demanda 3 y con mayor generación hidroeléctrica, en la Figura 5.17 se observa que la línea tiene 413 horas de congestión y 3 GWh de MFI como máximo.

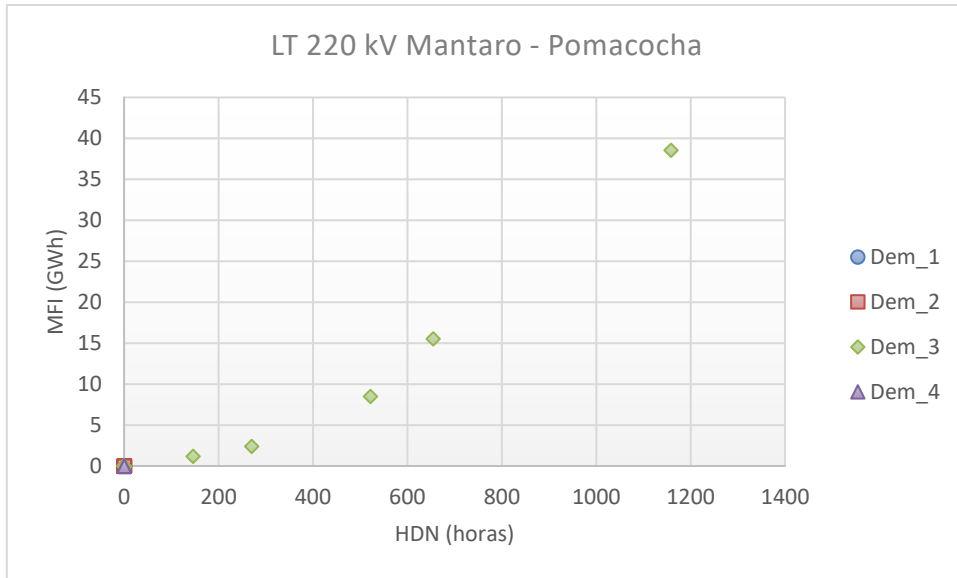


Figura 5.17 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Pomacocha, año 2032.

LT 220 kV Mantaro – Pachachaca

Se observan sobrecargas máximas del orden de 5% en casos puntuales con futuro de demanda 3 y con mayor generación hidroeléctrica, en la Figura 5.18 se observa que la línea tiene 481 horas de congestión y 3 GWh de MFI como máximo.

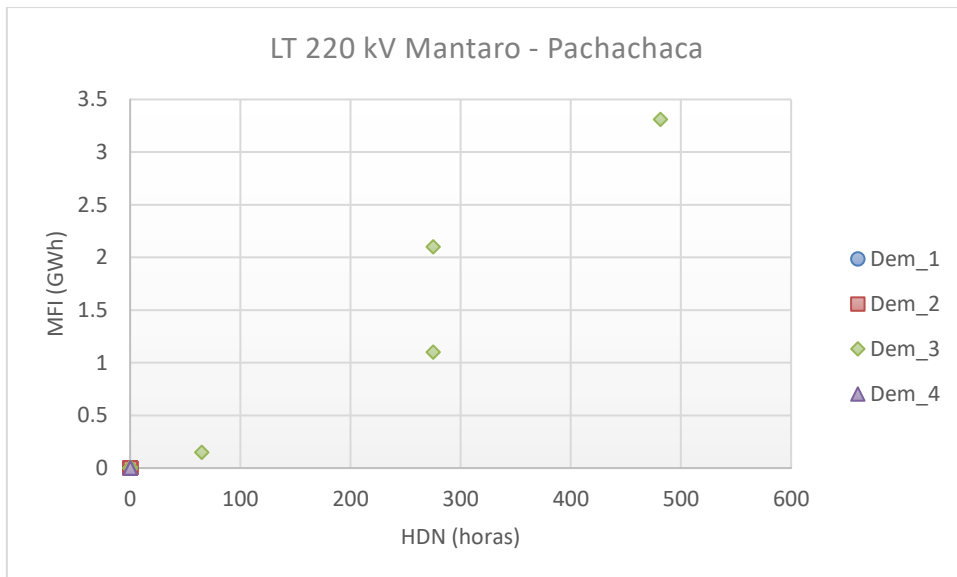


Figura 5.18 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Pachachaca, año 2032.

LT 220 kV Pachachaca – Callahuanca

Se observan sobrecargas máximas del orden de 33 % en casos puntuales con futuros de demanda 1 y 3, en la Figura 5.19 se observa que la línea tiene 3826 horas de congestión y 452 GWh de MFI como máximo.

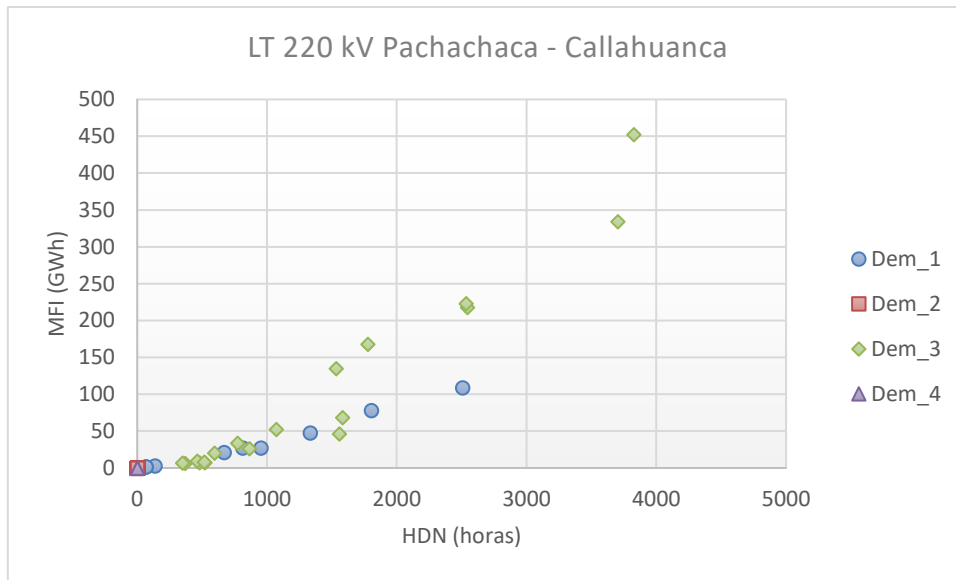


Figura 5.19 HDN y MFI de la LT 220 kV Pachachaca – Callahuanca, año 2032.

Lima Norte

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Carabayillo - Chimbote	1000	82%	67%	56%	45%	56%	39%	28%	58%	58%	37%	51%	40%	34%	77%	57%	57%	40%	55%	29%
TP 500/220 kV Carabayillo	2x600	63%	72%	56%	56%	82%	88%	44%	56%	55%	56%	58%	77%	74%	61%	69%	56%	56%	75%	88%
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	180	23%	19%	15%	13%	7%	13%	12%	22%	42%	12%	12%	9%	25%	24%	17%	15%	13%	11%	21%
LT 220 kV Paramonga - Huarmey	180	26%	22%	18%	16%	10%	11%	14%	24%	46%	14%	15%	11%	28%	27%	19%	18%	15%	10%	18%
LT 220 kV Huarmey - Chimbote	180	21%	18%	13%	12%	9%	15%	10%	21%	40%	11%	10%	11%	23%	22%	15%	13%	12%	13%	23%
LT 220 kV Huacho - Medio Mundo	2x180	44%	32%	31%	26%	26%	22%	16%	32%	30%	19%	29%	21%	27%	42%	23%	31%	24%	28%	30%
LT 220 kV Medio Mundo - Paramonga	2x180	39%	26%	26%	21%	20%	29%	15%	27%	24%	15%	24%	29%	35%	37%	19%	26%	23%	25%	38%
LT 220 kV TPC - Huacho	180	32%	36%	31%	38%	32%	45%	42%	31%	62%	35%	35%	41%	75%	30%	39%	32%	41%	32%	52%
LT 220 kV Zapallal - TPC	180	43%	34%	28%	27%	32%	33%	31%	30%	50%	24%	27%	30%	63%	41%	28%	31%	30%	32%	41%
LT 220 kV Lomera - Huacho	180	43%	57%	51%	60%	63%	75%	61%	55%	95%	61%	58%	73%	115%	43%	66%	52%	63%	61%	88%
LT 220 kV Zapallal - Lomera	180	52%	41%	36%	34%	44%	32%	29%	38%	42%	28%	33%	33%	53%	51%	32%	40%	28%	44%	30%
LT 220 kV Carabayillo - Zapallal	2x476	51%	57%	43%	42%	63%	67%	30%	41%	35%	41%	44%	55%	47%	50%	55%	43%	41%	57%	67%
LT 220 kV Carabayillo - Mirador	2x391	55%	59%	53%	54%	71%	74%	44%	52%	53%	53%	54%	67%	68%	55%	60%	52%	54%	67%	76%
LT 220 kV Mirador - Malvinas	2x391	44%	47%	41%	42%	57%	59%	35%	41%	41%	42%	43%	53%	54%	43%	48%	41%	42%	53%	60%
LT 220 kV Zapallal - Ventanilla	2x270	65%	72%	51%	54%	88%	94%	47%	50%	57%	53%	61%	71%	78%	63%	75%	52%	54%	76%	98%
LT 220 kV Ventanilla - Chillón	2x229	65%	65%	65%	65%	80%	80%	55%	65%	65%	65%	65%	80%	79%	65%	65%	65%	65%	80%	79%
LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	4x189	49%	48%	51%	52%	58%	56%	51%	51%	56%	53%	51%	58%	64%	49%	51%	51%	52%	56%	58%

Tabla 5.17 Área Lima Norte, niveles de carga al año 2032.

LT 220 kV Lomera - Huacho

Se observan sobrecargas máximas del orden de 15 % en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, en la Figura 5.20 se observa que la línea tiene 425 horas de congestión y 16 GWh de MFI como máximo.

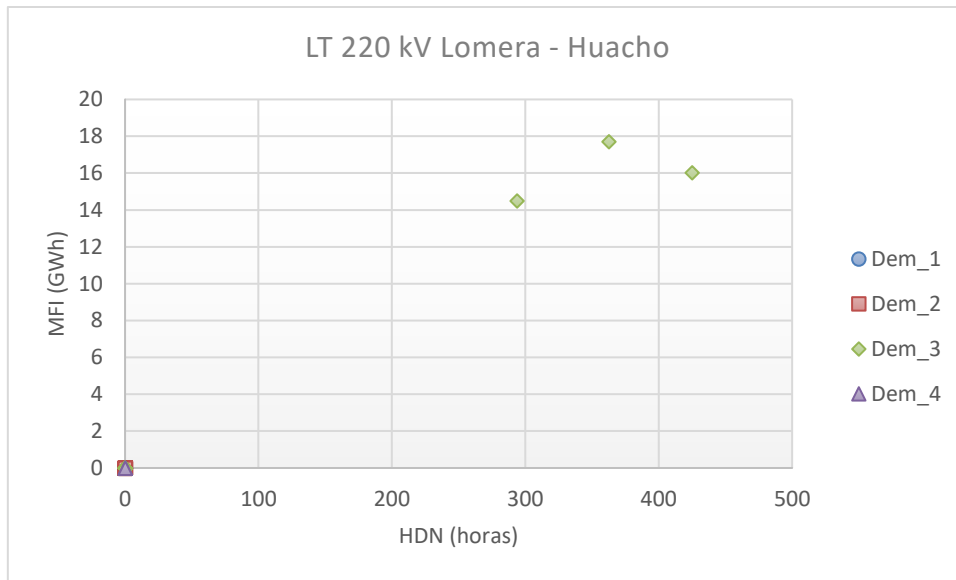


Figura 5.20 HDN y MFI de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote, año 2032.

Lima Sur

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Chilca - Carapongo	1400	79%	75%	61%	64%	79%	74%	54%	75%	73%	67%	69%	78%	72%	71%	66%	62%	69%	65%	
LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	1400	63%	68%	51%	49%	67%	69%	31%	48%	50%	41%	50%	54%	52%	63%	61%	51%	46%	65%	
LT 500 kV Chilca - Planicie	1400	99%	103%	78%	82%	106%	107%	65%	91%	89%	82%	84%	100%	95%	92%	91%	80%	80%	97%	
LT 500 kV Planicie - Carabayllo	1400	45%	38%	35%	32%	38%	32%	26%	39%	38%	31%	37%	37%	33%	41%	32%	35%	30%	35%	
TP 500/220 kV Carapongo	750	76%	93%	69%	72%	100%	110%	54%	68%	69%	68%	71%	91%	89%	73%	87%	72%	72%	94%	
TP 500/220 kV Planicie	600	74%	79%	63%	64%	92%	94%	50%	64%	63%	64%	67%	83%	80%	71%	76%	63%	63%	84%	
TP 500/220 kV Planicie	750	74%	79%	63%	64%	92%	94%	50%	64%	63%	64%	67%	83%	80%	71%	76%	63%	63%	84%	
LT 220 kV Santa Rosa - Industriales	2x152	66%	84%	40%	43%	85%	89%	45%	47%	41%	40%	62%	58%	68%	61%	73%	58%	41%	75%	
LT 220 kV Planicie - Industriales	2x400	89%	97%	72%	74%	112%	113%	58%	73%	73%	73%	80%	95%	92%	85%	93%	73%	73%	99%	
LT 220 kV Planicie - Manchay	2x328	27%	27%	27%	27%	33%	33%	22%	26%	26%	27%	27%	33%	33%	27%	27%	27%	27%	33%	
LT 220 kV Manchay - Pachacutec	2x328	13%	13%	13%	13%	16%	16%	11%	13%	13%	13%	13%	16%	16%	13%	13%	13%	16%	16%	
LT 220 kV Industriales - San Luis	2x330	46%	46%	46%	46%	56%	56%	39%	46%	46%	46%	46%	56%	56%	46%	46%	46%	46%	56%	
LT 220 kV San Juan - Balnearios	2x495	56%	57%	56%	56%	69%	70%	47%	57%	57%	56%	56%	70%	69%	56%	56%	56%	56%	69%	
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	3x351	80%	83%	76%	77%	90%	93%	69%	88%	86%	79%	82%	98%	95%	77%	78%	76%	77%	87%	
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	351	46%	49%	43%	44%	50%	52%	40%	54%	51%	46%	48%	57%	54%	44%	44%	43%	44%	48%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	351	97%	100%	92%	94%	110%	113%	83%	105%	102%	96%	99%	118%	114%	94%	95%	93%	93%	107%	
LT 220 kV Matucana - Callahuana	229	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	
LT 220 kV Callahuana - Carapongo	2x340	62%	67%	56%	56%	68%	73%	49%	58%	58%	52%	57%	63%	63%	64%	64%	55%	55%	66%	
LT 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	2x340	87%	90%	78%	78%	99%	102%	68%	78%	77%	76%	82%	90%	88%	87%	88%	78%	78%	94%	
LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarría	2x340	59%	68%	56%	56%	71%	80%	46%	56%	54%	54%	58%	68%	66%	59%	62%	56%	55%	70%	
LT 220 kV Carapongo - Santa Rosa	2x343	69%	75%	59%	60%	84%	89%	50%	59%	58%	57%	63%	72%	71%	68%	73%	60%	58%	76%	

Tabla 5.18 Área Lima Sur, niveles de carga al año 2032.

LT 500 kV Chilca – Planicie

Se observan sobrecargas máximas del orden de 7 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.21 se observa que la línea tiene 1897 horas de congestión y 316 GWh de MFI como máximo.

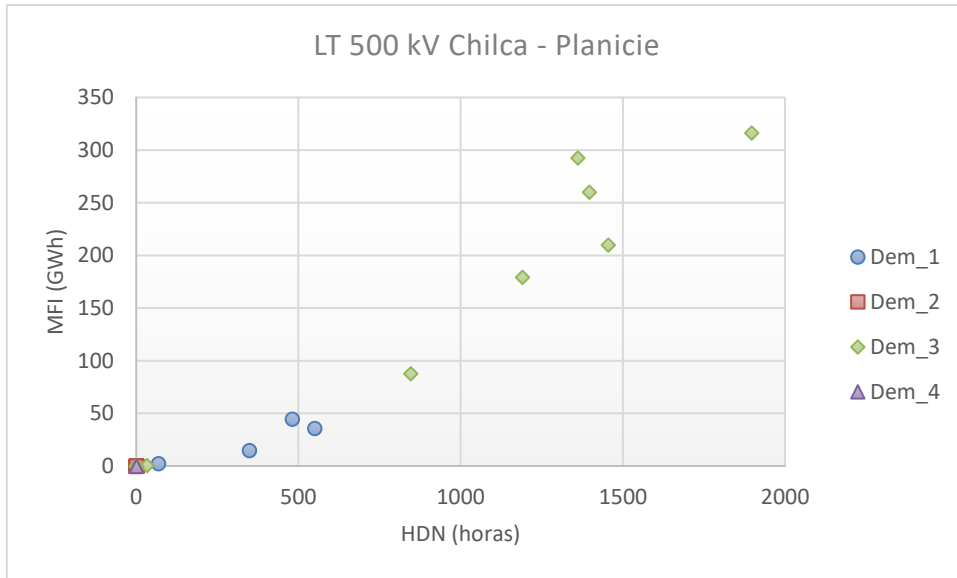


Figura 5.21 HDN y MFI de la LT 500 kV Chilca – Planicie, año 2032.

TR 500/220 kV Carapongo

Se observan sobrecargas máximas del orden de 10 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.22 se observa que la línea tiene 1520 horas de congestión y 285 GWh de MFI como máximo.

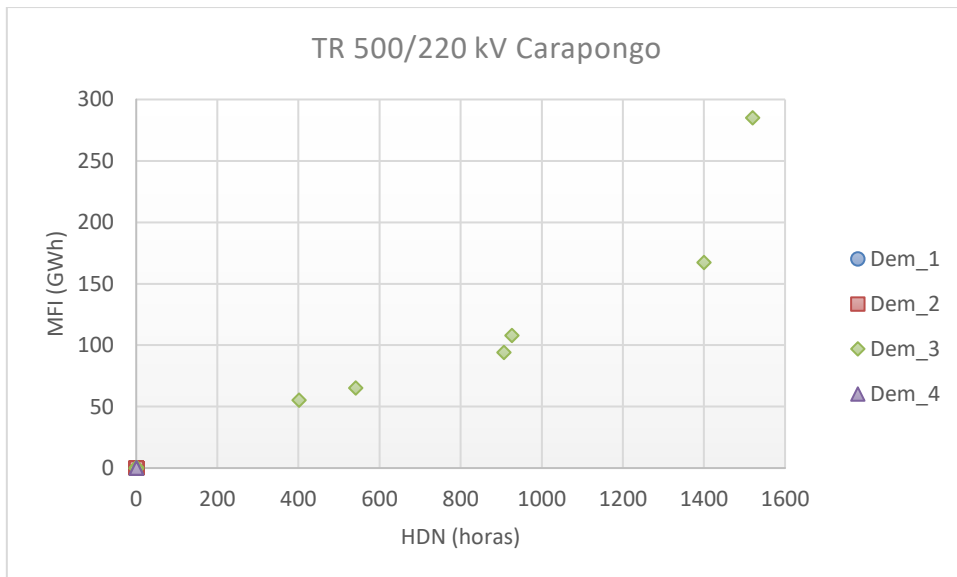


Figura 5.22 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Carapongo, año 2032.

LT 220 kV Planicie – Industriales

Se observan sobrecargas máximas del orden de 14 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.23 se observa que la línea tiene 3274 horas de congestión y 389 GWh de MFI como máximo.

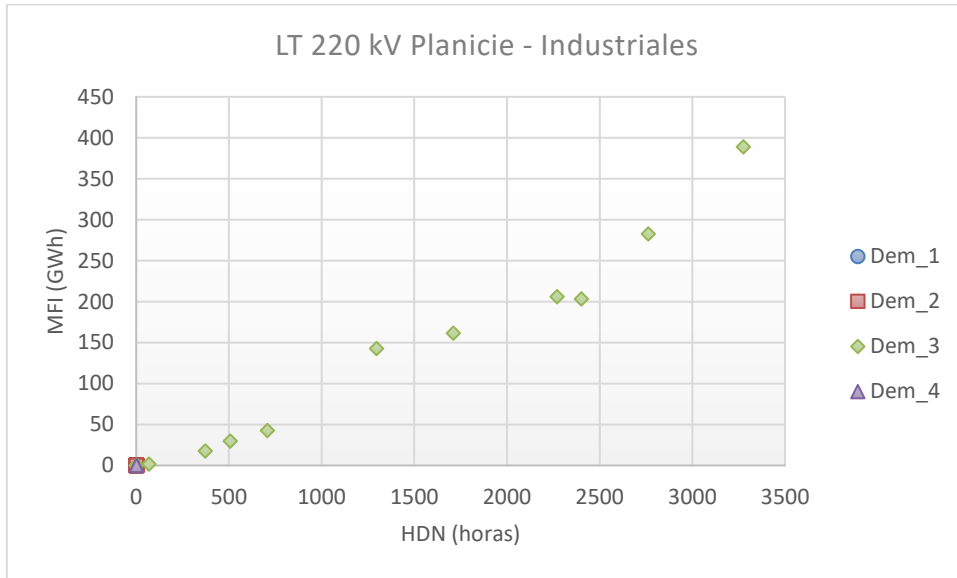


Figura 5.23 HDN y MFI de la LT 220 kV Planicie – Industriales, año 2032.

LT 220 kV Alto Praderas – Chilca REP

Se observan sobrecargas máximas del orden de 18 % en varios casos con futuro de demanda 1 y 3, en la Figura 5.24 se observa que la línea tiene 4705 horas de congestión y 813 GWh de MFI como máximo.

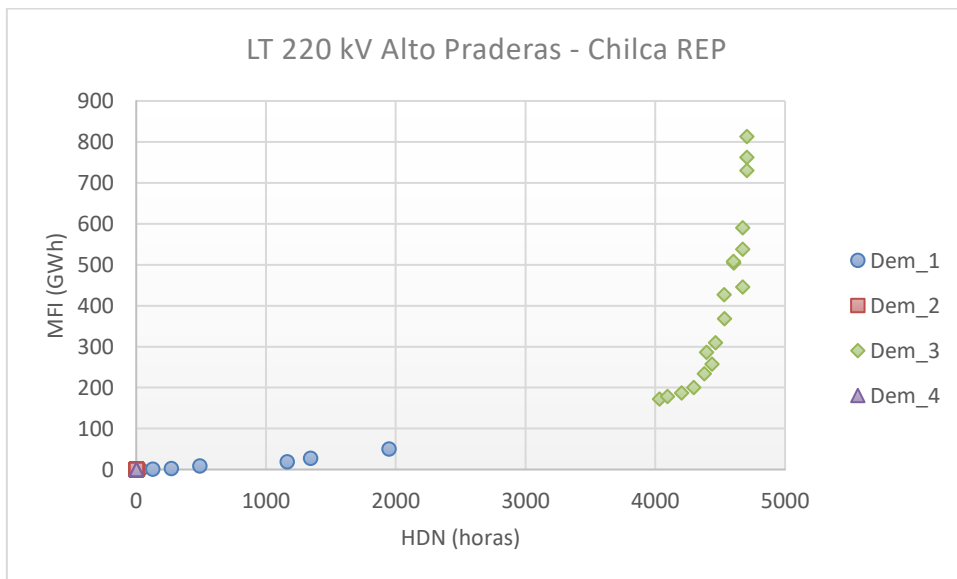


Figura 5.24 HDN y MFI de la LT 220 kV Alto Praderas – Chilca REP, año 2032.

LT 220 kV Carapongo – Cajamarquilla

Se observan sobrecargas máximas del orden de 2 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.24 se observa que la línea tiene 328 horas de congestión y 5 GWh de MFI como máximo.

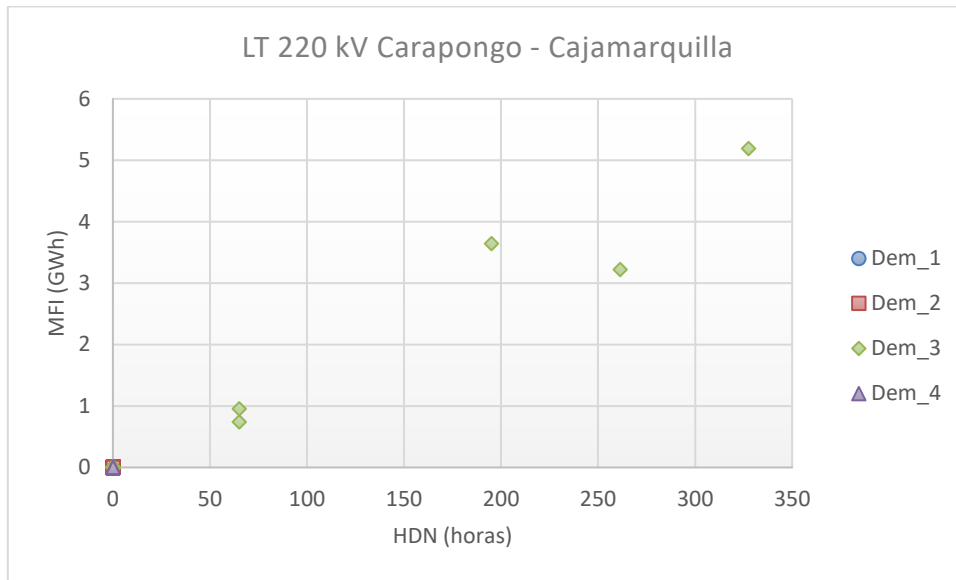


Figura 5.25 HDN y MFI de la LT 220 kV Carapongo – Cajamarquilla, año 2032.

Sur Medio

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Chilca - Poroma	841	95%	92%	42%	44%	120%	102%	59%	44%	46%	39%	47%	78%	67%	64%	30%	48%	85%	83%	
LT 500 kV Poroma - Ocoña	841	65%	75%	47%	44%	93%	93%	51%	83%	86%	65%	62%	66%	68%	96%	91%	54%	53%	113%	109%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	1400	49%	51%	36%	41%	74%	70%	46%	77%	79%	59%	57%	60%	62%	75%	66%	41%	39%	93%	83%
TP 500/220 kV Chilca	2x600	83%	90%	82%	83%	74%	83%	84%	103%	98%	84%	89%	93%	89%	84%	83%	81%	81%	76%	73%
TP 500/220 kV Poroma	450	39%	70%	39%	31%	48%	64%	12%	73%	94%	27%	80%	66%	86%	50%	44%	43%	38%	59%	52%
TP 500/220 kV Poroma	750	39%	70%	39%	31%	48%	64%	12%	73%	94%	27%	80%	66%	86%	50%	44%	43%	38%	59%	52%
LT 220 kV Chilca CTM - Chilca REP	655	84%	77%	83%	85%	101%	96%	83%	63%	78%	82%	85%	80%	97%	79%	87%	83%	86%	97%	103%
LT 220 kV Chilca REP - Asia	152	80%	65%	95%	92%	78%	72%	99%	61%	89%	88%	89%	65%	85%	78%	81%	85%	95%	74%	85%
LT 220 kV Asia - Cantera	152	57%	77%	71%	69%	51%	77%	79%	89%	73%	65%	66%	97%	85%	55%	58%	62%	72%	47%	59%
LT 220 kV Cantera - Independencia	152	41%	95%	55%	52%	46%	100%	64%	109%	92%	49%	66%	123%	108%	38%	42%	46%	55%	32%	43%
LT 220 kV Chilca REP - Desierto	152	70%	66%	85%	83%	64%	66%	92%	79%	80%	79%	80%	86%	74%	68%	71%	76%	86%	61%	72%
LT 220 kV Desierto - Chíncha	152	43%	93%	57%	55%	39%	94%	64%	107%	90%	51%	65%	115%	102%	40%	44%	48%	57%	33%	44%
LT 220 kV Chíncha - Independencia	152	55%	121%	32%	54%	75%	129%	39%	134%	117%	53%	89%	149%	136%	45%	57%	31%	47%	61%	72%
LT 220 kV Independencia - Ica	2x180	90%	118%	45%	90%	110%	125%	36%	96%	57%	59%	65%	81%	54%	65%	91%	46%	75%	81%	106%
LT 220 kV Ica - Intermedia	180	121%	151%	73%	121%	150%	165%	46%	79%	62%	62%	95%	58%	89%	95%	122%	74%	106%	118%	145%
LT 220 kV Intermedia - Nazca	180	34%	53%	49%	56%	63%	51%	59%	150%	119%	87%	79%	126%	100%	46%	49%	27%	82%	70%	47%
LT 220 kV Nazca - Poroma	180	38%	54%	50%	54%	68%	49%	56%	140%	113%	80%	73%	114%	92%	48%	50%	29%	80%	73%	48%
LT 220 kV Marcona - Poroma	180	34%	87%	33%	33%	35%	86%	25%	38%	96%	32%	96%	37%	95%	34%	34%	34%	33%	34%	35%
LT 220 kV Ica - Intermedia	450	49%	60%	29%	48%	60%	66%	18%	31%	25%	25%	38%	23%	36%	38%	49%	30%	42%	47%	58%
LT 220 kV Intermedia - Poroma	450	14%	21%	20%	22%	26%	20%	23%	59%	46%	34%	31%	49%	39%	19%	20%	11%	32%	28%	19%
LT 220 kV Marcona - Poroma	2x450	13%	34%	13%	13%	14%	34%	10%	15%	38%	12%	38%	14%	37%	13%	13%	13%	13%	13%	14%
LT 220 kV Chilca REP - Independencia	180	46%	70%	58%	56%	39%	72%	65%	81%	67%	53%	53%	90%	79%	44%	47%	50%	58%	37%	46%

Tabla 5.19 Área Sur Medio, niveles de carga al año 2032.

LT 500 kV Chilca - Poroma

Se observan sobrecargas máximas del orden de 20 % en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, en la Figura 5.26 se observa que la línea tiene 1853 horas de congestión y 646 GWh de

MFI como máximo en escenarios que consideran el Nodo Energético del Sur con todas las centrales en ciclo combinado y generación térmica en Independencia.

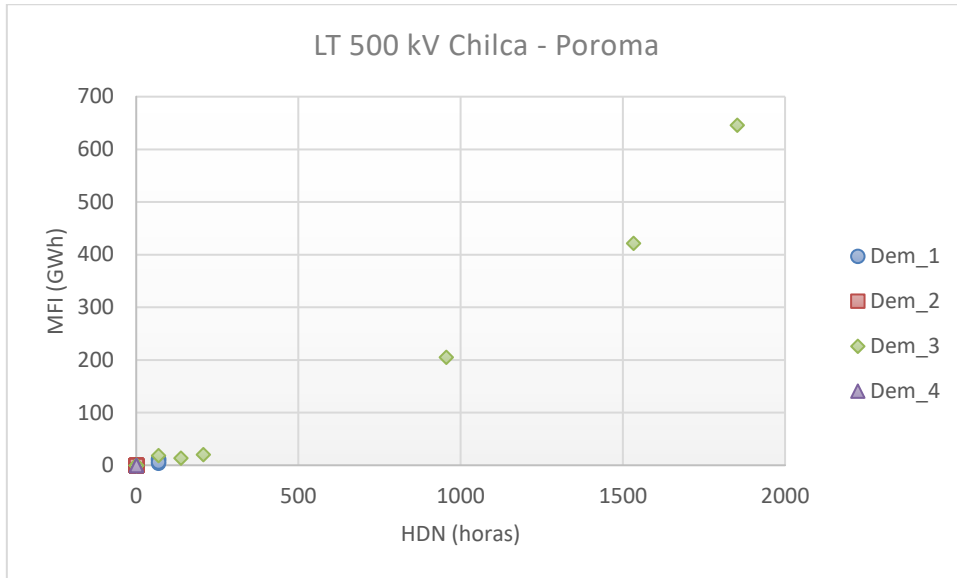


Figura 5.26 HDN y MFI de la LT 500 kV Chilca - Poroma, año 2030.

LT 500 kV Poroma – Ocoña

Se observan sobrecargas máximas del orden de 13 % en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, con presencia de generación térmica en el Sur, en la Figura 5.27 se observa que la línea tiene 1526 horas de congestión y 212 GWh de MFI como máximo en escenarios que consideran el Nodo Energético del Sur con todas las centrales en ciclo combinado y generación térmica en Independencia.

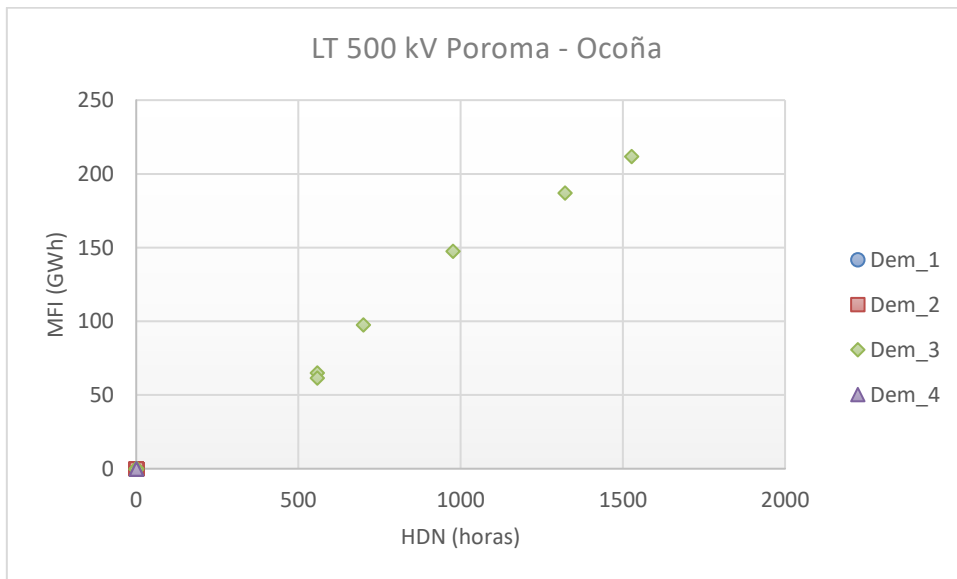


Figura 5.27 HDN y MFI de la LT 500 kV Poroma – Ocoña, año 2032.

TP 500/220 kV Chilca

Se observan sobrecargas máximas del orden de 3 % en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, en la Figura 5.28 se observa que la línea tiene 992 horas de congestión y 56 GWh de MFI como máximo en escenarios con generación térmica en Independencia.

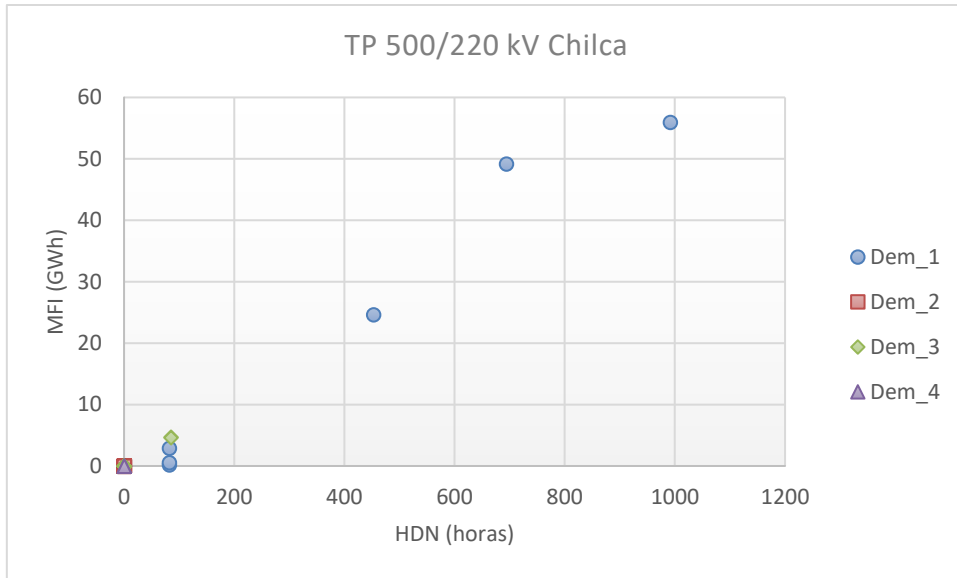


Figura 5.28 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Poroma, año 2032.

LT 220 kV Chilca CTM - Chilca REP

Se observan sobrecargas máximas del orden de 3 % en casos puntuales desarrollo de generación del Norte y demanda 3, en la Figura 5.29 se observa que la línea tiene 470 horas de congestión y 95 GWh de MFI como máximo.

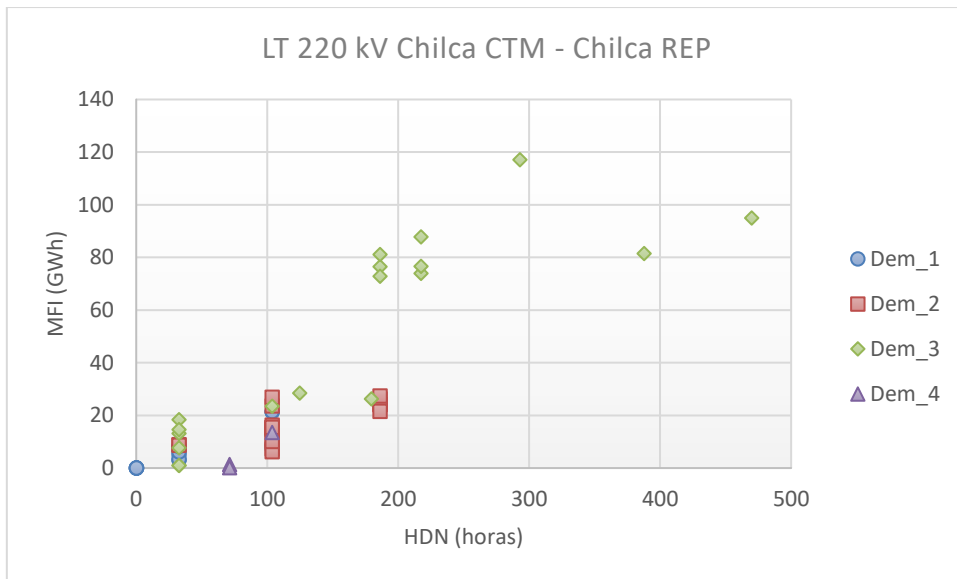


Figura 5.29 HDN y MFI de la LT 220 kV Chilca CTM - Chilca REP, año 2032.

LT 220 kV Cantera - Independencia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 23 % en la mayoría de los casos, en la Figura 5.30 se observa que la línea tiene 1720 horas de congestión y 108 GWh de MFI como máximo.

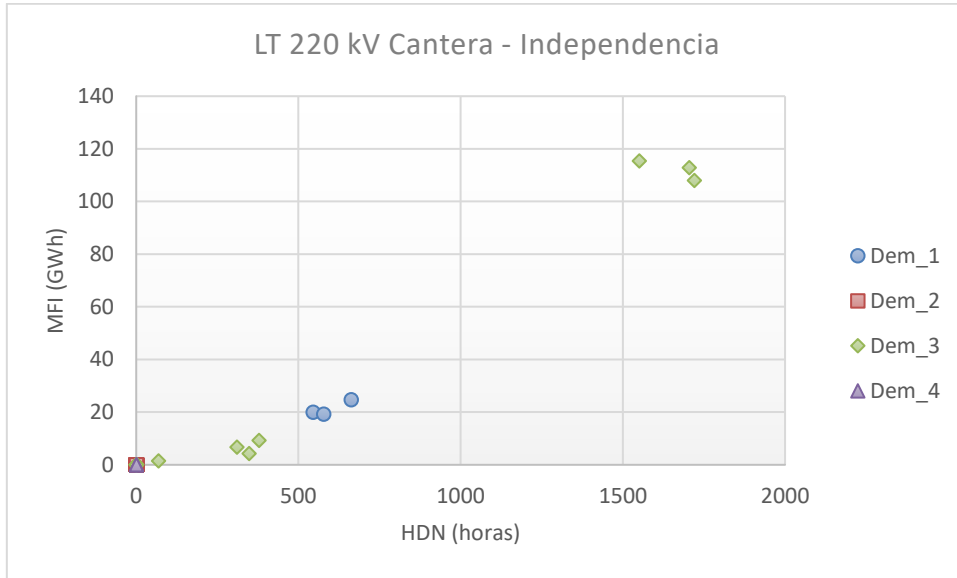


Figura 5.30 HDN y MFI de la LT 220 kV Cantera - Independencia, año 2032.

LT 220 kV Desierto - Chincha

Se observan sobrecargas máximas del orden de 15 % en casos puntuales con futuro de demanda 3 y desarrollo de generación del Norte, en la Figura 5.31 se observa que la línea tiene 1157 horas de congestión y 55 GWh de MFI como máximo.

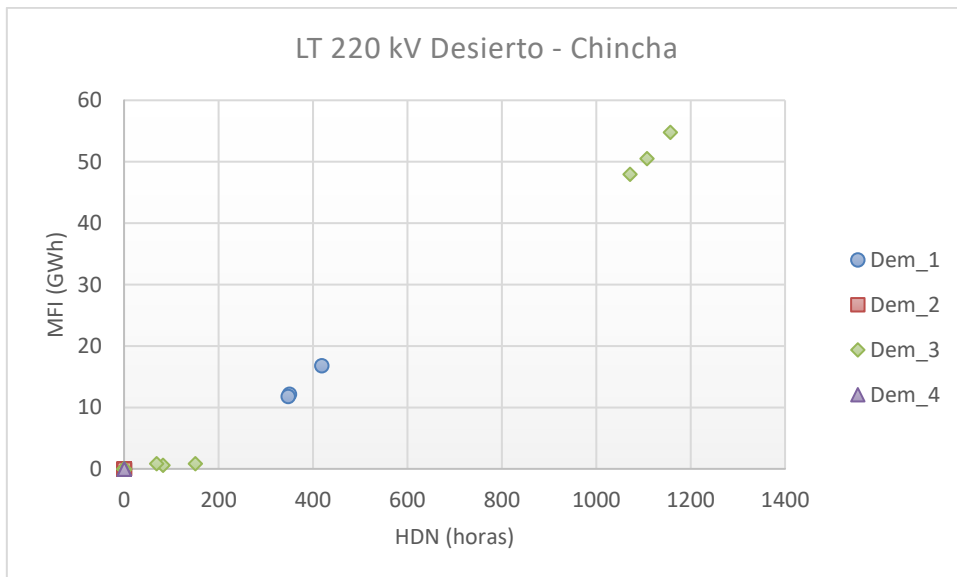


Figura 5.31 HDN y MFI de la LT 220 kV Desierto - Chincha, año 2032.

LT 220 kV Chincha - Independencia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 49 % en casos puntuales con futuro de demanda 3 y desarrollo de generación del Norte, en la Figura 5.32 se observa que la línea tiene 4516 horas de congestión y 567 GWh de MFI como máximo.

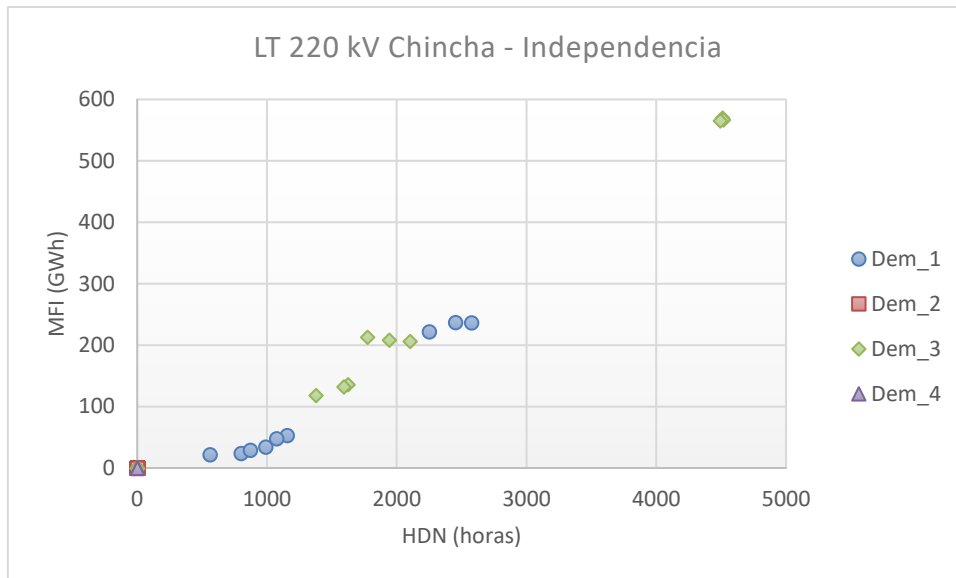


Figura 5.32 HDN y MFI de la LT 220 kV Chincha - Independencia, año 2032.

LT 220 kV Independencia - Ica

Se observan sobrecargas máximas del orden de 25 % en casos puntuales con futuro de demanda 3 y mayor generación térmica, en la Figura 5.33 se observa que la línea tiene 979 horas de congestión y 103 GWh de MFI como máximo.

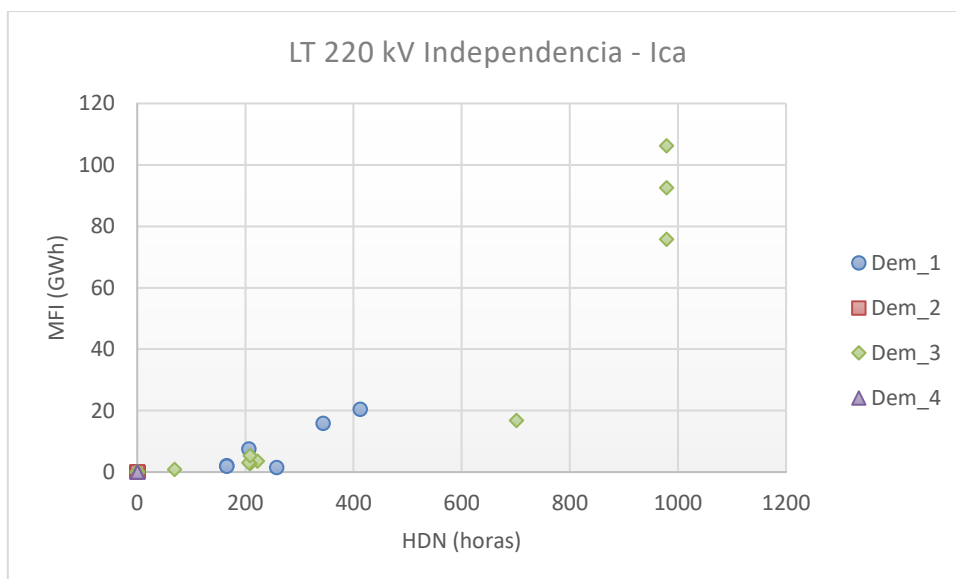


Figura 5.33 HDN y MFI de la LT 220 kV Independencia - Ica, año 2032.

LT 220 kV Ica - Intermedia

Se observan sobrecargas máximas del orden de 65 % en casos puntuales con futuro de demanda 3 y mayor generación térmica, en la Figura 5.34 se observa que la línea tiene 4161 horas de congestión y 809 GWh de MFI como máximo.

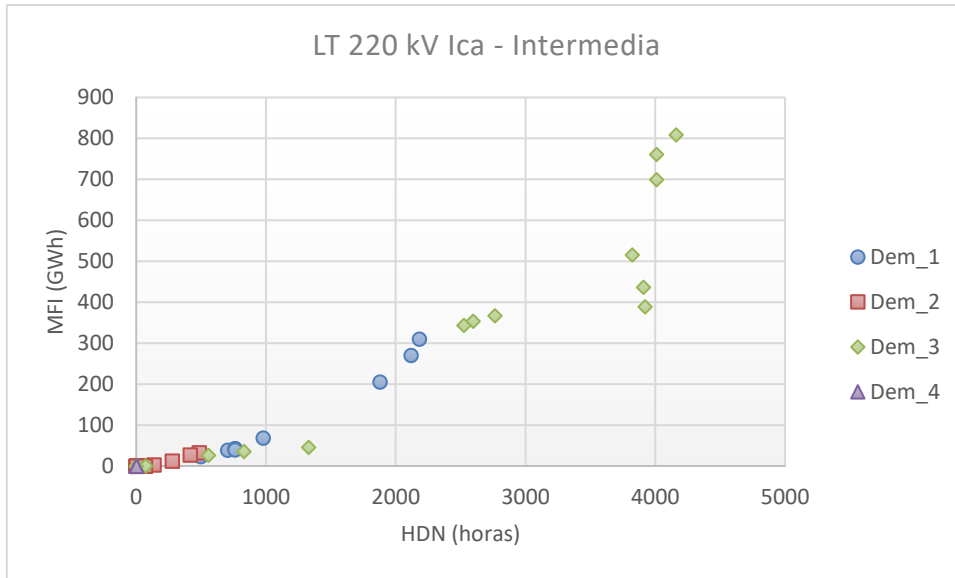


Figura 5.34 HDN y MFI de la LT 220 kV Ica - Intermedia, año 2030.

LT 220 kV Intermedia - Nazca

Se observan sobrecargas máximas del orden de 50 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.35 se observa que la línea tiene 5311 horas de congestión y 722 GWh de MFI como máximo.

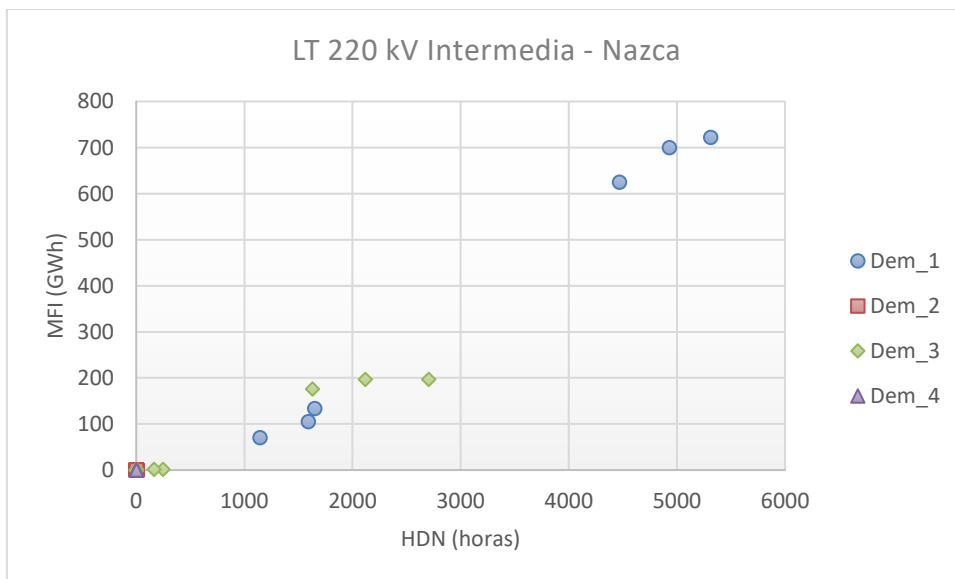


Figura 5.35 HDN y MFI de la LT 220 kV Intermedia - Nazca, año 2032.

LT 220 kV Nazca - Poroma

Se observan sobrecargas máximas del orden de 40 % en casos puntuales con futuro de demanda 3, en la Figura 5.36 se observa que la línea tiene 5311 horas de congestión y 722 GWh de MFI como máximo.

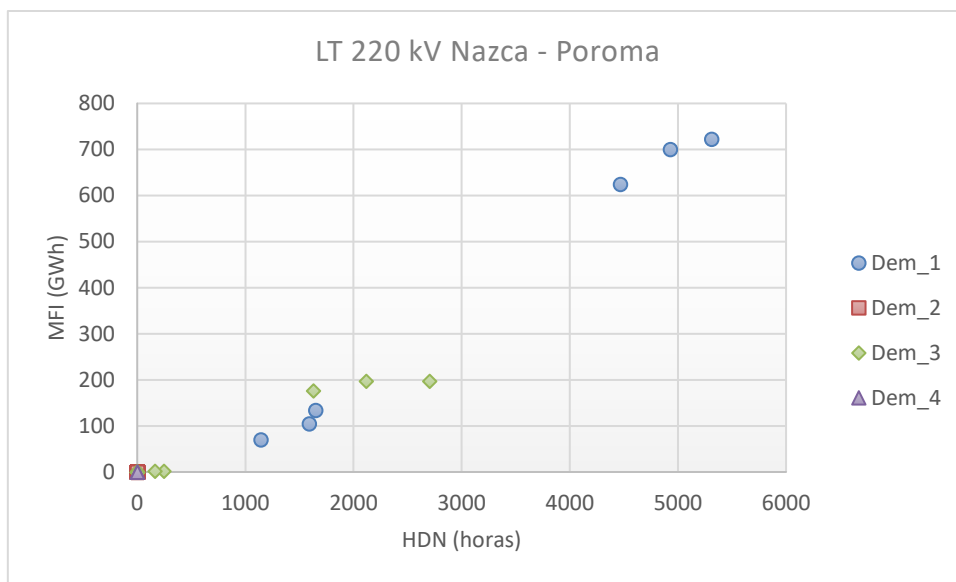


Figura 5.36 HDN y MFI de la LT 220 kV Nazca - Poroma, año 2032.

5.1.1.2.3 Zona Sur

Sur Oeste

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista prioritada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 500 kV Ocoña - San Jose	841	66%	57%	48%	46%	96%	79%	49%	80%	82%	62%	65%	64%	65%	98%	75%	55%	39%	116%	93%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	841	29%	58%	44%	42%	36%	45%	32%	60%	61%	57%	49%	52%	44%	30%	28%	31%	49%	45%	30%
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	1400	37%	34%	26%	28%	43%	37%	14%	20%	20%	18%	16%	17%	17%	44%	39%	32%	31%	48%	42%
LT 500 kV San Jose - Yarabamba	1400	55%	74%	46%	37%	64%	71%	21%	30%	31%	28%	31%	27%	31%	69%	74%	46%	37%	68%	74%
TP 500/220 kV San Jose	2x600	22%	59%	23%	32%	36%	60%	23%	24%	24%	24%	22%	23%	23%	47%	59%	23%	35%	49%	62%
TP 500/220 kV Montalvo	750	61%	68%	50%	44%	52%	57%	39%	62%	60%	53%	50%	50%	50%	57%	64%	53%	35%	47%	52%
TP 500/220 kV Montalvo	750	61%	68%	50%	44%	52%	57%	39%	62%	60%	53%	50%	50%	50%	57%	64%	53%	35%	47%	52%
TP 500/220 kV Yarabamba	750	113%	131%	78%	80%	90%	102%	62%	114%	111%	89%	87%	86%	84%	98%	119%	91%	79%	70%	91%
LT 220 kV Socabaya - Yarabamba	2x600	61%	72%	40%	41%	47%	55%	38%	62%	60%	46%	45%	45%	44%	52%	65%	48%	41%	35%	48%
LT 220 kV San Jose - San Luis CV	2x600	25%	25%	23%	23%	23%	23%	22%	25%	25%	23%	23%	23%	23%	25%	25%	23%	23%	23%	23%
LT 220 kV Socabaya - Moquegua	2x150	105%	102%	73%	91%	100%	92%	25%	80%	81%	74%	62%	70%	69%	109%	103%	91%	97%	98%	92%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	700	76%	83%	60%	57%	67%	69%	47%	74%	73%	63%	61%	60%	59%	73%	77%	66%	51%	60%	63%
LT 220 kV Moquegua - Tía María	300	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
LT 220 kV Moquegua - Ilo3	300	29%	29%	28%	28%	28%	27%	24%	29%	29%	28%	28%	28%	28%	29%	28%	28%	28%	28%	27%
LT 220 kV Ilo3 - Tía María	300	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
LT 220 kV Moquegua - Montalvo	700	44%	48%	35%	33%	39%	40%	27%	43%	43%	37%	35%	35%	35%	43%	45%	38%	30%	35%	37%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	150	30%	30%	25%	25%	25%	25%	21%	30%	30%	25%	25%	25%	25%	30%	30%	25%	24%	24%	25%
LT 220 kV Montalvo - Los Heroes	250	18%	18%	15%	15%	15%	15%	13%	18%	18%	15%	15%	15%	15%	18%	18%	15%	15%	15%	15%

Tabla 5.20 Área Sur Oeste, niveles de carga al año 2032.

Se presentan congestiones en escenarios que consideran el Nodo Energético del Sur con todas las centrales en ciclo combinado.

LT 500 kV Ocoña – San Jose

Se observan sobrecargas máximas del orden de 16 % en casos con futuro de demanda 1 y 3 y con mayor desarrollo de generación térmica en el Sur, en la Figura 5.37 se observa que la línea tiene 1739 horas de congestión y 356 GWh de MFI como máximo.

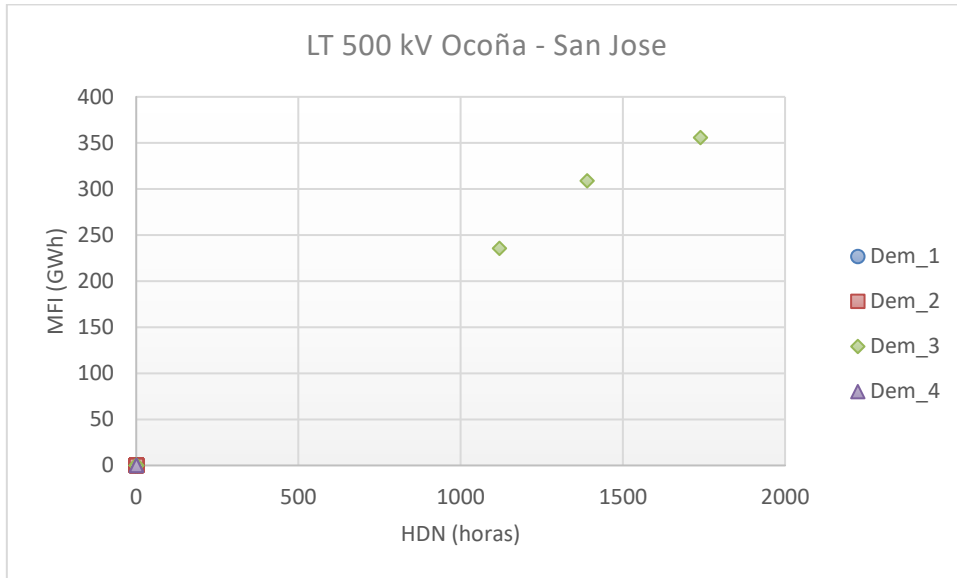


Figura 5.37 HDN y MFI de la LT 500 kV Ocoña – San Jose, año 2032.

TR 500/220 kV Yarabamba

Se observan sobrecargas máximas del orden de 31 % en casos con futuro de demanda 1 y 3 y con mayor desarrollo de generación térmica en el Sur, en la Figura 5.38 se observa que la línea tiene 5851 horas de congestión y 1840 GWh de MFI como máximo.

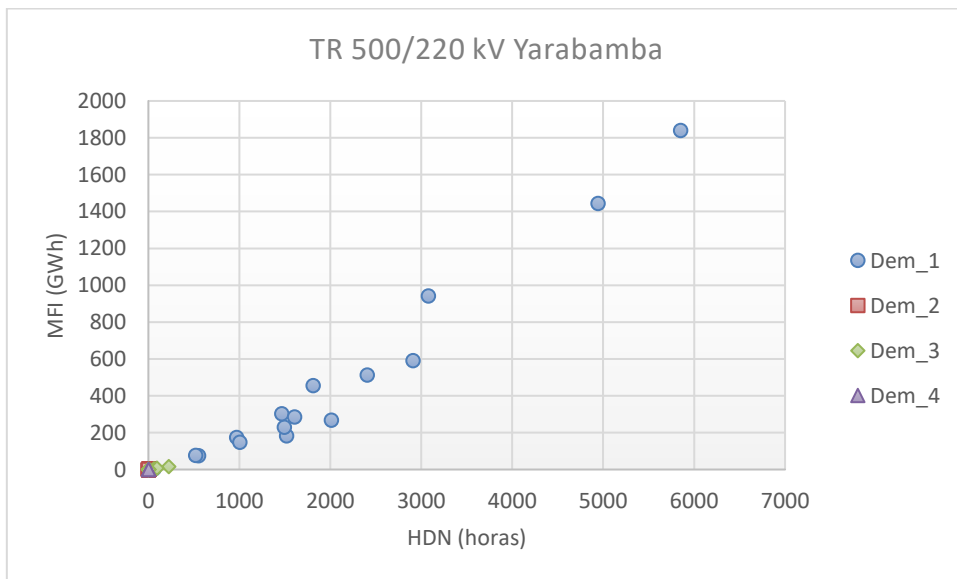


Figura 5.38 HDN y MFI de la TR 500/220 kV Yarabamba, año 2032.

LT 220 kV Socabaya – Moquegua

Se observan sobrecargas máximas del orden de 9 % en casos con futuro de demanda 3 y con mayor desarrollo de generación térmica en el Sur, en la Figura 5.39 se observa que la línea tiene 626 horas de congestión y 16 GWh de MFI como máximo.

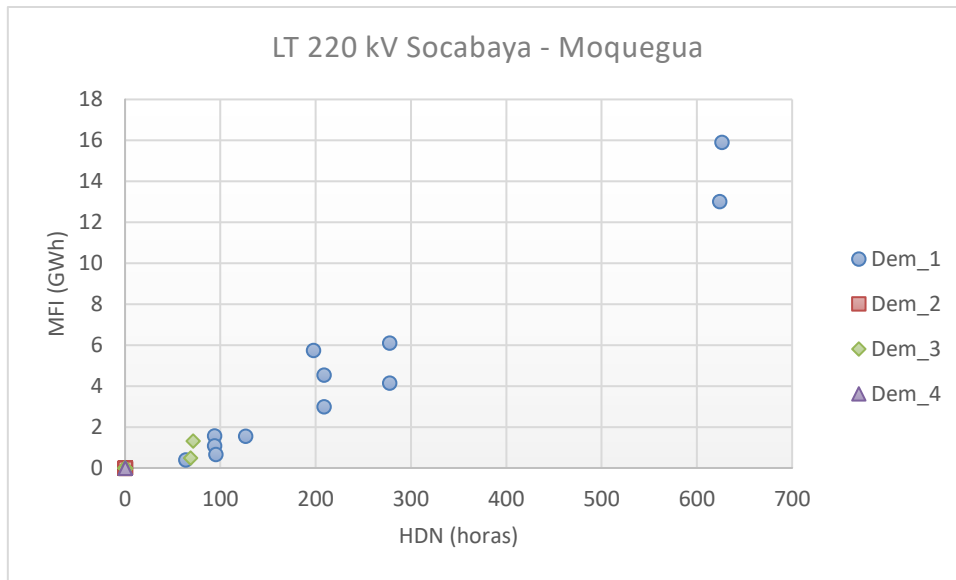


Figura 5.39 HDN y MFI de la LT 220 kV Socabaya – Moquegua, año 2032.

Sur Este

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	2x505	35%	38%	35%	36%	22%	23%	36%	56%	55%	45%	41%	40%	38%	23%	32%	26%	36%	33%	20%
LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	2x505	35%	46%	16%	22%	28%	35%	22%	29%	28%	21%	16%	19%	18%	34%	48%	21%	22%	24%	37%
LT 220 kV Tintaya - Azángaro	450	31%	32%	29%	32%	32%	33%	8%	28%	28%	10%	29%	28%	29%	28%	32%	11%	32%	28%	33%
LT 220 kV Tintaya - Socabaya	2x200	52%	64%	40%	53%	44%	54%	44%	58%	59%	57%	51%	49%	49%	45%	62%	59%	52%	35%	52%
LT 220 kV Onocora - Tintaya	2x300	12%	7%	17%	11%	13%	8%	14%	9%	9%	15%	12%	12%	11%	23%	8%	12%	11%	24%	8%
LT 220 kV Kayra - Onocora	300	25%	14%	35%	23%	26%	17%	29%	18%	18%	31%	25%	25%	23%	46%	15%	24%	22%	49%	17%
LT 220 kV Suriray - Kayra	300	57%	39%	62%	45%	56%	39%	50%	47%	47%	53%	50%	47%	47%	82%	38%	46%	44%	82%	39%
LT 220 kV Suriray - Abancay	250	70%	42%	66%	38%	69%	41%	32%	36%	36%	32%	35%	35%	35%	119%	42%	35%	39%	118%	41%
LT 220 kV Abancay - Cotaruse	250	40%	16%	37%	23%	42%	17%	24%	27%	27%	24%	23%	24%	83%	19%	23%	23%	85%	17%	
LT 220 kV Suriray - Cotaruse	250	48%	23%	45%	20%	50%	24%	14%	16%	17%	17%	17%	16%	17%	94%	24%	16%	20%	95%	25%
TP 220/138 kV Tintaya	125	40%	40%	29%	27%	29%	29%	23%	39%	39%	28%	28%	28%	28%	40%	39%	30%	27%	29%	29%
TP 220/138 kV Kayra	120	91%	88%	74%	71%	76%	73%	59%	86%	86%	69%	70%	71%	71%	95%	88%	71%	71%	80%	73%
TP 220/138 kV Suriray	225	70%	70%	71%	71%	71%	71%	71%	70%	70%	71%	71%	71%	71%	70%	70%	71%	71%	71%	71%
TP 220/138 kV Abancay	120	84%	79%	79%	74%	73%	70%	71%	85%	86%	79%	78%	77%	77%	88%	77%	73%	74%	79%	69%
LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	90	54%	55%	51%	55%	56%	57%	31%	50%	50%	24%	52%	51%	51%	49%	54%	29%	56%	50%	57%
LT 138 kV Tintaya - Combapata	110	24%	28%	12%	20%	19%	22%	12%	27%	27%	17%	20%	21%	21%	13%	29%	17%	20%	9%	23%
LT 138 kV Combapata - Quencoro	110	15%	20%	11%	13%	12%	16%	9%	16%	16%	9%	11%	12%	12%	13%	21%	10%	14%	15%	16%
LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	72	48%	51%	36%	40%	40%	42%	30%	49%	49%	36%	39%	40%	40%	44%	52%	37%	39%	35%	42%
LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	71	25%	21%	26%	22%	22%	19%	23%	26%	26%	27%	25%	24%	24%	29%	20%	22%	22%	25%	18%
LT 138 kV Machupicchu - Suriray	250	63%	63%	64%	64%	64%	64%	64%	63%	63%	64%	64%	64%	64%	63%	63%	64%	64%	64%	64%
LT 138 kV Cachimayo - Abancay	120	44%	40%	45%	41%	40%	36%	41%	46%	46%	46%	44%	43%	43%	49%	38%	40%	40%	45%	36%
LT 138 kV Callalli - Tintaya	110	21%	18%	20%	20%	19%	16%	13%	21%	21%	15%	20%	19%	19%	32%	18%	19%	20%	30%	16%

Tabla 5. Área Sur Este, niveles de carga al año 2032.

LT 220 kV Suriray - Abancay

Se observan sobrecargas máximas del orden de 19 % en casos con mayor desarrollo de generación en el Centro, en la Figura 5.40 se observa que la línea tiene 1742 horas de congestión y 180 GWh de MFI como máximo.

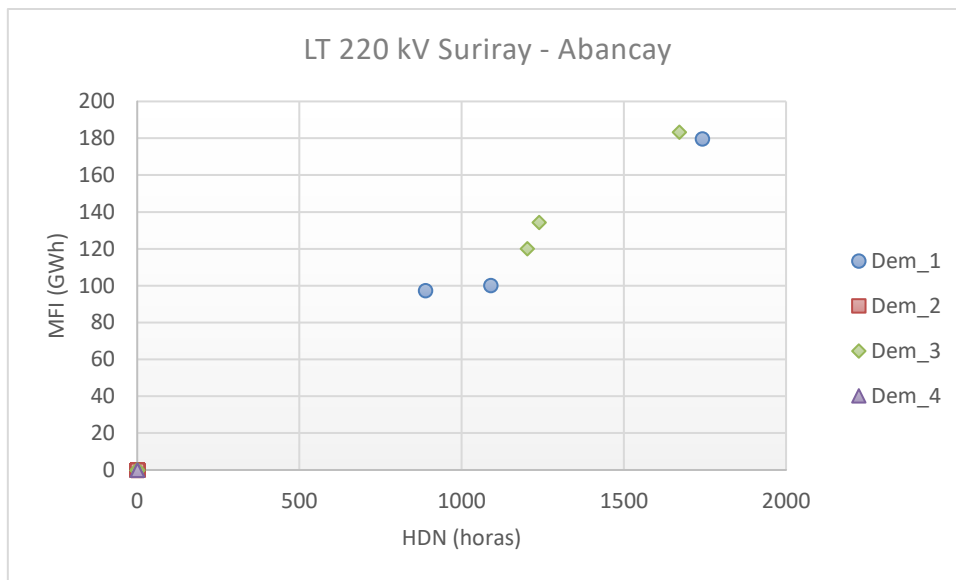


Figura 5.40 HDN y MFI de la LT 220 kV Mantaro – Cotaruse, año 2030.

Sur Sierra

NOMBRE	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
		.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2		
LT 220 kV Puno - Moquegua	150	97%	115%	65%	83%	76%	97%	58%	82%	88%	93%	65%	66%	70%	90%	104%	103%	81%	70%	85%
LT 220 kV Juliaca - Puno	450	18%	23%	11%	16%	14%	19%	11%	14%	16%	19%	11%	11%	12%	16%	20%	21%	16%	13%	16%
LT 220 kV Azángaro - Juliaca	450	12%	12%	15%	15%	13%	14%	4%	14%	14%	9%	15%	15%	15%	11%	12%	15%	17%	13%	
TP 220/138 kV Puno	120	52%	56%	39%	43%	42%	46%	31%	49%	49%	43%	40%	40%	40%	50%	53%	46%	42%	40%	43%
TP 220/138 kV Juliaca	100	59%	63%	46%	49%	47%	51%	33%	57%	57%	44%	46%	46%	46%	58%	60%	49%	48%	46%	49%
TP 220/138 kV Azángaro	100	61%	68%	46%	49%	47%	55%	49%	56%	56%	29%	46%	46%	45%	59%	60%	39%	48%	47%	48%
LT 138 kV Juliaca - Puno	80	23%	28%	15%	20%	17%	24%	9%	19%	18%	18%	14%	14%	14%	22%	25%	23%	21%	18%	20%
LT 138 kV Azángaro - Maravilla	90	26%	25%	30%	28%	27%	27%	35%	30%	30%	25%	31%	32%	32%	31%	24%	21%	28%	33%	27%
LT 138 kV Maravilla - Juliaca	90	22%	30%	21%	21%	18%	25%	25%	17%	17%	15%	20%	21%	21%	20%	24%	22%	21%	25%	19%
LT 138 kV Azángaro - San Gaban	120	42%	42%	45%	45%	45%	45%	60%	42%	42%	45%	45%	45%	45%	42%	42%	45%	45%	45%	45%
LT 138 kV Azángaro - San Rafael	120	29%	29%	32%	32%	32%	32%	46%	29%	29%	32%	32%	32%	32%	29%	29%	32%	32%	32%	32%
LT 138 kV San Rafael - San Gaban	120	54%	54%	56%	56%	56%	56%	71%	54%	54%	56%	56%	56%	56%	54%	54%	56%	56%	56%	56%
LT 138 kV Ayaviri - Azángaro	90	60%	62%	57%	61%	62%	63%	35%	55%	56%	28%	57%	56%	57%	55%	61%	33%	62%	56%	63%

Tabla 5.21 Área Sur Sierra, niveles de carga al año 2032.

Sobrecargas en esta zona debido a proyectos de demanda en la zona de Puno.

LT 220 kV Puno – Moquegua

Se observan sobrecargas máximas del orden de 15 % en casos con futuro de demanda 1 y 3 y con mayor generación térmica, en la Figura 5.41 se observa que la línea tiene 1696 horas de congestión y 87 GWh de MFI como máximo.

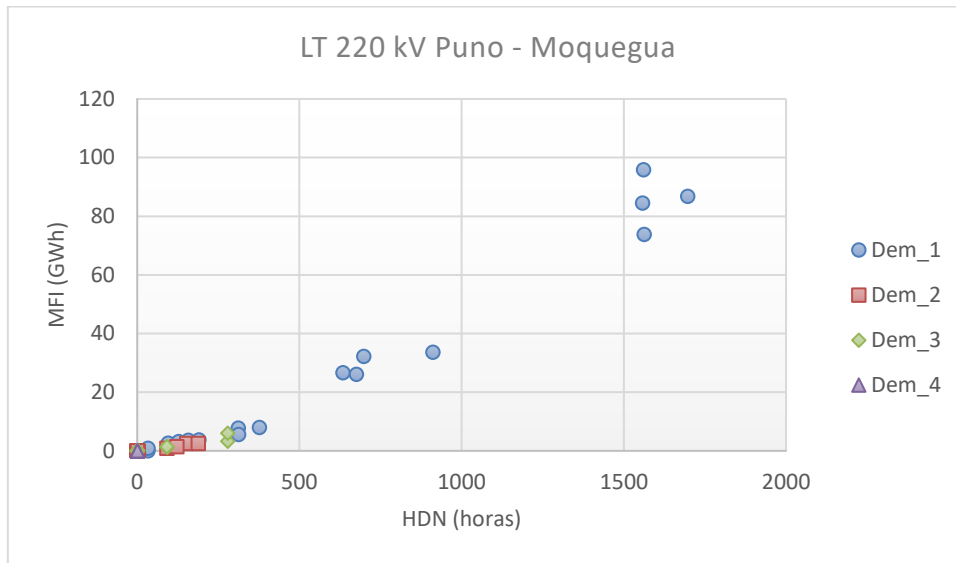


Figura 5.41 HDN y MFI de la LT 220 kV Puno – Moquegua, año 2032.

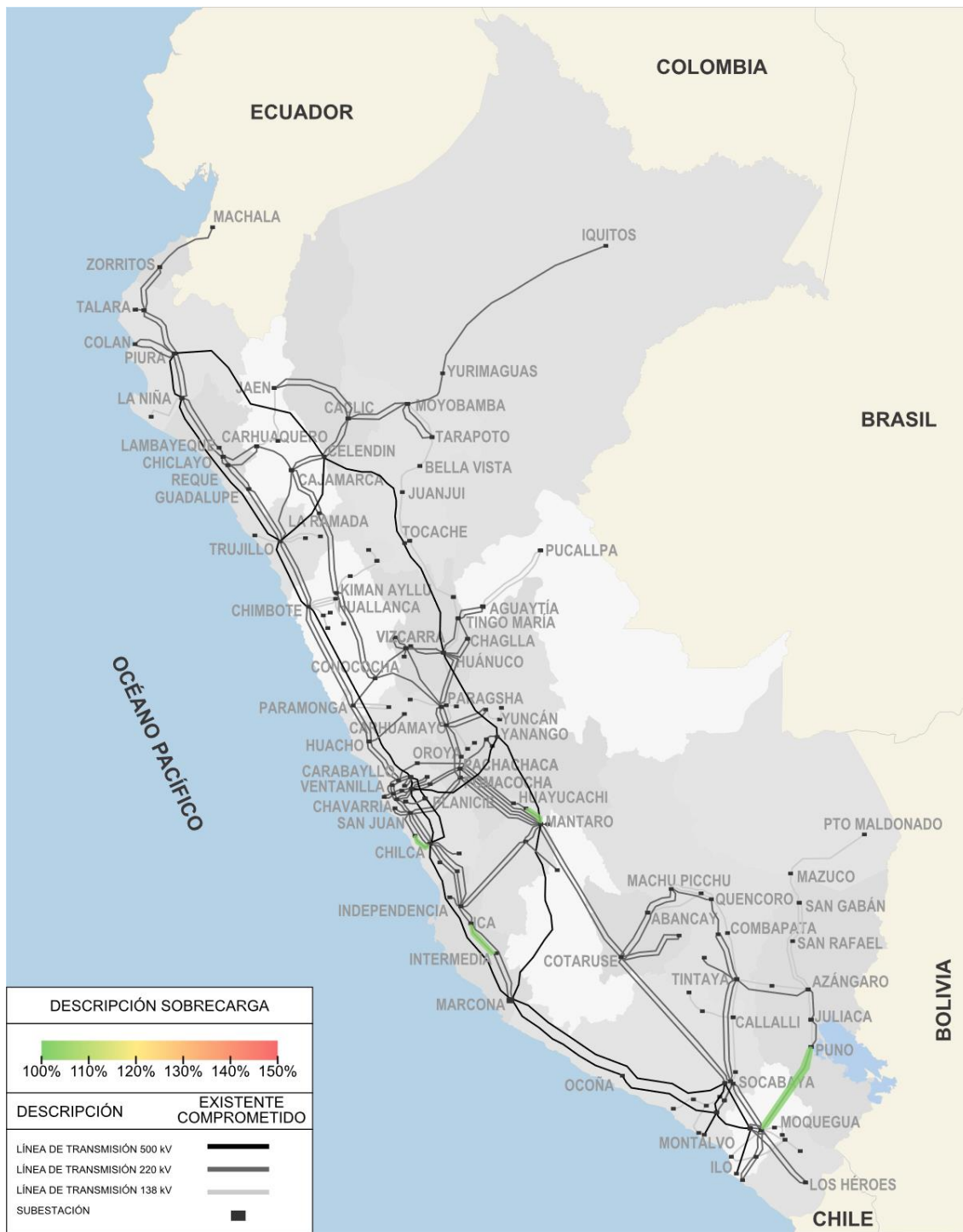


Figura 5.42 Sobrecarga promedios del 2032.

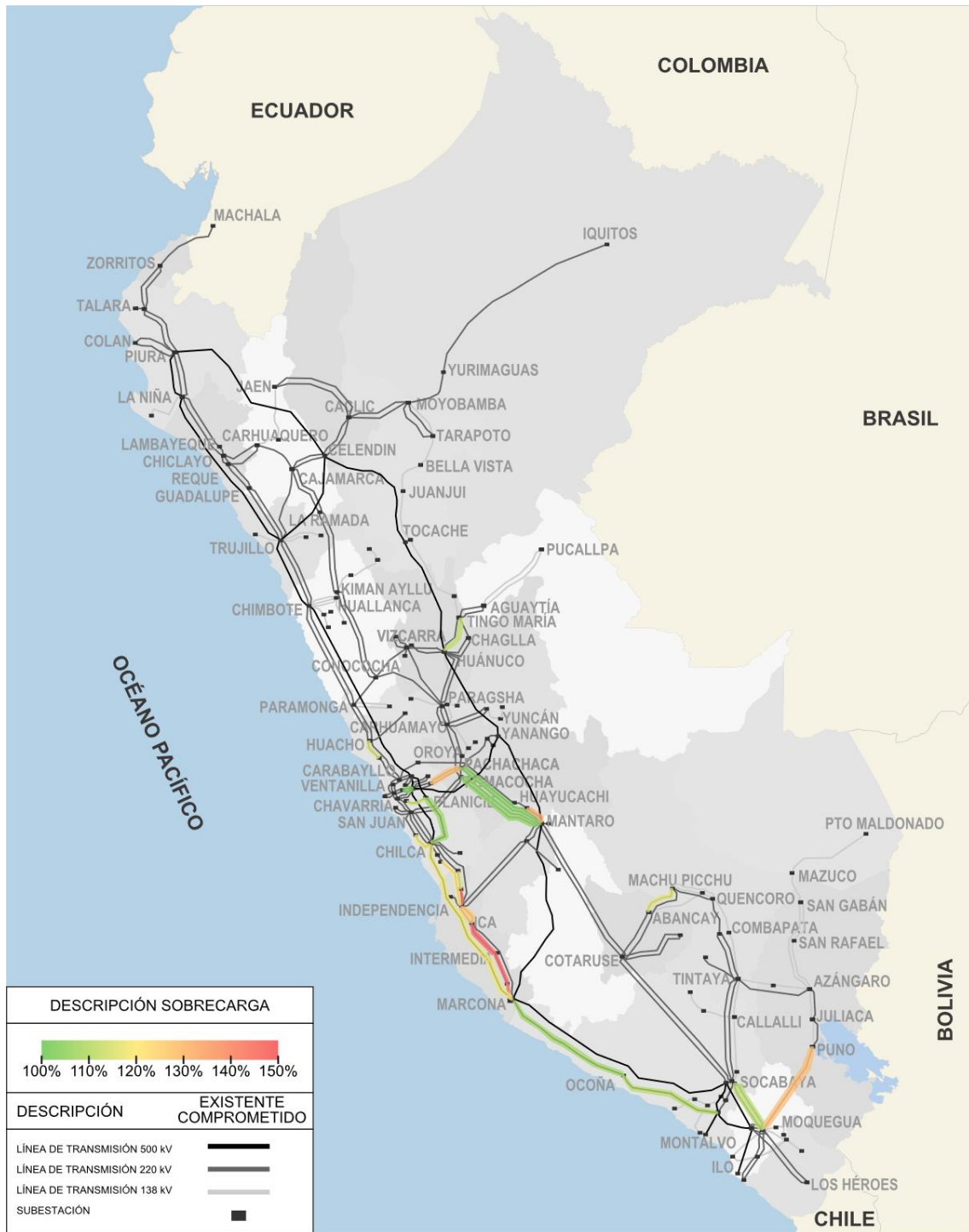


Figura 5.43 Sobrecargas máximas del 2032.

5.1.2 Energía no servida

Este análisis tiene por finalidad determinar la energía no servida (ENS) debido a las restricciones de transmisión, de manera que el valor calculado sirva como una medida de que tan restrictiva es la red para cada escenario de estudio. Con este fin, el análisis se hace sobre los escenarios que consideran los límites de transmisión, lo cual, sumado al hecho de que todos los escenarios tienen suficiente generación para atender la demanda, dará como resultado la ENS causada solo por restricciones en el sistema de transmisión.

5.1.2.1 Año 2028

Para este año no se presenta energía no servida en los escenarios analizados.

5.1.2.2 Año 2032

Los resultados de las simulaciones son los siguientes:

- Se presenta energía no servida total de hasta 30 MW en la zona Centro, en las barras de Huancayo 60 kV y PIndustrial 60 kV para el escenario de demanda 3, con crecimiento alto en el centro, y generación con desarrollo en el Norte y Sur debido a la congestión de la LT 220 kV Mantaro - Huayucachi en periodo de estiaje.
- Se presenta energía no servida de hasta 10 MW en la zona Centro, en la barra de Praderas 60 kV para escenarios de demanda 3, con crecimiento alto en el centro, y generación con desarrollo en el Norte y Sur debido a la congestión de la LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP.
- Se presenta energía no servida total de hasta 51 MW en la Zona Sur en las barras de Cerro Verde 138 kV, Mollendo 138 kV, Repartición 138 kV y Santuario 138 kV para escenarios de demanda 1, con alto crecimiento en el Sur y Norte, debido a la congestión del Transformador Socabaya 220/138 kV.

A continuación, en la Tabla 5.22 se muestra la energía no servida para cada barra y por escenario de generación-demanda.

NOMBRE	Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur											
	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes	Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C								
	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H							
	1AS0	1BS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	4AS0	1AS1	1BS1	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS2	1BS2	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	
Huancayo 60 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17.9	0
PIndustrial 60 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.8	0
Praderas 60 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.93	0
Cerro Verde 138 kV	14	14	0	0	0	0	0	14	14	0	0	0	0	14	14	0	0	0	0	0
Mollendo 138 kV	5.51	5.51	0	0	0	0	0	5.51	5.51	0	0	0	0	5.51	5.51	0	0	0	0	0
Reparticion 138 kV	8.83	8.83	0	0	0	0	0	8.83	8.83	0	0	0	0	8.83	8.83	0	0	0	0	0
Santuario 138 kV	7.12	22.6	0	0	0	0	0	17.6	12.6	0	0	0	0	1.5	18.4	0	0	0	0	0

Tabla 5.22 Energía no servida en MW al año 2032.

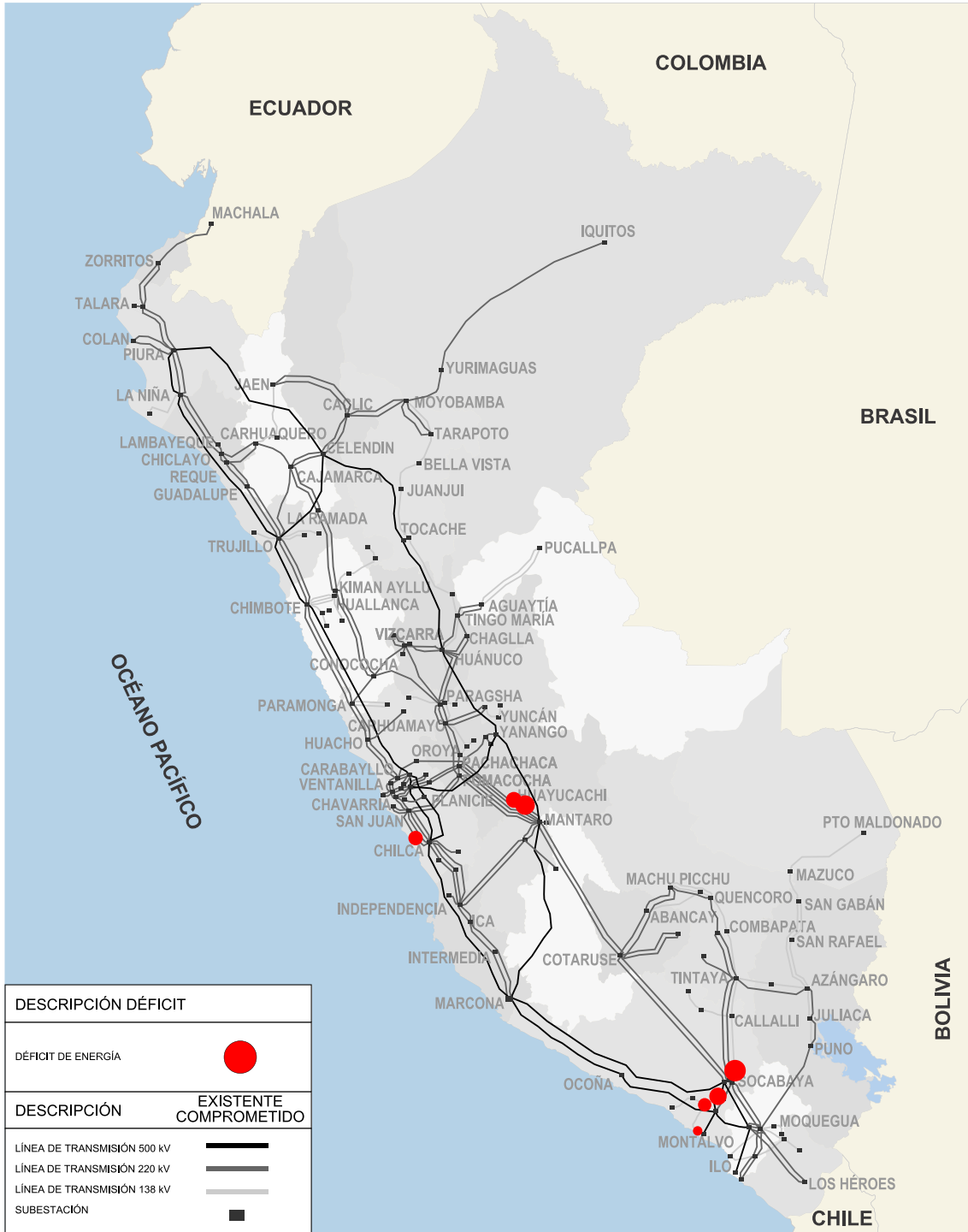


Figura 5.44 Sobrecarga promedios del 2032.

5.2 Diagnóstico operativo – Análisis Eléctricos

Para el diagnóstico del SEIN también se realiza los análisis eléctricos de la verificación de la operación del sistema de transmisión a fin de verificar el cumplimiento de los criterios técnicos de desempeño; para tal fin se utiliza como herramienta DigSILENT, con la cual se simulan los análisis eléctricos en los años de corte (2028 y 2032).

5.2.1 Selección de casos a analizar

Como se indica en la sección 5.1 del análisis energético, se analizan 19 escenarios de generación-demanda en el horizonte del Plan, sobre esta base se ha realizado una selección de los casos de mayor exigencia a la transmisión troncal, estos son:

- Los que tienen alta demanda en el Norte y Sur, y desarrollo de generación en el Centro (1AS1, 1BS1)¹²,
- Los que tienen alta demanda en el Centro y desarrollo de generación en el Norte y Sur (3AS2, 3BS2)¹³.

Con estos cuatro escenarios se podrá evaluar el nivel de suficiencia de la transmisión troncal Norte, Centro y Sur ante escenarios de mayor exigencia. Por lo anterior se analizará estos escenarios para el horizonte de Largo Plazo (2032). Estos escenarios se denominarán Escenarios de Mayor Exigencia.

Por otro lado, estos escenarios de mayor exigencia, con extremos de demanda y generación, no necesariamente podrían ser los de mayor certidumbre. Por lo que se incluye un caso adicional bajo los siguientes criterios:

- Escenario de demanda: se estima que el escenario de demanda de mayor certidumbre es el de crecimiento medio, tal como se considera en los estudios de proyecciones de crecimiento económico.
- Escenario de generación: se estima que el escenario de generación de mayor certidumbre será el que considere los proyectos de generación con mayor grado de maduración (que cuente con estudios, concesiones, permisos, etc.)

Por lo anterior se considera un escenario de mayor certidumbre que tome en cuenta estos aspectos, la proyección demanda media y con plan de obras de generación de mayor grado de maduración. Este escenario se desarrolla tanto para los años de corte de 2028 y 2030, y con mayor detalle de análisis. Este escenario se denominará Escenario de Mayor Certidumbre.

¹² La descripción de estos códigos de escenarios se encuentra detallados en el Anexo H.3.

5.2.2 Diagnóstico Operativo en Escenario de Mayor Certidumbre

5.2.2.1 Alcances y premisas

Se realizaron los análisis eléctricos para la verificación de la operación del sistema en el periodo de largo plazo para los años 2028 y 2032. Estas simulaciones comprenden el análisis de la operación en estado estacionario sobre condiciones normales y bajo contingencias, cálculo de cortocircuito, operación bajo incrementos de carga del sistema en condiciones normales y en contingencias para análisis de estabilidad de tensión, y operación en régimen dinámico para análisis de estabilidad angular (transitoria). Las simulaciones están basadas en los criterios y metodologías descritas en el numeral 2.5.

El programa de obras de transmisión considerado está compuesto por el sistema de transmisión actual al año 2021, al cual se añaden los proyectos de transmisión futuros previstos en: Plan Transitorio de Transmisión, Planes de Transmisión, Plan de Inversiones de Transmisión, proyectos que forman o formarán parte de ampliaciones a Contratos de Concesión de las empresas transmisoras, y los proyectos de transmisión asociados a proyectos de generación. El largo plazo, contiene los proyectos considerados en el corto plazo (incluido sus correspondientes soluciones operativas que son consideradas necesarias en el largo plazo) y los proyectos del Plan Vinculante de la actualización del PT 2021-2030.

De los múltiples escenarios de demanda y generación considerados en el diagnóstico de la operación económica, el análisis eléctrico de largo plazo para los años 2028 y 2032, solo contempla el escenario de crecimiento de demanda medio, en el cual se definieron las siguientes premisas para realizar los análisis eléctricos:

- Los valores de referencia para las tensiones en barras serán las Tensión de Operación definidas en la Decisión Ejecutiva N°010-2018- D/COES y actualizaciones mediante Decisión Ejecutiva N°008-2019-D/COES y N°008-2020- D/COES antes del año de corte intermedio 2028.
- Para el largo plazo se considera que todo el SEIN se adoptará la tensión nominal como tensión de referencia, los cuales son calculadas respecto a valores de tensiones nominales, excepto para el año 2028 donde en las barras de 220 kV de la zona de Mantaro se define una tensión de operación de 225 kV.
- Las tensiones por unidad en barras son calculadas respecto a valores de tensiones nominales, excepto para el año 2028 donde en las barras de 220 kV de la zona de Mantaro se define una tensión de operación de 225 kV.
- Las capacidades en la mayoría de las líneas de transmisión y transformadores de potencia son definidas acorde a los límites establecidos en contratos o determinados en la etapa de diseño.
- En todos los generadores del SEIN (térmicas e hidroeléctricas) se considera la operación dentro de las curvas de capacidad (P-Q). En la mayoría de las unidades RER la operación se realiza en modo de potencia constante.

- Se mantiene la medida operativa de inhabilitación (modo by-pass) de los Bancos de Capacitores Serie (BCS) de las LLTT de 500 kV Chilca-Poroma (80 ohms) y Poroma-Ocoña (60 ohms), como visto en el corto plazo.
- Con el ingreso de la LT de 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya, estimado en avenida 2028, se retirará las LLTT de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (L-1001) y Quencoro-Machupicchu (L-1002). El pedido de retiro de las líneas mencionadas fue realizado por el SERNANP anteriormente, ante el ingreso de la LT de 220 kV Machupicchu-Cotaruse.
- El proyecto del Gaseoducto Sur Peruano (GSP), que permitiría la operación con gas natural de las CCTT Puerto Bravo, NEPI, Reserva Fría de Ilo y desarrollo de la CT Quillabamba, finalizará su implementación en el año 2026, por lo que este recurso estará disponible en el largo plazo.
- Con el ingreso del Proyecto COYA-YANA la línea de 220 kV Ica-Marcona o Ica-Nasca Nueva¹³, podría operar indistintamente abierta o cerrada a fin de evitar las sobrecargas que pudieran presentar en el eje de 220 kV Chilca-Independencia – Ica - Marcona.

Se consideraron en los análisis eléctricos las siguientes medidas operativas para el largo plazo:

- Para evitar altas sobrecargas de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui (respecto a su capacidad de 45 MVA), se realiza la apertura de la LT de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota. No obstante, con el ingreso de la LT 220 kV Belaunde Terry-Tarapoto Norte se podrá realizar la apertura de otros tramos de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Tarapoto Norte.
- Los BCS de las líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse estarán habilitados, debido a que no presentarán sobrecargas respecto a su capacidad contractual de 505 MVA.
- Para disminuir los niveles de cortocircuito en la zona de Lima y permitir un mayor desarrollo de potencia a través de las líneas de 500 kV, se mantiene la configuración de enlaces de 220 kV Santa Rosa-Industriales, a partir de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Industriales-San Juan.

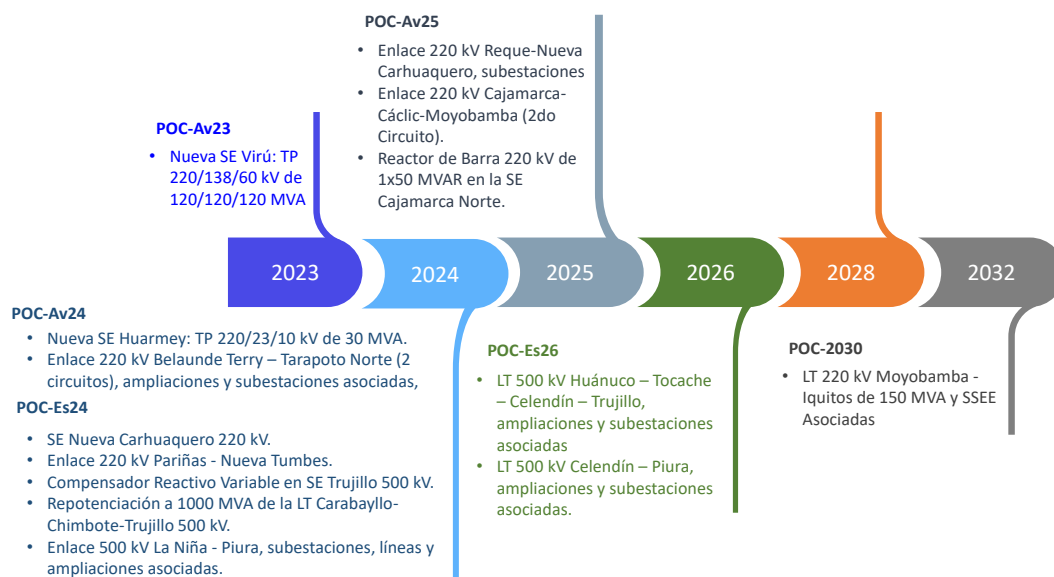
5.2.2.2 Operación en estado estacionario en condiciones normales

Las simulaciones de flujo de potencia en condiciones normales de operación se realizan para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en los períodos hidrológicos de avenida y estiaje para los años 2028 y 2032. En las siguientes tablas se muestran los resultados de las simulaciones en cuanto a tensiones de barras, carga en líneas de transmisión y transformadores, y operación de equipos automáticos de compensación reactiva (EACR).

Zona Norte

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte.

¹³ De acuerdo con los resultados del informe técnico COES/DP/SPL-06-2018 "Evaluación de la Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur para el Periodo 2019-2024", elaborado en 2018.



Fuente:

- Programa de obras a Noviembre del 2020. (Elaboración propia)
- Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 (Fuente Osinergmin)
- Plan de Transmisión 2021-2030 (Fuente Resolución Ministerial Nº 422-2020-MINEM/DM “Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030”)
- Acorde con la Resolución Ministerial Nº 562-2016-MEM/DM “Aprobación del Plan de Transmisión 2017-2026”, se retira el Proyecto “Repotenciación de la LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero (250 MVA)”.
- Acorde con la Resolución Ministerial Nº 422-2020-MINEM/DM “Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030”, se retira los siguientes proyectos:
 - Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo Norte-Cajamarca.
 - Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN.

Figura 5.45 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Norte, corto y largo plazo.

La siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra en por unidad (p.u.), respecto a las tensiones nominales. De los resultados no se observan transgresiones de tensión en barras.

Tensiones en Barras [p.u.]		Largo Plazo											
		2028						2032					
		Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Código	Tensión Nominal [kv]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
CELENDIN500	500	0,990	0,991	0,994	0,992	0,993	0,996	0,999	0,995	0,992	0,988	0,988	0,993
CHIMBOTE 500A	500	1,001	1,001	1,002	0,991	0,993	1,002	0,993	0,994	0,998	0,994	0,998	0,998
LA NIÑA 500A	500	1,004	1,004	1,005	1,005	1,005	1,005	0,999	0,999	1,004	1,001	1,004	1,005
PIURA NUEVA 500	500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
TRUJILLO 500A	500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
BELAUNDE TERRY220A	220	0,990	0,994	0,999	1,006	1,010	1,001	0,992	1,003	0,985	0,992	0,990	0,985
CALIC 220A	220	0,998	1,000	1,004	1,006	1,007	1,006	0,998	1,007	0,996	1,004	0,998	0,996
CAJAMARCA NORTE 220A	220	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
CARHUAQUERO 220	220	1,003	1,002	1,005	1,003	1,011	1,008	1,008	1,007	1,004	1,005	1,009	1,006
CELENDIN220	220	1,000	1,001	1,003	1,003	1,004	1,005	1,004	1,004	1,001	1,000	0,999	1,001
CHICLAYO OESTE 220A	220	0,991	0,991	0,996	0,993	0,996	0,998	0,993	0,992	0,994	0,992	0,991	0,997
CHIMBOTE 220A	220	0,995	0,996	0,998	0,992	0,995	1,007	0,990	0,989	0,996	0,989	0,994	1,005
FELAM 220A	220	0,992	0,991	0,996	0,994	0,996	0,998	1,001	0,997	0,990	1,000	0,987	0,992
GUADALUPE 220A	220	0,997	0,997	1,002	0,998	1,001	0,999	0,991	0,992	1,000	0,992	0,993	0,997
HUACHO 220A	220	0,999	1,000	1,009	0,999	1,004	1,012	0,994	1,001	1,005	0,994	0,999	1,008
KIMAN AYLLU 220A	220	1,001	1,001	1,002	1,001	1,002	1,001	0,998	0,999	1,001	0,999	1,000	1,002
LANIÑA 220A	220	1,004	1,003	1,006	1,005	1,007	1,007	1,024	1,022	1,004	1,022	1,003	1,005
LA RAMADA 220A	220	1,005	1,005	1,007	1,006	1,007	1,007	1,002	1,003	1,006	1,003	1,005	1,008
LOMERA 220A	220	0,990	0,991	1,004	0,990	0,994	1,007	0,985	0,991	1,000	0,984	0,990	1,003
MEDIO MUNDO 220A	220	1,002	1,003	1,010	1,001	1,005	1,014	0,997	1,002	1,006	0,996	1,001	1,010
NTUMBES 220	220	1,007	1,013	1,018	1,007	1,017	1,016	1,001	1,010	1,008	1,006	1,006	1,017
Nva CARHUAQUERO 220A	220	1,003	1,002	1,004	1,003	1,011	1,008	1,007	1,007	1,004	1,005	1,008	1,006
Nva. HUARMEY 220	220	1,008	1,009	1,013	1,006	1,009	1,019	1,002	1,005	1,010	1,001	1,006	1,017
PAMPA HONDA 220A	220	1,006	1,006	1,007	1,007	1,007	1,008	1,004	1,004	1,006	1,005	1,006	1,008
PARAMONGA NUEVA 220A	220	1,004	1,004	1,010	1,003	1,006	1,014	0,999	1,003	1,006	0,998	1,003	1,011
PARIÑAS 220A	220	1,014	1,014	1,016	1,012	1,017	1,016	1,014	1,016	1,010	1,015	1,010	1,015
PIURA NUEVA 220	220	1,000	0,999	1,003	1,003	1,005	1,004	1,013	1,008	1,000	1,017	1,002	1,003
PIURA OESTE 220A	220	0,995	0,993	0,998	0,998	1,001	0,999	1,002	0,998	0,994	1,009	0,996	0,997
REQUE 220A	220	0,992	0,992	0,997	0,994	0,998	1,000	0,992	0,992	0,996	0,992	0,992	0,998
TALARA 220A	220	1,015	1,015	1,017	1,013	1,018	1,017	1,015	1,017	1,011	1,016	1,011	1,016
TPCH 220A	220	0,990	0,990	1,002	0,989	0,992	1,005	0,984	0,989	0,997	0,984	0,988	1,000
TRUJILLO NORTE 220A	220	0,997	0,997	1,000	0,997	0,998	1,000	0,987	0,987	0,998	0,987	0,989	1,000
TRUJILLO NUEVA 220A	220	0,998	0,998	1,000	0,997	0,998	1,000	0,988	0,988	0,998	0,988	0,990	1,000
VALLE CHIRA 220A	220	0,994	0,991	0,998	0,996	1,000	1,001	0,997	0,995	0,993	1,004	0,993	0,999
VIRU220 KV	220	0,996	0,995	1,000	0,994	0,994	1,003	0,986	0,985	0,997	0,986	0,988	1,002
ZORRITOS 220A	220	1,009	1,015	1,020	1,009	1,019	1,017	1,003	1,012	1,010	1,008	1,008	1,019
BELAUNDE TERRY138	138	1,002	1,006	1,013	1,017	1,021	1,016	1,002	1,013	0,999	1,001	1,001	0,999
CARHUAQUERO 138	138	1,018	1,006	1,010	1,019	0,989	0,988	1,003	1,010	1,009	1,019	0,986	0,986
CHIMBOTE 138A	138	0,998	0,999	1,003	1,004	1,007	0,993	1,001	0,993	1,001	0,999	1,006	0,995
HUALLANCA 138A	138	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,990	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
KIMAN AYLLU 138	138	0,996	0,996	0,996	0,998	0,998	0,988	0,996	0,996	0,996	0,998	0,998	0,995
TRUJILLO NORTE 138A	138	1,000	1,000	1,002	1,000	1,000	1,001	1,000	1,000	1,000	1,000	1,002	1,002

- Tensión menor a 0.90 p.u.
- Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
- Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
- Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
- Tensión mayor a 1.05 p.u.

Tensiones dentro del rango operativo $\pm 2,5\%$, respecto a sus tensiones nominales.

Tabla 5.23 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, zona Norte.

Respecto a las sobrecargas, en la siguiente tabla se muestra los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
Celendín - Piura	---	500	1400	39	39	36	37	36	34	39	39	37	39	38	35
Celendín - Trujillo	---	500	1400	11	11	10	11	10	9	8	10	10	12	11	10
La Niña - Piura Nueva	---	500	1400	7	7	7	7	7	7	5	5	7	5	6	7
Trujillo Nueva - La Niña	L-5010	500	701	40	39	36	39	37	37	42	40	38	41	40	38
Carabayllo - Chimbote	L-5006	500	600/1000	48	45	31	53	48	48	62	56	35	67	63	57
Chimbote - Trujillo Nueva	L-5008	500	600/1000	31	28	19	36	32	31	43	39	26	45	41	38
Cáclic - Belaunde Terry - L1	L-2194	220	220	15	12	8	15	13	8	47	43	21	47	41	20
Cajamarca Norte - Celendín - L1	L-2192_A	220	220	15	14	12	21	20	27	13	12	12	17	18	29
Carhuaquero - Cajamarca Norte	L-2190	220	300	7	7	5	7	10	10	11	11	5	9	11	11
Celendín - Cáclic - L1	L-2192_B	220	220	19	14	9	22	18	11	53	46	21	55	46	22
Chiclayo Oeste - Carhuaquero	L-2240	220	150	41	43	34	31	33	14	42	44	35	32	34	14
Chiclayo Oeste - Lambayeque Oeste - L1	L-2238A	220	180	18	22	22	11	13	7	19	23	23	13	14	8
Chimbote 1 - Trujillo Norte	L-2233	220	152	42	39	28	40	36	30	52	49	34	49	45	36
Chimbote 1 - Virú Nueva	L-2232_A	220	152	49	49	34	48	46	36	61	59	41	60	57	43
Conococha - Paramonga Nueva	L-2278	220	191	14	17	12	12	9	21	16	19	12	11	11	23
Felam - Lambayeque Oeste	L-2238B	220	180	12	14	18	6	6	4	14	15	19	10	7	8
Guadalupe - Reque - L1	L-2236	220	152	24	22	13	23	18	21	32	29	17	31	26	26
La Niña - Lambayeque Oeste	L-2239B	220	180	11	11	9	15	15	15	22	21	10	24	20	19
La Ramada - Kiman Ayllu - L1	L-2272	220	240	40	38	33	34	32	21	47	46	38	43	39	24
La Ramada - Pampa Honda - L1	L-2273	220	240	30	28	24	24	22	10	37	36	28	33	29	14
Nueva Carhuaquero - Reque	---	220	450	15	15	12	11	12	4	15	15	12	11	12	5
Nueva Huarmey - Chimbote	---	220	180	16	14	13	17	14	11	19	17	13	19	17	11
Nueva Tumbes - Zorritos	L-2280_A	220	152	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8
Pampa Honda - Cajamarca Norte - L1	L-2283	220	240	28	27	22	23	21	11	35	34	26	31	27	14
Paramonga Nueva - Chimbote1 - L1	L-2215	220	180	21	18	14	21	17	12	23	20	16	24	22	13
Paramonga Nueva - Nueva Huarmey	L-2216_A	220	180	22	19	15	23	18	13	25	21	17	26	23	14
Pariñas - Nueva Tumbes	---	220	250	14	13	12	13	12	11	16	14	13	15	13	12
Pariñas - Talara	L-2295	220	180	10	10	10	12	13	13	11	11	13	12	13	13
Pariñas - Zorritos	L-2249_B	220	152	28	25	24	27	24	21	32	28	25	29	26	24
Piura Oeste - Valle Chira	L-2248_a	220	180	26	24	19	15	10	7	29	23	17	19	13	9
Reque - Chiclayo Oeste - L1	L-2296	220	180	28	28	21	21	20	14	32	33	24	26	25	18
Talara - Pariñas	L-2249_A	220	152	12	11	12	14	16	16	13	13	15	14	15	16
Trujillo Norte - Cajamarca Norte	L-2260	220	167	8	8	7	11	10	20	16	14	10	21	19	25
Trujillo Norte - Guadalupe - L1	L-2234	220	152	23	22	17	25	26	28	33	31	23	34	35	34
Trujillo Norte-Trujillo Nueva - L1	L-2290	220	375	22	20	11	25	23	18	30	27	15	31	29	21
Valle Chira - Pariñas	L-2248_b	220	180	21	24	18	16	19	19	19	21	18	13	18	19
Virú Nueva - Trujillo Norte	L-2232_B	220	152	29	25	18	26	21	19	38	33	23	34	28	24
La Niña - Piura Nueva - L1	L-2162_A	220	180	20	20	15	12	9	5	22	21	14	13	10	5
Piura Nueva - Piura Oeste - L1	L-2162_B	220	450	25	25	18	19	16	11	29	27	18	22	19	13
Felam - La Niña	L-2164_A	220	180	23	23	17	28	29	29	38	38	26	41	41	38
Chimbote - Huallanca - L1	L-1105	138	100	59	62	61	31	32	19	57	61	60	33	30	16
Huallanca - Kiman Ayllu	L-1131	138	140	48	49	54	22	24	46	47	48	54	26	22	50

Ninguna sobrecarga

- Carga menor a 90%
- Carga entre 90% y 100%
- Carga entre 100% y 120%
- Carga mayor a 120%

Tabla 5.24 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, zona Norte.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en las líneas de transmisión de la zona Norte.
- En la línea de 500 kV Carabayllo-Chimbote, en el periodo de estiaje 2032, la carga en la línea llegará al 67% de su capacidad (1000 MVA).
- En la línea de 220 kV Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA), periodos de avenida, se observan cargas entre 40% y 50%.
- En la línea de 220 kV Chimbote 1-Virú (152 MVA) se observan cargas de hasta 60%.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas, respecto a sus capacidades de transporte.

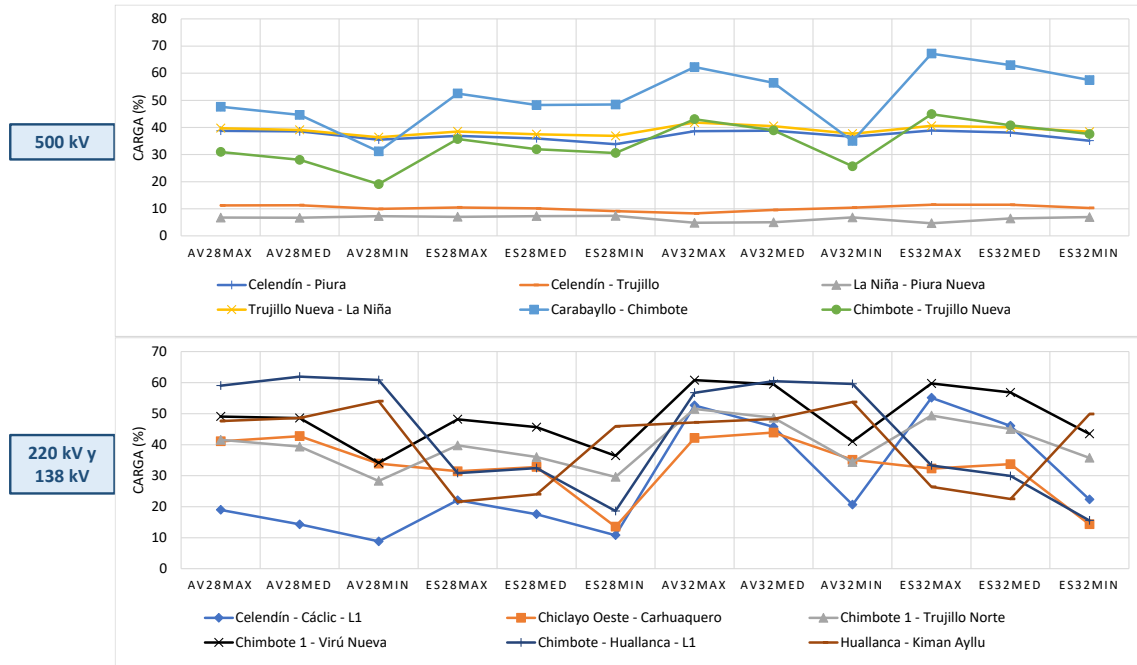


Figura 5.46 Cargas en líneas (%), años 2028 y 2032, zona Norte.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Largo Plazo											
				2028				2032							
				Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje					
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
TR Celendín 500/220 kV	---	500/220	750	20	17	11	25	21	22	38	33	19	43	38	30
TR Chimbote 500/220 kV	AT84-523	500/220	750	7	5	3	15	14	16	13	9	3	19	19	20
TR La Niña 500/220 kV	AT91-523	500/220	600	23	22	16	21	20	18	31	30	19	28	26	21
TR Piura Nueva 500/220 kV	---	500/220	600	43	41	30	33	29	21	50	47	33	39	35	25
TR Trujillo Nueva 500/220 kV	AT85-523	500/220	750	22	20	11	25	23	18	30	27	15	31	29	22
TR Belaunde Terry 220/138 kV	AT-4201	220/138	100	19	16	10	20	17	10	23	19	11	25	20	12
TR Cáclic 220/138 kV	---	220/138	60	54	34	20	56	36	21	64	40	24	67	43	25
TR Carhuaquero 220/138 kV	---	220/138	35	28	45	37	13	27	31	8	26	29	33	24	27
TR Chimbote 220/138 kV - T1	AT11-211	220/138	120	40	44	47	31	27	20	43	39	43	34	31	22
TR Chimbote 220/138 kV - T2	AT30-211	220/138	120	39	43	46	31	27	19	43	38	42	33	30	21
TR Kiman Ayllu 220/138 kV	AUT-501	220/138	100	61	70	73	17	25	47	57	68	72	22	21	45
TR Tarapoto Norte 220/138 kV	---	220/138	120	38	31	20	38	30	20	45	37	24	45	36	24
TR Trujillo Norte 220/138 kV - T1	AT12-211	220/138	100	77	77	25	77	39	24	59	54	29	57	50	26
TR Trujillo Norte 220/138 kV - T2	AT31-211	220/138	100	81	81	81	81	81	27	81	81	81	81	81	81
TR Trujillo Norte 220/138 kV - T3	AT99-212	220/138	100	51	47	28	50	43	27	65	60	32	63	55	29

	Carga menor a 90%
	Carga entre 90% y 100%
	Carga entre 100% y 120%
	Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.25 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Norte.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores de la zona Norte.
- En el transformador 500/220 kV de Piura Nueva (600 MVA) se observan cargas máximas de 50%.
- En el transformador 220/138 kV de Kiman Ayllu (100 MVA) se observan cargas entre 70% y 80%.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

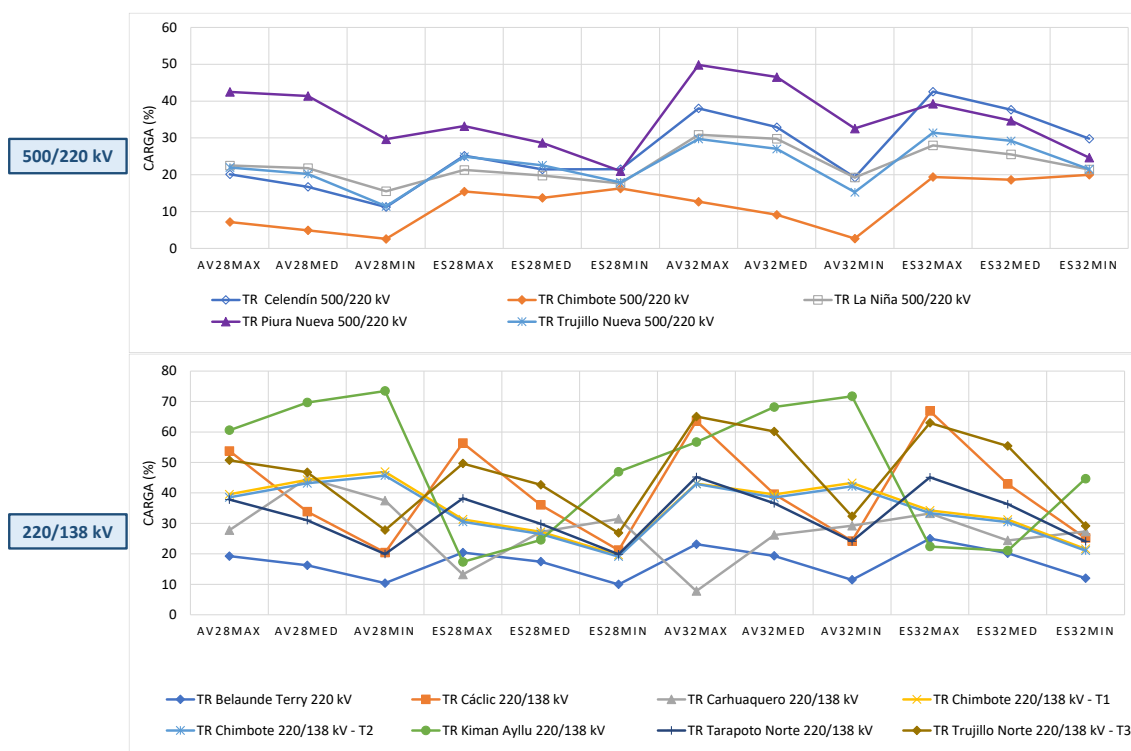


Figura 5.47 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Norte.

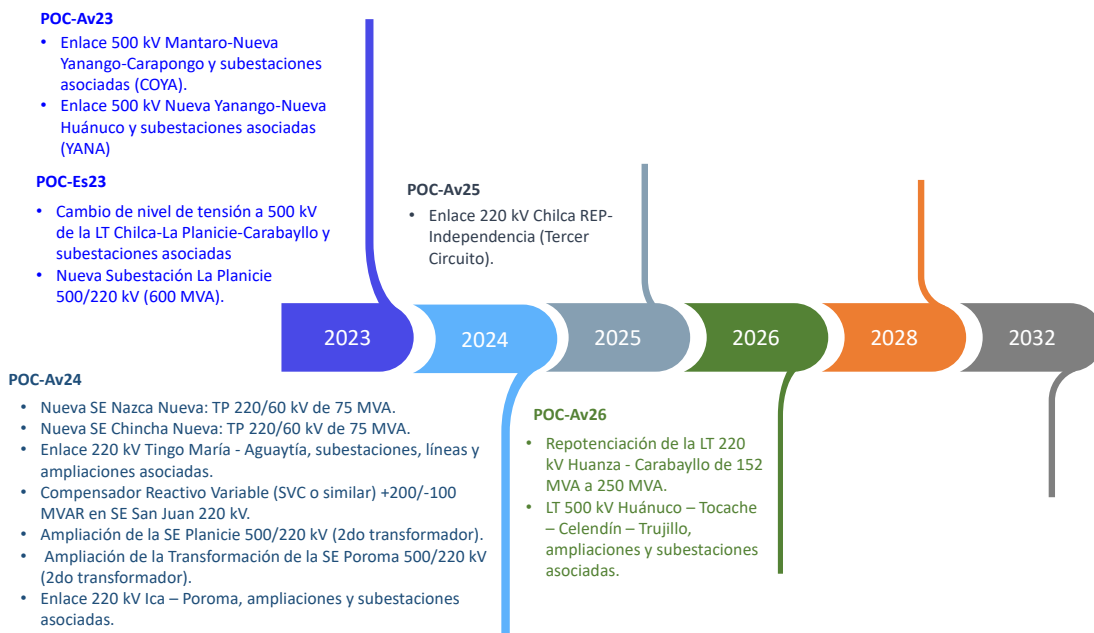
En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas.

Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	Largo Plazo											
			2028						2032					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min			
SVC Trujillo 138 kV	20	-30	-24	-14	19	-16	-14	19	-3	5	11	3	19	19
SVC Cajamarca 220 kV	60	-120	-46	-41	-22	-32	-11	-8	-52	-47	-47	-67	-55	-34
SVC Iquitos 220 kV	50	-50	---	---	---	---	---	---	-45	-38	-12	-47	-41	-11
EACR TrujilloN 500 kV	200	-400	-4	-1	46	-55	-28	46	-82	-90	4	-124	-80	-1
EACR Piura 500 kV	150	-300	-222	-220	-167	-186	-164	-145	-273	-268	-197	-264	-216	-173
SVC Chiclayo 60 kV	30	-30	-10	-8	28	-3	8	21	-13	-11	8	-10	-18	4

Tabla 5.26 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, zona Norte.

Zona Centro

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro.



Fuente:

- Programa de obras a Noviembre del 2020. (Elaboración propia)
- Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 (Fuente Osinergmin)
- Plan de Transmisión 2021-2030 (Fuente Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM "Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030")

- Acorde con la Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM "Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030", se retira los siguientes proyectos:
 - ✓ Repotenciación de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca de 152 MVA a 250 MVA por terna.
 - ✓ Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan de 152 MVA a 250 MVA por terna.
 - ✓ Repotenciación de la LT 220 kV Mantaro - Huancavelica de 152 MVA a 250 MVA por terna.
 - ✓ Repotenciación de la LT 220 kV Oroya - Carhuamayo de 152 MVA a 250 MVA.
 - ✓ Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN,

Figura 5.48 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Centro, corto y largo plazo.

Zona Centro: Área Operativa Centro 1-Lima

Respecto a las tensiones en barras, en la siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra (p.u.), respecto a las tensiones nominales. De los resultados no se observan transgresiones de tensión en barras.

Tensiones en Barras [p.u.]		Largo Plazo											
		2028						2032					
		Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Código	Tensión Nominal [kV]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
CARABAYLLO 500A	500	0,991	0,987	1,011	0,996	0,998	1,014	0,979	0,978	1,007	0,987	0,993	1,008
CARAPONGO 500A	500	0,992	0,986	1,009	0,997	0,998	1,012	0,981	0,979	1,005	0,988	0,995	1,006
CHILCA CTM 500A	500	0,996	0,995	1,010	1,001	1,001	1,013	0,996	0,997	1,007	1,000	1,004	1,008
LA PLANICIE 500A	500	0,992	0,989	1,015	0,997	0,999	1,019	0,982	0,981	1,010	0,991	0,996	1,012
ALTO PRADERAS 220A	220	0,987	0,985	0,985	0,988	0,987	0,985	1,001	1,000	0,984	0,994	0,998	0,984
BALNEARIOS 220A	220	0,979	0,977	0,980	0,980	0,979	0,981	0,987	0,987	0,979	0,983	0,988	0,980
CAJAMARQUILLA 220A	220	0,989	0,990	1,000	0,993	0,991	1,002	0,995	0,990	0,996	0,993	0,986	0,999
CARABAYLLO 220A	220	0,986	0,985	1,000	0,984	0,986	1,002	0,983	0,986	0,996	0,982	0,987	0,999
CARAPONGO 220A	220	0,992	0,995	1,004	0,996	0,995	1,007	0,999	0,995	1,000	0,998	0,990	1,003
CHAVARRIA 220A	220	0,978	0,977	0,995	0,981	0,983	0,997	0,977	0,976	0,991	0,976	0,978	0,995
CHILCA CTM 220A	220	0,992	0,999	0,998	0,994	0,994	0,998	1,010	1,010	0,994	1,003	1,005	0,996
INDUSTRIALES 220A	220	0,982	0,980	0,999	0,988	0,989	1,001	0,984	0,980	0,993	0,982	0,983	0,999
LA PLANICIE 220A	220	0,991	0,989	1,002	0,997	0,999	1,002	0,998	0,995	0,997	0,991	0,993	1,001
SAN JUAN 220A	220	0,989	0,988	0,985	0,990	0,989	0,985	1,000	1,000	0,985	0,995	1,000	0,985
SANTA ROSA 220A	220	0,979	0,979	0,997	0,985	0,986	1,000	0,981	0,978	0,992	0,980	0,981	0,998
VENTANILLA 220A	220	0,982	0,982	0,996	0,984	0,986	0,998	0,980	0,980	0,994	0,980	0,982	0,998
ZAPALLAL 220A	220	0,985	0,984	0,999	0,983	0,986	1,001	0,981	0,984	0,995	0,980	0,985	0,998

Tensión menor a 0.90 p.u.

Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.

Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.

Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.

Tensión mayor a 1.05 p.u.

Tensiones dentro del rango operativo $\pm 2,5\%$, respecto a sus tensiones nominales.

Tabla 5.27 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

Respecto a las sobrecargas, en la siguiente tabla se muestra los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
Carapongo - Carabayllo	L-5003	500	1400	36	37	21	36	32	21	51	49	27	48	45	28
Carapongo - Chilca	L-5001	500	1400	47	46	31	50	49	50	56	55	39	58	55	55
Chilca - La Planicie	---	500	1400	62	63	41	63	60	52	78	77	50	75	72	60
La Planicie - Carabayllo	---	500	1400	22	19	14	26	25	28	27	24	18	31	29	32
Alto Pradera - Chilca	L-2088	220	351	69	72	40	68	68	56	78	80	46	76	75	60
Cajamarquilla - Chavarría - L1	L-2014	220	340	44	39	18	38	29	10	55	47	21	48	36	13
Callahuanca CNS - Callahuanca REP	L-2716	220	381	42	48	28	26	24	9	57	62	33	40	37	6
Callahuanca CNS - Carapongo - L1	L-2008	220	340	43	46	28	31	32	13	50	53	30	39	39	15
Carabayllo - Zapallal - L1	L-2107	220	476	22	24	16	22	21	16	31	32	20	29	29	20
Carapongo - Cajamarquilla - L1	L-2708	220	340	54	65	48	48	56	39	64	73	51	57	64	42
Carapongo - Santa Rosa - L1	L-2701	220	340	55	55	27	43	37	14	66	64	31	53	46	17
Chavarría - Ventanilla - L1	L-2244	220	189	44	48	24	36	40	29	43	51	29	38	42	30
Huacho - Lomera	L-2214	220	180	33	35	31	18	14	28	28	31	27	17	14	33
Industriales - Santa Rosa	L-2010	220	152	17	11	15	21	22	5	24	19	14	11	16	8
San Juan - Alto Pradera	L-2092	220	351	40	39	11	38	37	26	43	42	14	42	40	29
Santa Rosa - Chavarría - L1	L-2003	220	152	16	9	24	47	37	34	37	18	19	52	40	38
Ventanilla - Zapallal - L1	L-2242	220	270	22	29	24	12	12	10	28	34	24	16	19	6
Huacho - TPCH	L-2212_A	220	180	24	26	26	12	10	22	19	23	24	11	10	25
Paramonga Nueva - Medio Mundo - L1	L-2125	220	180	11	9	5	20	17	17	14	10	8	23	24	20
Lomera - Zapallal	---	220	180	13	16	19	10	12	32	6	10	14	12	13	38
Industriales - La Planicie - L1	L-2118_A	220	321	54	60	36	48	49	28	68	74	42	56	59	35
Medio Mundo - Huacho - L1	L-2213_A	220	180	16	14	9	25	21	21	20	16	12	29	28	24

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.28 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en líneas en el área Centro 1-Lima.

- En la línea de 500 kV Chilca-La Planicie (1400 MVA) se observan cargas entre 70% y 80% en los periodos de avenida y estiaje, máxima y media demanda del año 2032. Asimismo, en la línea de 500 kV Carapongo-Chilca se observan cargas entre 50% y 60% a partir del estiaje 2028.
- En la línea de 220 kV Chilca-Alto Pradera (351 MVA) se observan cargas entre 70% y 80% en los años 2028 y 2032. Esto se debe a la asimetría en los flujos de potencia producida por la conexión de la subestación Alto Pradera en el enlace de 220 kV Chilca-San Juan.
- En las líneas de 220 kV Industriales-La Planicie (2x321MVA) y Carapongo-Cajamarquilla (2x340 MVA), en avenida media del año 2032, se observan cargas entre 70% y 80%.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas, respecto a sus capacidades de transporte.

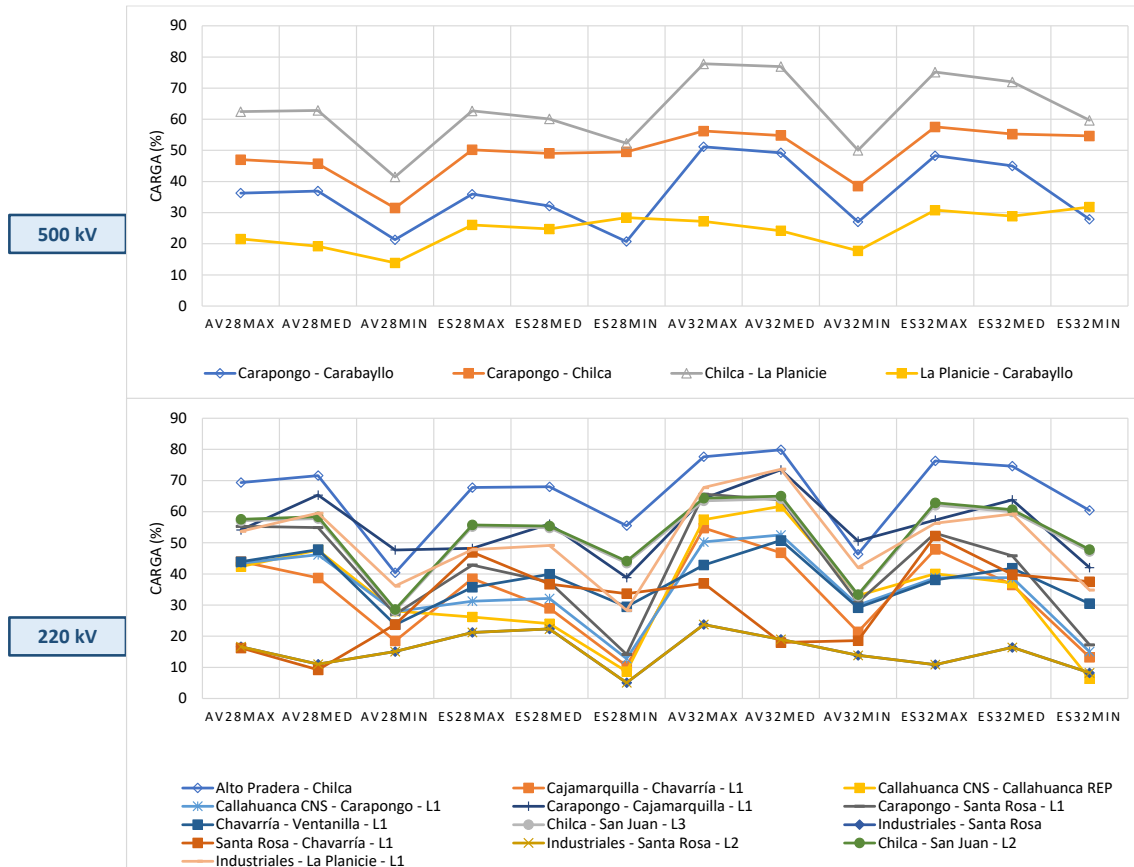


Figura .5.49 Cargas en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
TR Carabayllo 500/220 kV - T1	AT73-523	500/220	600	39	40	24	33	31	20	49	50	28	44	42	24
TR Carabayllo 500/220 kV - T2	AT74-523	500/220	600	39	40	24	33	31	20	49	50	28	44	42	24
TR Carapongo 500/220 kV - T1	AT114-623	500/220	750	37	47	29	34	34	21	56	61	35	48	45	27
TR Chilca 500/220 kV - T1	AT72-523	500/220	600	79	74	51	75	76	79	78	75	61	78	72	80
TR Chilca 500/220 kV - T2	AT72-52_2	500/220	600	79	74	51	75	76	79	78	75	61	78	72	80
TR La Planicie 500/220 kV - T1	---	500/220	600	47	50	33	42	40	30	59	62	38	51	50	33
TR La Planicie 500/220 kV - T2	---	500/220	600	47	50	33	42	40	30	59	62	38	51	50	33

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.29 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 1-Lima.
- En los transformadores 500/220 kV de Chilca (2x600MVA) se observan cargas de hasta 80% en los años 2028 y 2032.
- En los transformadores 500/220 kV de La Planicie (2x600 MVA) y transformador 500/220 kV Carapongo (750 MVA), se observan cargas de hasta 60% en el periodo de avenida del año 2032.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades.

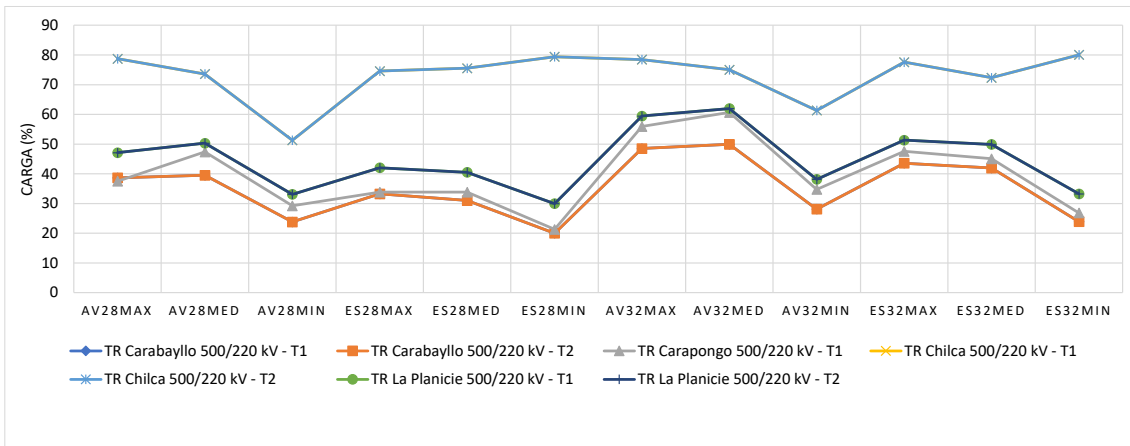


Figura 5.50 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR para el caso base. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):

[-] Capacitivo / [+] Inductivo

Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	Largo Plazo											
			2028						2032					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min			
EACR San Juan 220 kV	100	-200	-158	-172	22	-186	-153	-5	-158	-152	-38	-160	-193	-39
SVC Chavarria 60 kV	20	-40	-19	-23	6	-10	19	20	-26	-17	-21	-20	-16	19
SVC Balnearios 60 kV	30	-60	-12	-19	28	27	27	28	27	-19	28	27	27	28

Tabla 5.30 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, área Centro 1-Lima.

Zona Centro: Área Operativa Centro 1 – Mantaro

Respecto a las tensiones en barras, en la siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra (p.u.), respecto a las tensiones nominales.

Código	Tensión Nominal [kV]	Largo Plazo											
		2028						2032					
		Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min		
CAMPAS 500	500	1,002	0,999	1,011	1,006	1,007	1,016	1,003	1,001	1,007	1,005	1,006	1,008
COLCABAMBA 500A	500	0,992	0,991	0,996	0,998	0,998	1,004	0,992	0,991	0,992	0,995	0,994	0,994
OCOÑA 500A	500	1,000	0,999	1,006	1,012	1,010	1,014	1,000	0,996	1,009	1,010	1,005	1,009
POROMA 500A	500	1,010	1,011	1,009	1,021	1,019	1,019	1,016	1,011	1,009	1,020	1,017	1,008
ASIA 220	220	0,994	0,993	0,994	0,996	0,996	0,995	1,013	1,011	0,991	1,005	1,008	0,993
CALLAHUANCA REP 220A	220	1,003	1,004	1,012	1,007	1,006	1,013	1,006	1,003	1,007	1,006	1,000	1,008
CAMPAS 220	220	1,006	1,004	1,013	1,011	1,011	1,020	1,010	1,008	1,010	1,009	1,010	1,012
CAMPO ARMIÑO 220A	220	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,015	1,000	1,010	1,000	0,990
CANTERA 220A	220	0,998	0,995	0,998	0,998	1,000	1,000	1,011	1,009	0,992	1,005	1,006	0,995
CHIRIBAMBA220A	220	1,023	1,017	1,018	1,022	1,021	1,023	1,015	1,019	1,001	1,016	1,008	1,004
COLCABAMBA 220A	220	1,002	1,001	1,003	1,006	1,006	1,012	1,018	1,021	1,018	1,022	1,019	1,022
DESIERTO 220A	220	0,997	0,988	0,991	0,994	0,992	0,992	1,005	0,999	0,982	0,998	0,996	0,985
EL ANGEL 220	220	1,006	0,999	1,003	1,005	1,005	1,007	1,012	1,005	0,991	1,007	1,003	0,997
HUANCABELICA 220A	220	1,023	1,019	1,020	1,021	1,022	1,024	1,007	1,018	1,000	1,010	1,002	0,998
HUANZA 220A	220	1,009	1,009	1,016	1,008	1,011	1,008	1,015	1,020	1,013	1,003	1,005	1,015
HUAYUCACHI 220	220	1,010	1,014	1,021	1,009	1,017	1,022	0,991	1,009	1,005	0,994	0,997	1,002
ICA 220A	220	1,009	1,002	1,006	1,008	1,007	1,011	1,013	1,005	0,995	1,011	1,004	1,000
INDEPENDENCIA 220A	220	1,008	1,001	1,003	1,007	1,006	1,006	1,014	1,008	0,992	1,009	1,005	0,997
INTERMEDIA 220A	220	1,017	1,010	1,012	1,013	1,012	1,016	1,020	1,012	1,002	1,018	1,010	1,005
MARCONA 220A	220	1,015	1,009	1,006	1,006	1,006	1,011	1,019	1,013	1,001	1,020	1,009	1,000
MOLLEPATA 220	220	1,006	0,998	1,003	0,999	1,004	1,006	0,991	1,012	0,981	0,983	0,977	0,986
NCHINCHA220	220	0,998	0,988	0,992	0,994	0,993	0,994	1,004	0,998	0,982	0,998	0,995	0,986
NEUVANAZCA220	220	1,020	1,013	1,012	1,013	1,014	1,016	1,021	1,014	1,004	1,022	1,012	1,004
ORCOTUNA 220A	220	1,011	1,015	1,023	1,011	1,019	1,022	0,994	1,011	1,008	0,996	1,000	1,007
PACHACHACA 220	220	1,017	1,016	1,020	1,020	1,019	1,021	1,014	1,015	1,014	1,015	1,011	1,010
POMACOCHA 220A	220	1,015	1,014	1,016	1,017	1,016	1,015	1,012	1,013	1,009	1,012	1,010	1,004
POROMA 220A	220	1,022	1,015	1,013	1,013	1,012	1,018	1,022	1,016	1,005	1,024	1,012	1,003
YANANGO 220	220	1,010	1,008	1,016	1,014	1,015	1,023	1,014	1,013	1,012	1,012	1,012	1,014

- Tensión menor a 0.90 p.u.
- Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
- Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
- Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
- Tensión mayor a 1.05 p.u.

Tensiones dentro del rango operativo $\pm 2,5\%$, respecto a sus tensiones nominales.

Tabla 5.31 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 1 - Mantaro.

En la siguiente tabla se muestra los resultados de las cargas en líneas de transmisión (%), respecto a sus capacidades de transporte. Cabe señalar que los BCS de las líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse estarán habilitados en el largo plazo, debido a que no presentarán sobrecargas respecto a su capacidad contractual de 505 MVA.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
Campos - Carapongo	---	500	1400	17	19	18	15	14	22	24	26	19	18	20	20
Chilca - Poroma	L-5032	500	841	40	36	50	35	39	49	32	30	45	31	30	34
Colcabamba - Campas	---	500	1400	11	14	11	17	13	8	37	36	10	37	38	15
Colcabamba - Poroma	L-5031	500	1400	32	30	43	24	28	30	23	23	38	23	24	25
Intermedia - Poroma	---	220	250	12	6	13	3	5	19	14	16	9	15	18	8
Asia - Cantera	L-2089	220	152	55	56	51	46	56	67	35	40	50	34	38	58
Campas - Yanango	---	220	600	26	25	24	18	18	5	24	23	24	20	17	4
Campo Armiño - Huayucachi	L-2220	220	152	44	36	8	47	31	15	69	56	18	68	55	31
Campo Armiño - Huancavelica - L1	L-2203	220	152	45	53	55	40	43	26	52	61	59	47	53	31
Campo Armiño - Pachachaca - L1	L-2218	220	152	29	35	23	33	31	22	52	54	33	50	53	35
Campo Armiño - Pomacocha - L1	L-2201	220	152	32	38	27	35	34	22	54	57	36	52	56	35
Chilca - Asia	L-2090	220	152	74	75	67	63	71	81	58	62	68	53	55	74
Chilca - Desierto	L-2091	220	152	64	66	61	54	66	77	44	52	60	43	48	68
Chiribamba - Independencia	L-2231_a	220	152	29	40	44	22	30	19	31	45	46	23	35	17
Colcabamba - Campo Armiño	L-2225	220	1000	4	3	6	6	5	6	6	3	7	7	7	12
Desierto - Nueva Chincha	L-2208_A	220	152	43	43	37	33	43	53	24	30	37	22	26	45
Huancavelica - Chiribamba	L-2231_b	220	152	31	42	46	23	32	17	37	48	50	29	40	21
Huanza - Carabayllo	L-2110	220	152/250	48	53	38	46	46	26	60	65	41	54	56	33
Ica - Intermedia - L1	---	220	180	19	12	19	9	11	26	18	21	15	19	22	13
Independencia - Cantera	L-2207	220	152	39	41	41	32	44	58	17	24	39	18	24	48
Independencia - El Ángel	---	220	403	6	7	5	5	5	3	7	9	5	6	7	3
Independencia - Ica - L1	L-2209	220	180	33	26	27	19	22	32	8	9	25	5	3	20
Mollepata - Huancavelica	L-2145	220	250	15	14	12	20	14	12	16	11	12	22	17	11
Nueva Chincha - Independencia	L-2208_B	220	152	26	31	31	25	33	47	19	19	27	20	18	35
Pachachaca - Callahuanca - L1	L-2222	220	152	53	60	35	33	30	11	72	77	41	50	46	8
Pachachaca - Oroya Nueva	L-2224	220	250	31	33	37	5	4	19	20	24	31	9	14	28
Pachachaca - Pomacocha	L-2226	220	250	14	18	36	16	17	16	9	12	33	10	12	16
Poroma - Marcona - L1	L-2292	220	450	10	10	11	9	10	10	3	8	9	3	6	7
Yanango - Pachachaca	L-2256	220	194	18	22	22	21	18	5	24	26	23	25	24	6
Intermedia - Nueva Nazca	---	220	180	14	7	14	5	7	21	13	16	11	14	18	10
Huanza - Orcotuna	L-2116_A	220	152	25	33	22	14	17	14	43	49	30	29	34	15
Huancavelica - Independencia	L-2132_a	220	152	30	42	46	24	32	20	33	46	47	25	36	18
Pomacocha - San Juan - L1	L-2205_A	220	152	26	22	25	32	31	67	15	15	21	24	17	62
Huayucachi - Orcotuna	L-2221_A	220	152	25	26	9	23	19	8	46	44	19	40	39	23
Poroma - Nueva Nazca	---	220	180	9	4	12	2	4	17	17	18	7	18	19	6

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.32 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en líneas de transmisión del área Centro 1-Mantaro.
- En la línea de 500 kV Chilca-Poroma (841 MVA) se observan cargas de 50% en el año 2028 y éstas se reducirán en el año 2032 debido a un mayor despacho de generación en la zona Sur (Centrales térmicas de Puerto Bravo y NEPI).
- En la línea de 220 kV Huanza-Carabayllo (250 MVA), se observan cargas de hasta 65% en el periodo de avenida 2032.
- En las líneas de 220 kV Chilca-Asia (152 MVA) y Chilca-Desierto (152 MVA), se observan cargas máximas entre 70% y 80% en el periodo de estiaje mínima demanda del año 2028.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades.

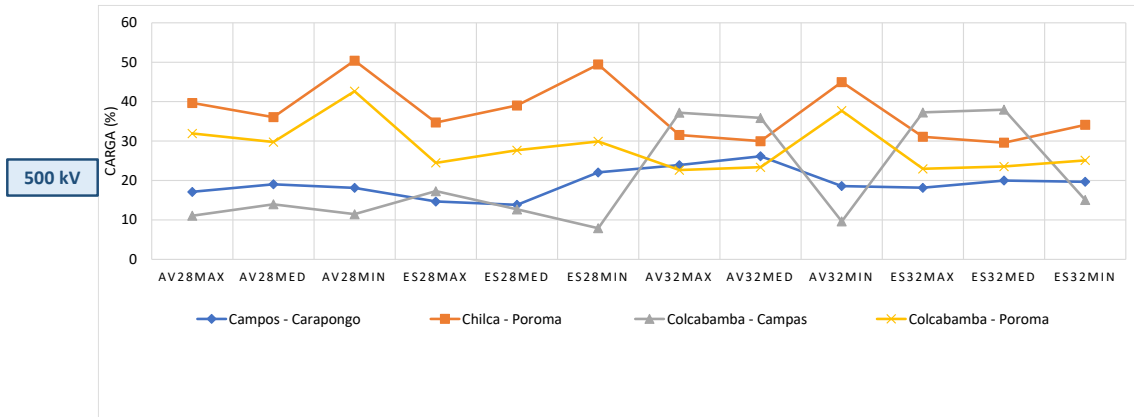


Figura 5.51 Cargas en líneas de 500 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.

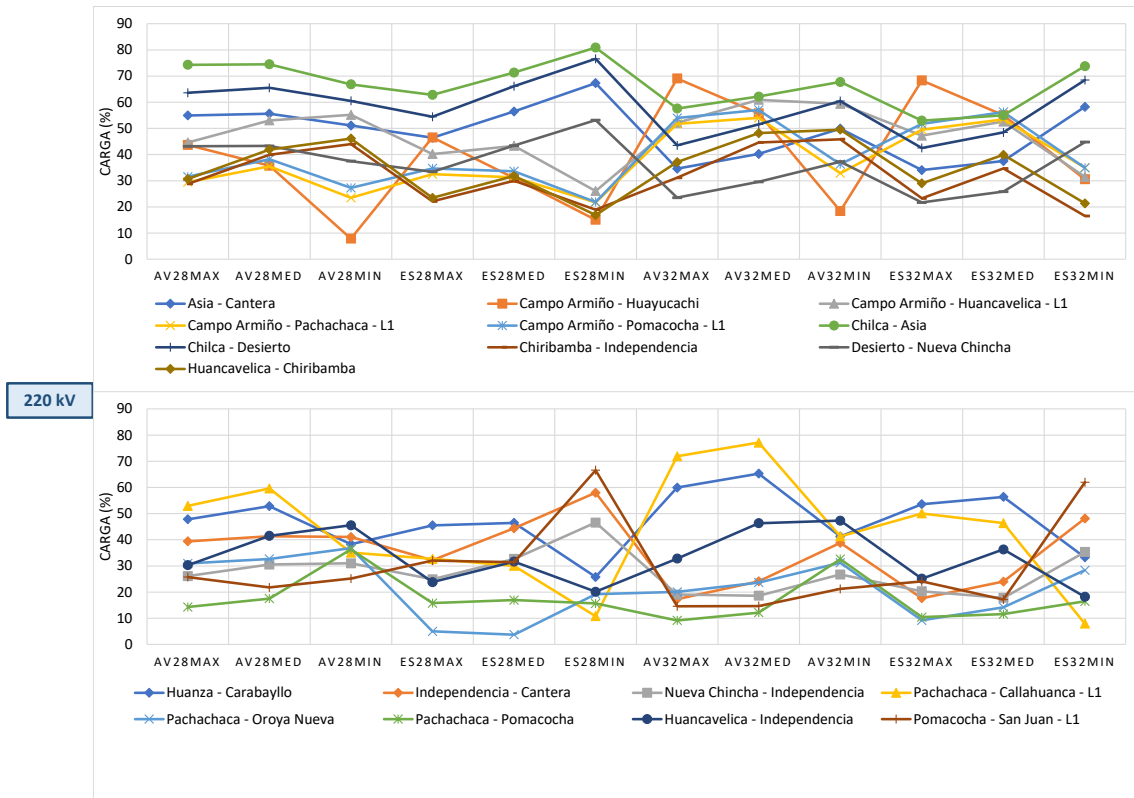


Figura 5.52 Cargas en líneas de 220 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Largo Plazo											
				2028					2032						
				Avenida			Estiaje		Avenida			Estiaje			
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	AV28Max	AV28Med	AV28Min	ES28Max	ES28Med	ES28Min	AV32Max	AV32Med	AV32Min	ES32Max	ES32Med	ES32Min
TR Campas 500/220 kV	---	500/220	750	21	20	19	15	14	4	19	19	19	16	13	3
TR Poroma 500/220 kV - T1	AUT-5371	500/220	450	9	18	16	9	13	12	11	28	23	7	20	15
TR Poroma 500/220 kV - T2	AUT-5371-T2	500/220	750	7	15	14	8	12	11	9	25	20	6	18	14
TR Colcabamba 500/230 kV	AT103-523	500/230	750	66	68	64	56	58	37	68	70	67	63	64	36
TR Independencia 220 kV - T1	---	220/60	50	8	17	24	10	9	4	8	20	26	8	12	12
TR Independencia 220 kV - T2	---	220/60	50	6	18	23	7	10	3	8	20	26	7	12	12

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.33 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1 - Mantaro.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 1-Mantaro.
- En el transformador 500/220 kV de Colcabamba (750 MVA), se presentarán cargas de hasta 70% en los periodos de avenida (mayor despacho de generación en la zona de Mantaro).

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

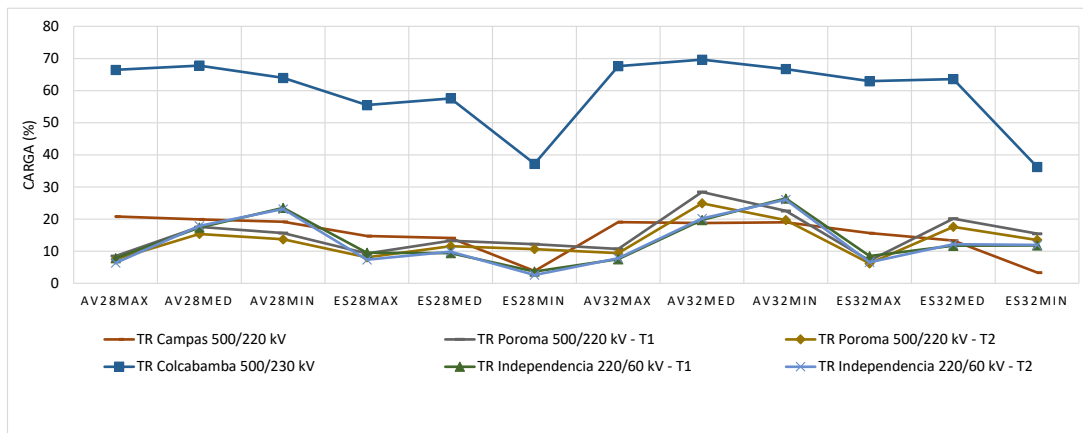


Figura 5.53 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 1-Mantaro.

Zona Centro: Área Operativa Centro 2

Se observaron tensiones bajas en las barras de 138 kV Carhuamayo, Cinco Manantiales, Óxidos Cerro y Paragsha II, respecto a las tensiones nominales. Para solucionar este problema se decidió seguir utilizando las tensiones de operación en estas barras al valor de 128 kV.

La siguiente tabla muestra los resultados de tensiones en barra en por unidad (p.u.), respecto a las tensiones nominales/operación. De los resultados no se observan transgresiones de tensión en las barras.

Tensiones en Barras [p.u.]			Largo Plazo											
			2028						2032					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Código	Tensión Nominal [kV]	Tensión Operación [kV]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
TOCACHE500	500	---	0,997	0,997	1,004	0,999	1,001	1,010	1,013	0,997	1,000	0,996	0,994	1,004
YAROS 500	500	---	0,990	0,989	0,996	0,992	0,993	1,005	0,998	0,989	0,994	0,992	0,988	0,999
AGUAYTIA 220 - L2251	220	---	1,015	1,014	1,018	1,012	1,013	1,014	1,013	1,018	1,018	1,007	1,011	1,013
CARHUAMAYO 220A	220	---	1,015	1,014	1,016	1,017	1,016	1,013	1,015	1,013	1,014	1,011	1,012	1,008
CHAGLLA220	220	---	1,014	1,013	1,016	1,005	1,005	1,004	1,015	1,013	1,015	0,999	1,004	1,003
CONOCOCHA 220A	220	---	1,013	1,013	1,015	1,013	1,014	1,015	1,011	1,012	1,014	1,010	1,012	1,014
NUEVA TINGO MARIA 220	220	---	1,010	1,008	1,013	1,005	1,006	1,006	1,010	1,008	1,012	0,998	1,004	1,004
OROYA NUEVA 220 - CARH	220	---	1,020	1,019	1,021	1,022	1,021	1,021	1,018	1,018	1,017	1,017	1,014	1,013
PARAGSHA II 220A	220	---	1,014	1,013	1,016	1,015	1,014	1,012	1,015	1,012	1,014	1,009	1,011	1,008
TARAPOTO 220A	220	---	0,988	0,993	0,997	1,005	1,010	1,000	0,987	1,000	0,982	0,991	0,988	0,982
TINGO MARIA 220 - VIZ	220	---	1,009	1,007	1,012	1,004	1,005	1,005	1,009	1,006	1,011	0,997	1,003	1,003
VIZCARRA 220 - TMAR	220	---	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
YAROS 220	220	---	1,001	1,001	1,004	1,002	1,003	1,001	1,004	1,001	1,003	0,992	1,000	0,998
YUNGAS220	220	---	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,996	0,997	0,996
AGUAYTIA 138	138	---	1,005	1,006	1,012	1,003	1,005	1,010	1,002	1,003	1,012	0,997	1,002	1,008
AMARILIS 138A	138	---	0,987	0,990	0,991	0,984	0,987	0,989	0,991	0,990	0,989	0,984	0,989	0,987
AUCAYACU 138	138	---	1,008	1,020	1,013	1,004	1,004	1,013	1,012	1,018	1,013	1,015	1,001	1,011
BELLAVISTA 138A	138	---	0,996	0,990	0,987	0,991	0,987	1,002	0,986	0,988	0,993	1,005	0,982	1,004
CAMPO VERDE138	138	---	0,993	0,995	1,008	0,992	0,996	1,006	0,987	0,990	1,005	0,984	0,990	1,004
CARHUAMAYO ATN138	138	128	0,999	0,996	1,001	1,007	1,000	0,998	0,998	0,992	0,996	0,999	0,998	0,997
CINCO MANANTIALES 138	138	128	0,995	0,991	0,993	0,999	0,991	0,989	0,995	0,989	0,991	0,994	0,991	0,989
JUANJUI 138	138	---	0,995	0,992	0,989	0,990	0,987	1,005	0,986	0,989	0,995	1,005	0,984	1,004
MOYOBAMBA 138	138	---	0,999	1,003	1,011	1,014	1,019	1,015	0,999	1,011	0,998	0,997	0,998	0,997
OXIDOS CERRO 138	138	128	1,010	1,003	1,006	1,013	1,005	1,005	1,011	1,004	1,006	1,010	1,007	1,007
PARAGSHA II 138	138	128	1,011	1,003	1,007	1,014	1,006	1,006	1,011	1,004	1,007	1,011	1,008	1,007
PICOTA 138	138	---	0,994	0,988	0,986	0,989	0,984	1,001	0,984	0,985	0,992	1,003	0,979	1,003
PIEDRA BLANCA 138	138	---	1,002	1,012	1,005	0,998	1,000	1,004	1,008	1,011	1,005	1,006	0,999	1,002
PUCALLPA 138	138	---	0,989	0,991	1,003	0,988	0,992	1,002	0,984	0,986	1,001	0,982	0,987	0,999
TARAPOTO 138	138	---	0,993	0,980	0,981	0,991	0,998	0,984	1,008	1,004	0,983	0,998	1,014	0,982
TARAPOTO NORTE 138	138	---	0,998	0,985	0,985	0,996	1,002	0,988	1,014	1,010	0,988	1,003	1,019	0,987
TOCACHE 138	138	---	1,006	1,012	1,009	1,001	1,001	1,016	1,002	1,008	1,011	1,012	0,996	1,013
YAROS 138	138	---	0,990	0,991	0,992	0,986	0,989	0,991	0,994	0,991	0,991	0,986	0,992	0,989

1 Tensión menor a 0.90 p.u.
1 Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
1 Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
1 Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
1 Tensión mayor a 1.05 p.u.

Alternativa de Solución
 1 Mantener las tensiones de operación de estas barras al valor de 128 kV.

Tabla 5.34 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, área Centro 2.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte, considerando las soluciones operativas propuestas.

Carga en Línea de Transmisión [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
Tocache - Celendín	---	500	1400	40	39	32	38	35	29	48	48	36	46	43	33
Yaros - Campas	---	500	1400	14	13	13	22	19	19	24	22	12	31	30	26
Yaros - Tocache	---	500	1400	31	30	22	29	26	21	44	40	27	40	36	25
Aguaytía - Tingo María	L-2251	220	191	25	27	35	25	27	34	22	24	33	23	24	33
Belaunde Terry - Tarapoto Norte - L1	---	220	320	7	6	4	7	6	4	8	7	5	9	7	5
Carhuamayo - Oroya Nueva	L-2259	220	150	16	19	36	12	11	31	7	9	28	23	24	42
Carhuamayo - Paragsha II - L1	L-2267	220	150	38	35	23	42	41	39	47	44	28	52	49	46
Conococha-Kiman Ayllu - L1	L-2269	220	180	14	13	12	15	13	15	20	17	12	20	18	18
Nueva Tingo María - Aguatía	---	220	250	18	19	25	18	20	26	15	17	24	16	18	25
Nueva Tingo María - Chaglla	---	220	450	9	9	4	3	1	13	12	11	4	6	1	14
Paragsha - Conococha	L-2264	220	180	35	34	25	31	29	26	43	41	29	39	35	30
Pomacocha - Carhuamayo	L-2294	220	180	20	23	37	6	5	23	7	13	30	14	17	33
Tingo María - Nueva Tingo María	---	220	450	19	19	16	13	11	3	20	20	17	15	11	3
Vizcarra - Conococha	L-2253	220	191	16	16	22	20	22	28	16	16	18	13	17	24
Vizcarra - Paragsha	L-2254	220	250	28	27	24	28	27	26	32	30	25	31	30	28
Yaros - Yungas	---	220	450	26	27	26	25	25	25	27	28	27	26	26	25
Yungas - Vizcarra	---	220	180	25	25	26	27	28	31	21	23	25	28	27	31
Chaglla - Yaros - L1	L-2150_A	220	460	44	45	47	29	28	16	43	44	46	29	25	12
Tingo María - Yaros	L-2252_A	220	191	55	57	64	39	39	32	52	54	63	36	34	27
Yaros - Paragsha II - L1	L-2150_D	220	460	5	6	8	5	5	5	4	5	7	6	4	4
Yaros - Vizcarra	L-2252_D	220	191	41	42	40	38	38	38	43	44	41	41	40	38
Aguaytía - Campo Verde	L-1125_A	138	80	48	44	26	48	43	26	56	52	29	56	50	29
Aguaytía - Pucallpa	---	138	80	43	40	21	43	38	20	51	47	24	51	45	24
Amarillis - Piedra Blanca	L-1121	138	45	70	74	82	52	50	50	66	69	79	55	43	44
Aucayacu - Tocache	L-1124	138	45	56	53	34	58	57	39	63	62	39	68	66	44
Belaunde Terry - Moyobamba	L-1049	138	45	43	36	23	45	39	22	51	43	26	55	45	27
Bellavista - Picota	L-1017B	138	45	10	14	8	11	14	8	12	16	9	12	17	10
Campo Verde - Pucallpa	L-1125_B	138	80	30	27	15	29	25	14	35	31	16	35	29	15
Carhuamayo - Cinco Manantiales	L-1703	138	72/137	31	30	27	29	29	30	33	32	28	31	31	32
Carhuamayo ATN - STAT	L-1707	138	100	32	34	32	38	42	41	33	36	34	40	43	39
Cinco Manantiales - Oxidos Cerro	L-1708	138	72/137	18	16	13	14	14	15	20	19	16	17	16	16
Juanjui - Bellavista	L-1019	138	45	25	28	17	26	30	18	28	34	19	29	35	22
Lorenza - Amarillis	L-1120_B	138	75	38	47	50	35	42	45	40	45	48	34	40	42
Óxidos Cerro - Paragsha II	L-1709	138	72/137	17	15	13	13	13	15	18	17	15	16	15	16
Paragsha II - Lorenza	L-1120_A	138	75	15	20	29	13	20	24	12	17	27	12	19	20
Piedra Blanca - Tingo María	L-1142	138	45	60	63	73	43	43	41	56	58	71	44	37	35
Tingo María - Aucayacu	L-1122	138	45	62	58	38	65	62	43	70	67	44	75	72	49
Tocache - Juanjui	L-1016	138	45	35	37	26	36	38	24	40	43	27	43	45	27
Yaros - Amarillis	---	138	150	13	6	7	16	11	7	15	7	7	17	15	8

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.35 Carga en líneas (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en líneas del área Centro 2.
- En las líneas de 500 kV Yaros (Huánuco)-Tocache y Tocache-Celendín se observan cargas menores a 50%, respecto a sus capacidades de 1400 MVA.
- La línea de 220 kV Tingo María-Yaros (Huánuco) (respecto a una capacidad de 191 MVA) presentará cargas entre 60% y 70% en los escenarios de avenida mínima demanda. Estas cargas son ocasionadas debido a la baja carga y mayor generación en la zona de Chaglla y Aguaytía en mínima demanda.

Las siguientes figuras muestran los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

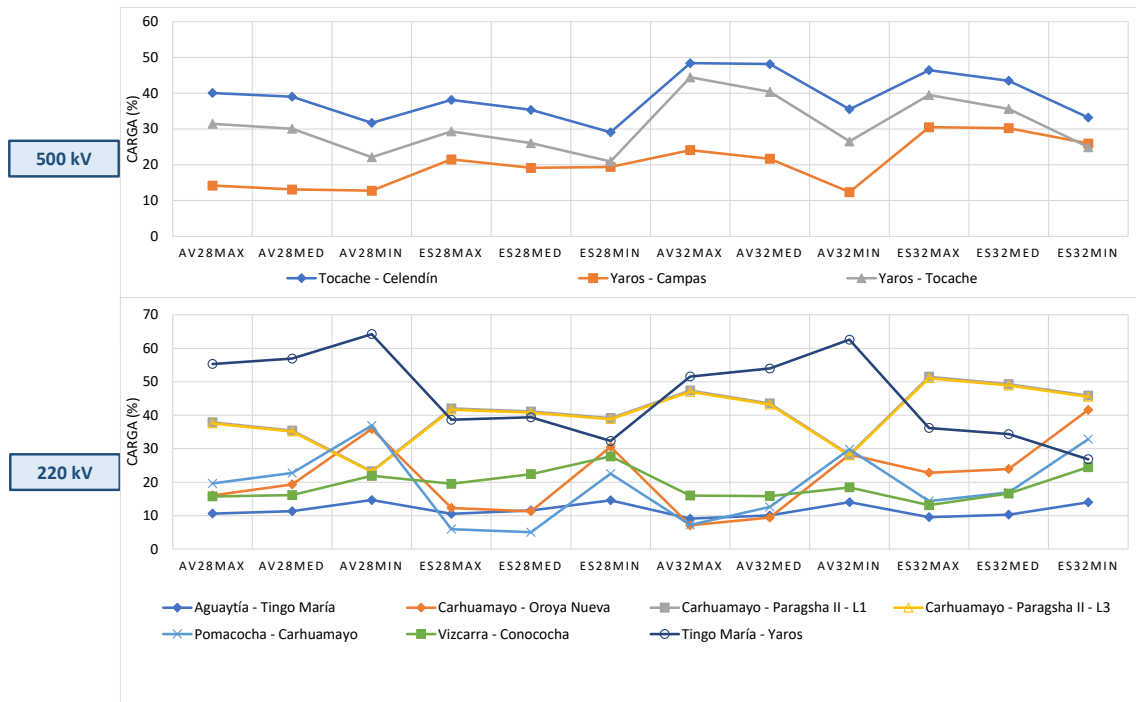


Figura 5.54 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.

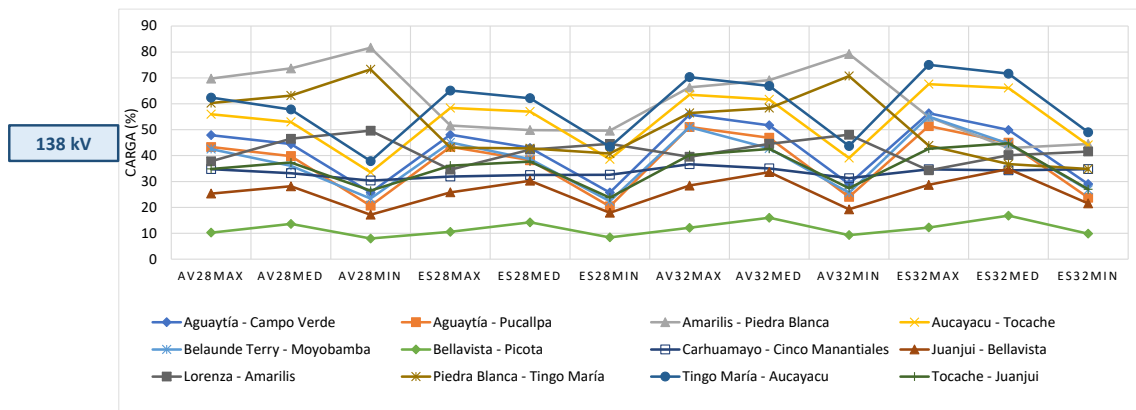


Figura 5.55 Cargas en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades. Se observa que no existe sobrecarga en transformadores.

Carga en Transformadores [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
TR Yaros 220/138 kV	---	220/138	100	19	9	10	23	17	11	22	10	10	26	23	12
TR Yaros 500/220 kV	---	500/220	750	41	40	41	19	18	11	37	38	41	22	14	13
TR Carhuamayo 220/125 kV	AUT-201	220/125	150	20	21	20	24	26	26	21	23	22	25	27	24
TR Paragsha II 220/127 kV	AT37-211	220/127	120	25	24	25	35	35	34	26	25	26	36	38	36
TR Aguaytía 220/138 kV - T1	---	220/138	60	62	57	31	62	55	31	73	67	36	74	64	36
TR Aguaytía 220/138 kV - T2	---	220/138	60	62	57	31	63	55	31	73	67	36	74	65	36
TR Tingo María 220/138 kV - T1	AT2	220/138	50	25	27	14	29	23	12	31	30	16	36	27	12
TR Tingo María 220/138 kV - T2	AT82-211	220/138	50	26	28	15	30	25	12	32	31	17	38	28	13

Carga menor a 90%
 Carga entre 90% y 100%
 Carga entre 100% y 120%
 Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.36 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores del área Centro 2.
- En los transformadores 220/138 kV de Aguaytía (2x60 MVA) se observan cargas entre 70% y 80% en el año 2032.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

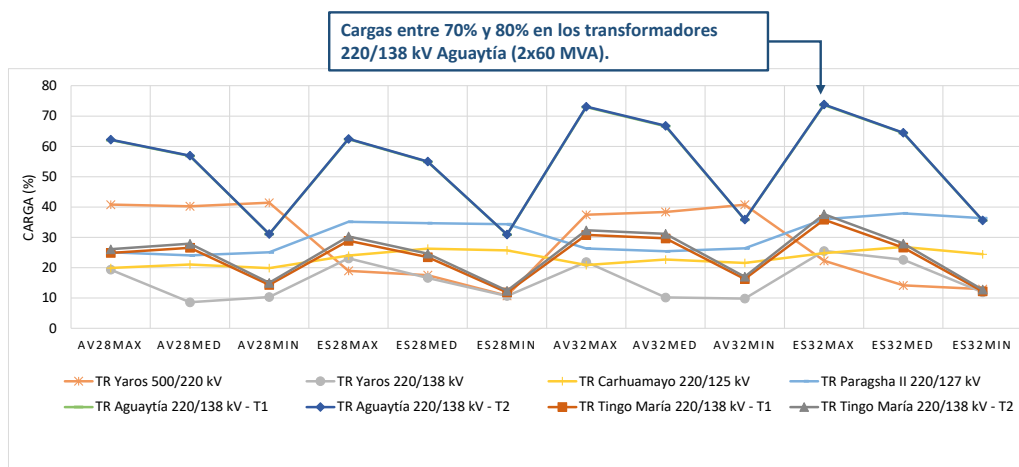


Figura 5.56 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, área Centro 2.

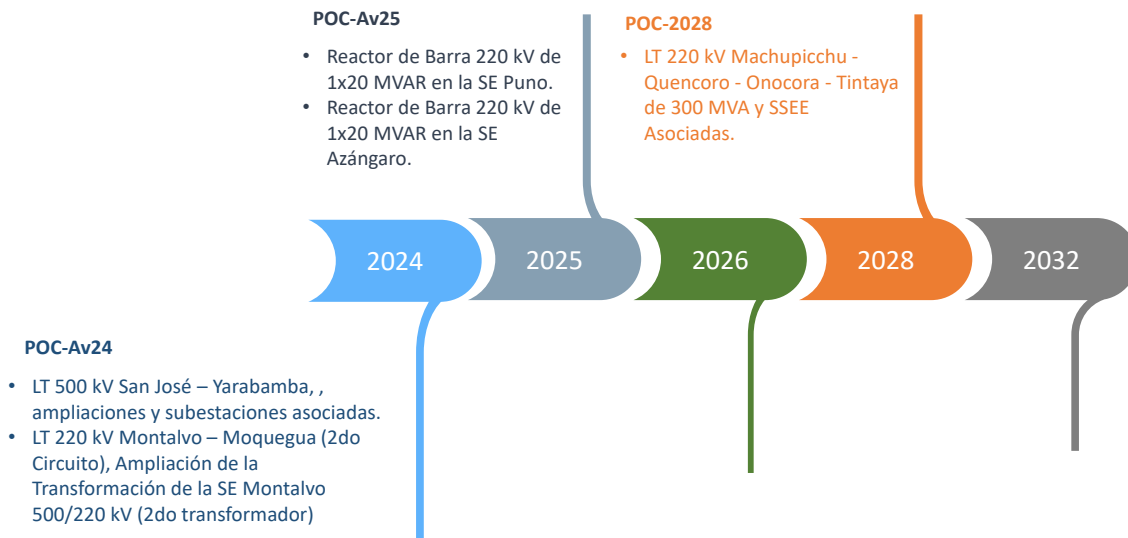
En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas para estos equipos.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR): [-] Capacitivo / [+] Inductivo			Largo Plazo											
			2028						2032					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
SVC Vizcarra 220 kV	45	-90	-2	-3	10	2	3	-1	0	-8	2	-29	-10	-13
STATCOM Pucallpa 60 kV	50	-50	-26	-23	-5	-27	-22	-5	-35	-30	-8	-37	-29	-8

Tabla 5.37 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, área Centro 2.

Zona Sur

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur.



Fuente:

- Programa de obras a Noviembre del 2020. (Elaboración propia)
- Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 (Fuente Osinergmin)
- Plan de Transmisión 2021-2030 (Fuente Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM "Aprueban el Plan de Transmisión 2021-2030")

Figura 5.57 Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur, corto y largo plazo.

Las siguientes tablas muestran los resultados de tensiones en barra (p.u), respecto a las tensiones nominales.

Tensiones en Barras [p.u.]		Largo Plazo											
		2028						2032					
		Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Código	Tensión Nominal [kV]	AV28Max	AV28Med	AV28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	AV32Max	AV32Med	AV32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
MONTALVO 500A	500	0,986	0,986	0,984	0,990	0,989	0,994	0,985	0,984	0,986	0,987	0,983	0,988
SAN JOSÉ 500A	500	0,995	0,994	0,995	1,001	0,999	1,003	0,996	0,994	0,999	1,000	0,996	1,000
YARABAMBA 500A	500	0,989	0,987	0,987	0,995	0,990	0,996	0,991	0,986	0,990	0,993	0,986	0,992
ABANCAY 220A	220	0,988	0,993	0,983	0,991	0,995	0,990	0,985	0,991	0,981	1,000	0,988	0,984
CHILOTA 220A	220	1,009	1,007	1,007	0,995	1,006	1,001	1,010	1,010	1,011	1,007	1,005	1,011
COTARUSE 11B	220	1,004	1,010	0,990	1,007	1,007	0,997	1,004	1,014	0,981	1,013	1,003	0,988
ILO3 220A	220	1,007	1,001	1,005	0,993	1,004	0,989	1,004	1,006	1,000	1,005	1,003	1,007
KAYRA 220A	220	1,000	1,003	0,994	1,000	1,005	1,001	0,996	0,995	1,000	0,994	0,994	0,996
LOS HERODES 220	220	0,996	0,992	1,009	0,985	0,999	0,999	0,987	0,990	1,000	0,990	0,994	1,014
MONTALVO 220	220	1,013	1,005	1,011	1,000	1,007	0,999	1,011	1,010	1,006	1,012	1,007	1,017
MOQUEGUA 220A	220	1,010	1,003	1,008	0,998	1,005	0,997	1,009	1,008	1,004	1,010	1,005	1,015
ONOCORA 220A	220	1,017	1,020	1,008	1,012	1,017	1,013	1,015	1,009	1,017	1,014	1,008	1,009
PUMIRI 220	220	1,007	1,009	1,003	0,999	1,007	1,003	1,011	1,005	1,013	1,005	1,004	1,002
PUNO 220A	220	1,000	1,003	1,000	0,987	1,000	0,998	1,005	1,003	1,012	0,998	1,002	1,001
SAN JOSE 220A	220	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
SAN ROMAN220A	220	1,002	1,005	1,002	0,990	1,002	1,001	1,007	1,005	1,014	1,000	1,004	1,002
SURIRAY 220A	220	0,995	0,999	0,991	0,999	1,001	0,998	0,994	0,997	0,991	0,999	0,997	0,994
TINTAYA NUEVA 220A	220	1,016	1,018	1,006	1,009	1,014	1,011	1,014	1,006	1,016	1,014	1,007	1,006
YARABAMBA 220A	220	0,999	1,000	0,990	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	0,989	0,999	0,990	0,999
ABANCAY NUEVA 138	138	0,990	0,996	0,987	0,991	0,999	0,993	0,982	0,990	0,988	0,992	0,988	0,986
AYAVIRI 138	138	0,997	0,998	0,993	0,996	1,004	0,998	1,001	0,995	1,000	0,997	0,999	0,996
AZANGARO 138A	138	0,992	0,994	0,989	0,992	1,000	0,993	1,000	0,992	0,998	0,993	0,995	0,991
CACHIMAYO 138	138	0,995	0,990	0,982	0,993	0,999	0,987	0,983	0,979	0,991	0,983	0,983	0,979
COMBAPATA 138	138	1,003	1,007	1,001	1,001	1,012	1,005	0,995	0,998	1,008	0,995	1,000	1,000
DOLORESPATA 138	138	0,997	0,994	0,985	0,995	1,004	0,991	0,985	0,982	0,996	0,985	0,988	0,983
ILO III 138A	138	1,003	0,998	1,002	0,990	1,001	0,984	1,001	1,002	0,996	1,002	1,000	1,002
JULIACA 138	138	0,995	0,997	0,996	0,981	0,993	0,996	1,000	1,000	1,011	0,992	1,001	0,996
MARAVILLA138	138	0,993	0,996	0,994	0,981	0,993	0,995	0,998	0,998	1,009	0,990	0,999	0,995
MOQUEGUA 138A	138	1,018	1,011	1,016	1,004	1,014	0,990	1,016	1,016	1,011	1,016	1,013	1,009
PUMIRI138A	138	0,993	0,995	0,990	0,993	1,001	0,994	1,001	0,993	0,999	0,994	0,996	0,992
PUNO 138	138	0,997	1,003	1,001	0,979	0,996	0,998	1,005	1,004	1,018	0,996	1,004	0,999
QUENCORO 138A	138	0,998	0,997	0,989	0,996	1,006	0,995	0,987	0,986	0,999	0,986	0,990	0,988
SAN ROMAN138	138	0,997	1,000	0,998	0,983	0,996	0,998	1,003	1,002	1,013	0,996	1,003	0,998
SANTUARIO 138A	138	0,992	0,998	0,994	0,995	0,996	0,995	0,990	0,994	0,992	0,989	0,987	0,993
SURIRAY 138	138	0,991	0,994	0,990	0,996	0,997	0,996	0,990	0,993	0,990	0,995	0,995	0,994
TINTAYA 138A	138	1,003	1,005	1,000	1,001	1,006	1,001	1,002	1,000	1,003	1,003	1,000	1,000
TINTAYA NUEVA 138	138	1,005	1,006	1,001	1,002	1,007	1,002	1,004	1,001	1,004	1,004	1,001	1,001

■ Tensión menor a 0.90 p.u.
■ Tensión entre 0.95 p.u. y 0.975 p.u.
■ Tensión entre 0.975 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión entre 1.025 p.u. y 1.05 p.u.
■ Tensión mayor a 1.05 p.u.

Tensiones dentro del rango operativo $\pm 2,5\%$, respecto a sus tensiones nominales.

Tabla 5.38 Tensiones en barra (p.u.), años 2028 y 2032, zona Sur.

Respecto a las sobrecargas, en las siguientes tablas se muestran los resultados de carga en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte. En este caso no se presentan sobrecargas en las líneas de la zona Sur.

Carga en Línea de Transmisión [%]					Largo Plazo											
					2028						2032					
					Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min	
Ocoña - San José	L-5036	500	841	36	27	44	14	21	32	23	30	31	19	27	13	
Poroma - Ocoña	L-5034	500	841	34	27	46	24	27	35	30	34	35	27	33	21	
Poroma - Yarabamba	L-5033	500	1400	38	34	43	33	34	39	31	32	39	31	31	34	
San José - Montalvo	L-5037	500	841	13	18	23	16	25	15	23	15	32	25	19	31	
San José - Yarabamba	---	500	1400	9	10	15	15	11	10	30	28	12	30	32	23	
Yarabamba-Montalvo	L-5035	500	1400	6	5	11	9	8	6	13	15	9	13	15	7	
Abancay Nueva - Suriray	L-2050	220	250	31	32	30	19	19	18	33	34	30	47	39	20	
Campo Armiño - Cotaruse - L1	L-2051	220	252.5	82	68	92	73	76	83	49	42	87	43	39	66	
Chilota - Puno	L-2039	220	150	17	23	39	23	22	14	12	10	28	28	36	26	
Cotaruse - Abancay Nueva	L-2060	220	250	9	12	10	12	10	8	11	15	8	16	14	6	
Cotaruse - Socabaya - L1	L-2053	220	252.5	49	42	61	34	37	44	30	26	58	29	26	38	
Cotaruse - Suriray	L-2059	220	250	14	18	16	8	7	6	15	20	15	26	21	7	
Kayra - Onocora	L-2047	220	300	27	24	32	18	22	27	20	18	31	30	28	24	
Montalvo - Montalvo	L-2057	220	701	33	30	28	41	36	37	42	37	32	44	43	41	
Moquegua - Chilota	L-2030	220	150	6	10	24	35	35	28	24	12	17	40	49	38	
Onocora - Tintaya Nueva - L1	L-2045	220	300	12	11	15	8	10	12	8	8	14	13	13	11	
Puno - San Román	L-2040	220	450	9	9	13	3	4	3	4	5	10	2	7	4	
San Román - Pumiri	L-2041	220	450	15	13	15	9	4	4	11	10	14	9	2	2	
Socabaya - Moquegua - L1	L-2025	220	150	21	12	36	9	10	12	19	23	22	20	31	16	
Socabaya - Tintaya Nueva - L1	L-2022	220	200	19	17	13	33	33	31	26	19	17	31	35	35	
Socabaya - Yarabamba - L1	L-2065	220	600	18	11	10	31	21	21	30	20	13	31	26	27	
Suriray - Kayra	L-2048	220	300	46	42	45	38	40	39	41	37	45	53	49	38	
Tintaya Nueva - Pumiri	---	220	450	23	26	26	17	13	11	24	28	26	16	11	12	
Montalvo - Los Héroes	L-2036A	220	250	14	11	9	13	9	8	16	13	11	15	11	9	
Moquegua - Ilo 3	L-2033_A	220	300	24	18	23	24	18	24	24	18	24	24	18	24	
Moquegua - Puente (Tía María)	---	220	300	8	7	8	8	7	8	8	7	8	8	7	8	
Puente (Tía María) - Ilo 3	---	220	300	7	6	7	8	6	8	7	6	7	8	6	8	

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.39 Carga en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

Carga en Línea de Transmisión [%]					Largo Plazo											
					2028						2032					
					Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min	
Ayaviri - Azángaro	L-1042	138	90	37	42	44	22	18	16	38	44	43	22	15	17	
Ayaviri - Tintaya	L-1006	138	90	33	39	41	18	15	13	35	41	41	18	12	14	
Azángaro - Macusani	L-1010_B	138	120	28	29	33	4	4	8	27	27	33	8	7	7	
Azángaro - Maravilla	L-1011A	138	90	33	26	29	17	8	7	28	23	28	20	7	5	
Azángaro - San Rafael	L-1009	138	120	31	31	35	7	4	7	30	28	34	10	5	6	
Callalli - Tintaya	L-1008	138	84/110	17	19	25	11	13	12	17	18	26	14	13	12	
Combapata - Quencoro	L-1050	138	84/110	11	10	18	7	9	16	7	9	16	12	11	14	
Dolorespata - Cachimayo	L-1003	138	71	34	21	20	30	27	20	28	17	25	35	28	19	
Jesús - Santuario	L-1022	138	135	21	16	3	2	6	12	11	9	3	4	3	11	
Macusani - San Gabán II	L-1010_A	138	120	66	67	71	42	40	42	64	65	70	45	38	41	
Maravilla - Juliaca	L-1011B	138	90	19	16	22	2	5	4	13	13	20	8	10	7	
Pumiri - Azángaro	L-1045	138	229	6	7	9	14	9	7	4	5	8	13	10	7	
Puno - San Román	L-1046	138	80	11	11	15	7	4	2	8	7	15	4	7	5	
Quencoro - Dolorespata	L-1004	138	72	15	28	24	21	22	24	30	37	20	23	28	29	
San Gabán II - El Ángel	L-1013	138	120	10	10	14	9	7	10	6	10	12	9	5	9	
San Gabán II - Mazuco	L-1014	138	112	23	21	12	23	21	13	28	25	13	29	26	14	
San Rafael - Ángel	L-1051	138	120	50	51	56	26	26	27	49	50	55	29	23	27	
San Román - Juliaca	L-1012	138	80	27	20	15	45	35	25	39	25	13	51	43	32	
Santuario - Callalli	L-1020	138	110	26	26	20	33	36	39	28	26	20	29	36	41	
Socabaya - Jesús	L-1148	138	135	25	15	15	35	31	17	32	26	21	40	36	20	
Socabaya - Santuario	L-1021	138	135	16	10	6	12	14	13	6	7	10	12	15	13	
Suriray - Machupicchu II	L-1038	138	149/250	62	62	63	40	44	42	60	62	62	43	43	44	
Tintaya - Combapata	L-1005	138	84/110	4	4	8	7	5	6	10	8	6	6	3	4	
Tintaya Nueva - Tintaya	L-1037	138	125	18	15	9	22	17	15	21	13	15	25	19	14	
Abancay Nueva - Cachimayo	L-1007 A	138	90/120	37	34	33	35	37	33	35	33	34	41	40	32	

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.40 Carga en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en líneas de transmisión de la zona Sur.
- En las líneas de 500 kV Poroma-Ocoña y Ocoña-San José con capacidades de 841 MVA cada una, en el año 2028 se observan cargas entre 40% y 50%. Asimismo, en las líneas de 220 kV Campo Armiño-Cotaruse (505 MVA en total) se observan cargas de hasta 90%. Estas cargas se reducen en el año 2032 debido a un mayor despacho de generación en la zona Sur (Centrales térmicas de Puerto Bravo y NEPI).

Las siguientes figuras muestran los resultados más relevantes de cargas en líneas (%), respecto a sus capacidades de transporte.

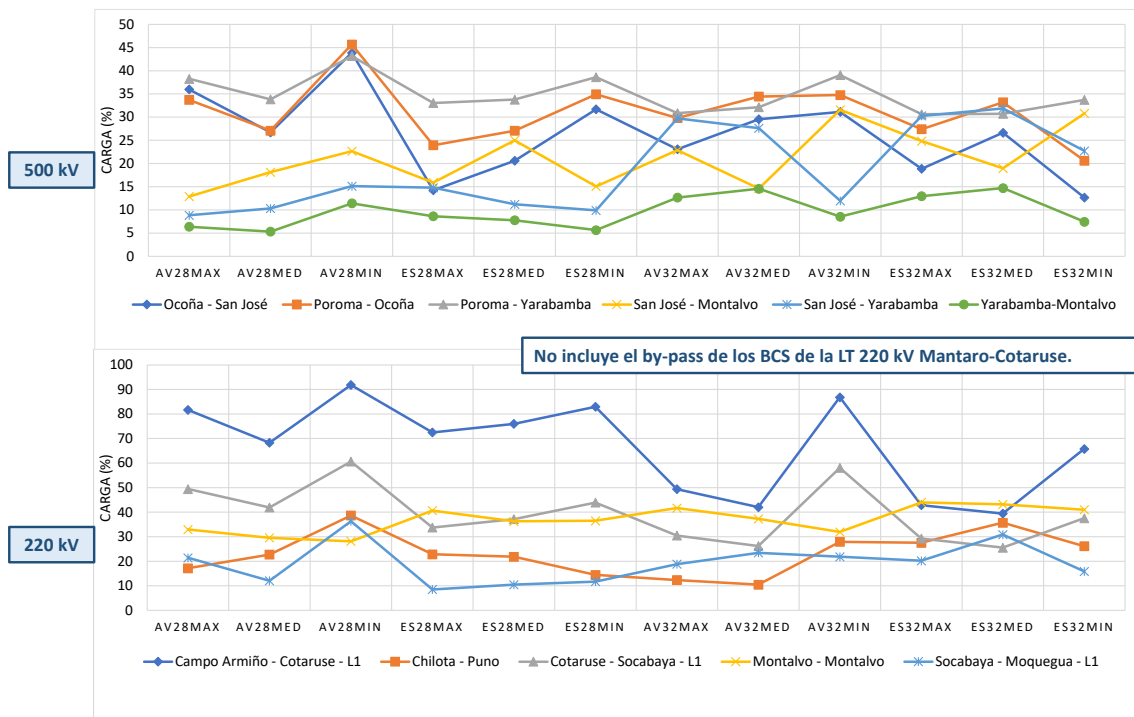


Figura 5.58 Cargas en líneas de 500 kV y 220 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

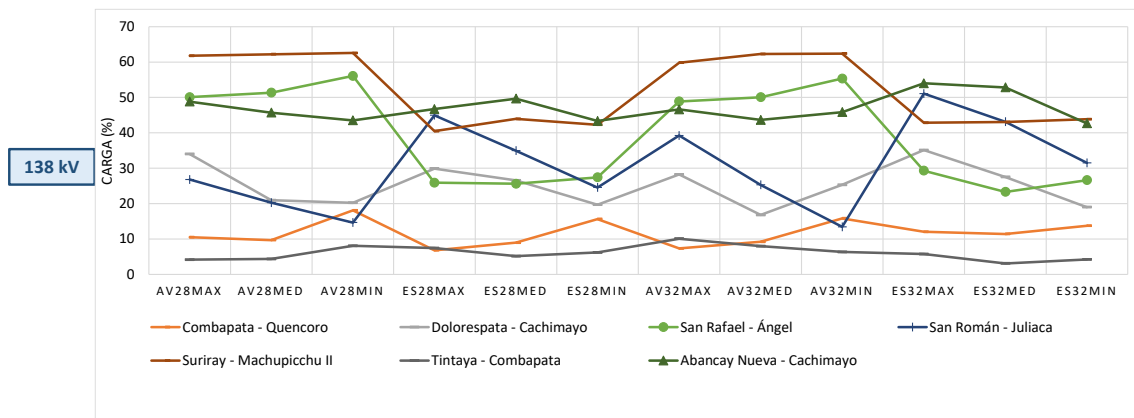


Figura 5.59 Cargas en líneas de 138 kV (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de carga en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

Carga en Transformadores [%]				Largo Plazo											
				2028						2032					
				Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Nombre	Código	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min
TR Montalvo 500/220 kV - T1	AUT-5671	500/220	750	37	25	30	43	30	38	46	34	34	48	38	44
TR Montalvo 500/220 kV - T2	AUT-5671-T2	500/220	750	37	25	31	44	31	38	47	34	35	49	38	44
TR San José 500/220 kV - T1	---	500/220	600	24	23	27	26	23	27	8	10	5	6	9	5
TR San José 500/220 kV - T2	---	500/220	600	24	23	27	26	23	27	8	10	5	7	9	5
TR Yarabamba 500/230 kV - T1	AT104-523	500/230	750	29	19	16	51	35	35	61	47	33	64	58	57
TR Abancay Nueva 220/138 kV	AT90-212	220/138	120	59	50	46	59	54	47	61	51	48	69	59	48
TR Ilo3 220/138 kV - T1	ATP-001	220/138	200	23	18	23	23	17	24	23	18	23	23	18	24
TR Ilo3 220/138 kV - T2	ATP-002	220/138	200	23	18	23	23	17	24	23	18	23	23	18	24
TR Kayra (Quencoro) 220/138 kV	---	220/138	120	52	48	34	54	47	33	62	55	37	66	56	38
TR Moquegua 220/138 kV - T1	---	220/138	300	48	43	48	50	42	48	49	43	49	50	43	47
TR Moquegua 220/138 kV - T2	---	220/138	300	48	43	48	50	42	48	49	43	49	50	43	47
TR Pumiri 220/138 kV	---	220/138	150	14	12	11	29	19	17	17	12	12	28	22	19
TR Puno 220/138 kV	AT1	220/138	120	17	8	2	27	17	13	24	13	7	31	22	16
TR San Román 220/138 kV	---	220/138	150	19	12	7	26	17	12	24	15	9	28	19	14
TR Socabaya 220/138 kV - T1	ATR2	220/138	150	64	41	43	72	51	41	80	58	54	84	61	47
TR Socabaya 220/138 kV - T2	ATR1	220/138	150	64	41	43	72	51	41	80	58	54	84	61	47
TR Suriray 220/138 kV	AT89-212	220/138	225	69	69	70	45	49	47	67	69	69	48	48	49
TR Tintaya Nueva 220/138 kV	AT-2	220/138	125	18	16	9	22	17	15	21	13	15	25	19	14

Carga menor a 90%

Carga entre 90% y 100%

Carga entre 100% y 120%

Carga mayor a 120%

Ninguna sobrecarga

Tabla 5.41 Carga en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

- No se presentan sobrecargas en transformadores de la zona Sur.
- En los transformadores 500/220 kV de Montalvo (2x750 MVA) se observan cargas entre 40% y 50%.
- En el transformador 500/220 kV de Yarabamba (750 MVA) se observan cargas entre 60% y 70% en el año 2032.
- En los transformadores 500/220 kV de San José (2x600 MVA) se observan una reducción de carga en el año 2032. Esta reducción es debido al ingreso de proyectos de generación en la barra de 220 kV San José.
- En el transformador 220/138 kV de Socabaya (2x150 MVA), las cargas llegarían a valores entre 80% y 90% en el año 2032.

La siguiente figura muestra los resultados más relevantes de cargas en transformadores (%), respecto a sus capacidades.

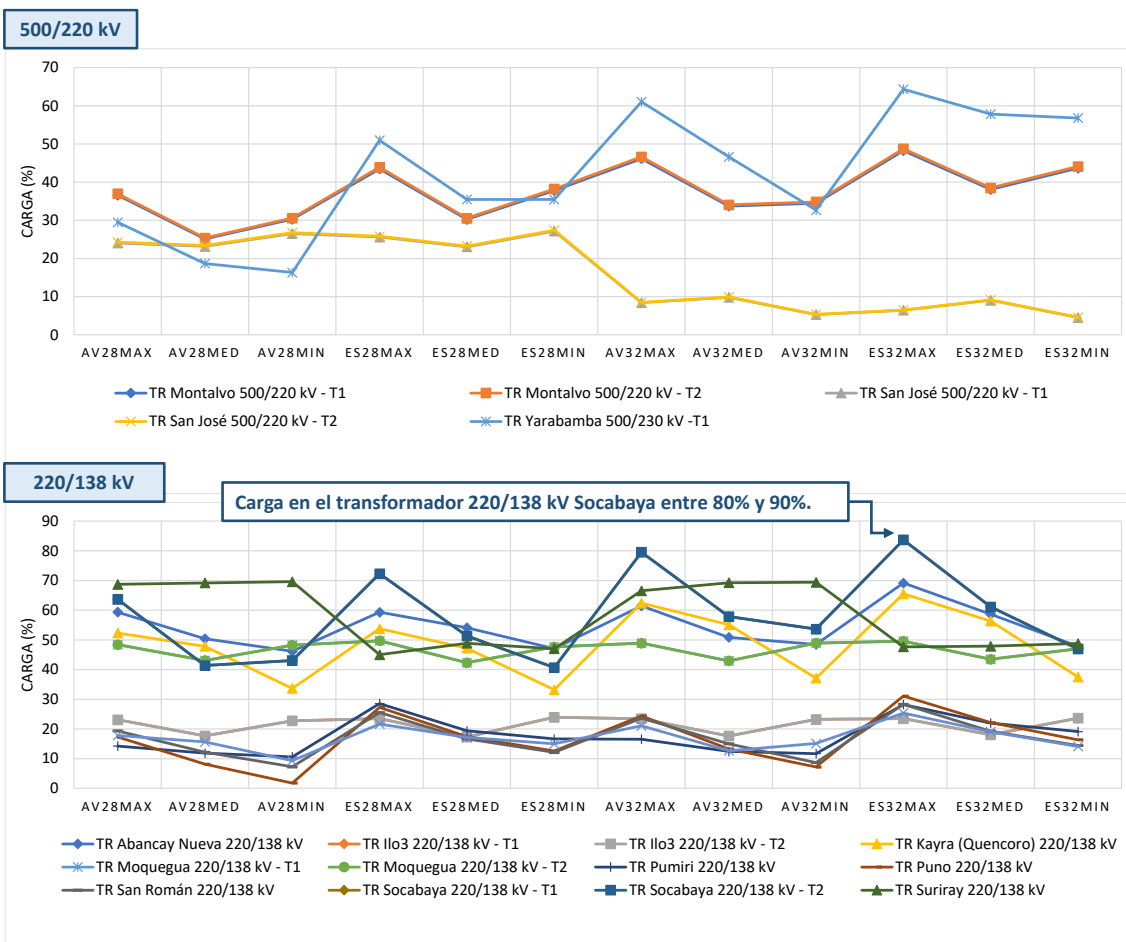


Figura 5.60 Cargas en transformadores (%), años 2028 y 2032, zona Sur.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia reactiva (MVAR) de los EACR. Se observa que los EACR operan dentro de las tolerancias permitidas para estos equipos.

Potencia Reactiva en EACR (MVAR):
 [-] Capacitivo / [+] Inductivo

Nombre	Límite Inductivo [MVAR]	Límite Capacitivo [MVAR]	Largo Plazo											
			2028						2032					
			Avenida			Estiaje			Avenida			Estiaje		
Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min			
SVC Tintaya 138 kV	0	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15
SVC Tintaya 138 kV - Xstrata	15	-15	14	14	4	14	14	14	14	6	14	14	12	8
SVC Socabaya 220 kV	100	-300	-104	26	-34	-65	39	-63	-112	-5	-72	-93	56	-103
SVC San José 220 kV	100	-350	-138	-134	-154	-106	-103	-104	-159	-169	-156	-145	-156	-155

Tabla 5.42 Potencia reactiva (MVAR) en EACR, años 2028 y 2032, zona Sur.

Enlace Centro-Sur

En la siguiente tabla se muestran los resultados de flujo de potencia de las líneas que conforman el enlace Centro-Sur (MW). Cabe señalar que los BCS de las líneas de 220 kV Mantaro-Cotarusé estarán habilitados, debido a que estas líneas no presentarán sobrecargas respecto a su capacidad contractual de 505 MVA. En este caso no se presentaron sobrecargas en las líneas del enlace Centro-Sur, y las transferencias no superaron el límite de transmisión Centro-Sur. Los

- La salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica producirá el colapso local de la zona de Mollepata, debido a que la demanda de Ayacucho quedaría alimentada solo por una línea de 69 kV.

Desde el punto de vista operativo, las contingencias severas deben ser tratadas de acuerdo con los procedimientos del Centro de Control del COES para estos casos. Desde el punto de vista de planificación, estas contingencias deberán ser analizadas en la actualización del Plan de Transmisión de acuerdo con los Criterios y Metodología establecidos.

Transgresiones de las tensiones en barra

La siguiente tabla muestra las transgresiones de las tensiones en barra respecto a los límites de tensión en estado de normal (rango de $\pm 5\%$ en por unidad) y emergencia (rango de $\pm 10\%$ en por unidad), obtenidos a partir del análisis de contingencias para los años 2028 y 2032. Estos resultados corresponden a la situación de avenida y estiaje en horas de máxima, media o mínima demanda.

Área	Cod	Contingencia Línea o Transformador	kV	Elemento monitoreado	Largo Plazo																										
					Avenida 2028						Estiaje 2028						Avenida 2032						Estiaje 2032								
					Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min	Av28Max	Av28Med	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min			
Sur	AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	ABANCAY 138	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1					
Sur	AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	ABANCAY NUEVA 138	0.98	0.88	1.01	0.95					0.98	0.87	0.99	0.93				0.99	0.81	1.00	0.91			1.00	0.91	1.00	0.89	0.99	0.92
Sur	AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	CACHIMAYO 138	0.99	0.90							0.99	0.88	1.00	0.94				1.00	0.82	1.00	0.92			1.01	0.92	1.00	0.90	1.00	0.93
Sur	Tr Quencoro	TR Kayra (Quencoro)	220/138	QUENCORO 138A	1.00	0.90							0.99	0.89	1.00	0.93				0.99	0.85	1.00	0.91			1.01	0.85	0.99	0.90	0.99	0.94
Sur	Tr Quencoro	TR Kayra (Quencoro)	220/138	QUENCORO 138B	1.00	0.90							0.99	0.89	1.00	0.93				0.99	0.85	1.00	0.91			1.01	0.85	0.99	0.90	0.99	0.94
Sur	Tr Quencoro	TR Kayra (Quencoro)	220/138	DOLORESPATA 138	1.00	0.90							0.99	0.89	1.00	0.93				0.99	0.85	1.00	0.91			1.00	0.85	0.99	0.90	0.99	0.93
Sur	Tr Quencoro	TR Kayra (Quencoro)	220/138	CACHIMAYO 138	0.99	0.91	1.01	0.95					0.99	0.90	1.00	0.92				0.99	0.86	0.99	0.91			1.00	0.85	0.99	0.90	0.98	0.93
Sur	Tr Quencoro	TR Kayra (Quencoro)	220/138	PQ138	1.00	0.90							0.99	0.89	1.00	0.93				0.99	0.85	1.00	0.91			1.00	0.84	0.99	0.90	0.99	0.94
Sur	L-1004	Dolorespata - Quencoro	138	DOLORESPATA 138					1.00	0.93	0.99	0.94	1.00	0.93	1.00	0.93	0.99	0.93	1.00	0.93	0.99	0.93	1.00	0.93	1.00	0.95	0.99	0.92	0.99	0.89	
Sur	L-1004	Dolorespata - Quencoro	138	CACHIMAYO 138				0.99	0.93	0.99	0.94	1.00	0.93	1.00	0.93	1.00	0.93	0.99	0.93	1.00	0.93	0.99	0.93	1.00	0.93	1.00	0.95	0.99	0.92	0.98	0.89

Tabla 5.45 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, años 2028 y 2032.

Respecto a las transgresiones de tensiones en barra obtenidas en los años 2028 y 2032, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La salida del transformador 220/138 kV de Abancay Nueva producirá tensiones bajas (menor a 0.90 p.u.) en las barras de 138 kV de las subestaciones Abancay, Abancay Nueva y Cachimayo. En estas condiciones estas subestaciones quedarán en conexión radial desde la subestación Dolorespata en 138 kV, debido al retiro de las líneas de 138 kV Machupicchu-Cachimayo y Machupicchu-Quencoro.
- La salida del transformador 220/138 kV Kayra (Quencoro Nueva) producirá tensiones bajas en las barras de 138 kV de las subestaciones Quencoro, Dolorespata, Parque Industrial y Cachimayo.
- La salida de la línea de 138 kV Dolorespata-Quencoro producirá tensiones bajas en las barras de 138 kV Dolorespata y Cachimayo.

Sobrecarga de líneas de transmisión y transformadores de potencia

salida de dos circuitos de la línea de 220 kV La Planicie-Industriales producirá sobrecargas de las líneas de 220 kV Industriales-Santa Rosa (2x228,5 MVA).

- La salida de un circuito de la línea de 220 kV Carapongo-Cajamarquilla (2x340 MVA) producirá sobrecargas del circuito paralelo en el escenario de avenida máxima 2032. La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Carapongo-Cajamarquilla producirá sobrecargas de las líneas de 220 kV Santa Rosa-Chavarría (2x152 MVA) en los años 2028 y 2032.
- La salida de un transformador 220/138 kV de Aguaytía producirá sobrecargas del transformador paralelo (60 MVA) en los años 2028 (máxima demanda) y 2032 (máxima y media demanda).
- La salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Chaglla-Yaros (Huánuco) producirá altas sobrecargas en las líneas de 220 kV Tingo María-Yaros (191 MVA) y en las líneas de 138 kV Tingo María-Piedra Blanca-Amarilis (45 MVA). Las sobrecargas serán producidas por la evacuación de la generación de potencia en la zona de Chaglla y Aguaytía.

Contingencia Línea o Transformador		Elemento monitoreado		Largo Plazo																			
				Avenida 2028				Estiaje 2028				Avenida 2032				Estiaje 2032							
				Av28Max	Av28Med	Av28Min	Av28Min	Es28Max	Es28Med	Es28Min	Es28Min	Av32Max	Av32Med	Av32Min	Av32Min	Es32Max	Es32Med	Es32Min	Es32Min				
Cod	Nombre Contingencia	kV	Nombre Elemento	kV	MVA	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1		
AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	Quencoro - Dolorespata	138	72					21	126			28	147	33	123			21	138	25	129
AT90-212	TR Abancay Nueva	220/138	TR Kayra (Quencoro) 220 kV	220/138	120															66	133		
L-1010_A	Macusani - San Gabán II	138	San Rafael - Ángel	138	120		51	122	55	134										55	130		
L-1051	San Rafael - Ángel	138	Macusani - San Gabán II	138	120				71	130										69	128		

Tabla 5.48 Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia bajo contingencias, zona Sur, años 2028 y 2032.

Respecto a las sobrecargas en líneas y transformadores obtenidas en los años 2028 y 2032 para la zona Sur, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- La salida del transformador 220/138 kV de Abancay Nueva producirá sobrecargas en la línea de 138 kV Quencoro-Dolorespata (72 MVA) y en el transformador 220/138 kV Kayra (120 MVA).
- Las salidas de las líneas de 138 kV Macusani-San Gabán (120 MVA) y San Rafael-Ángel (120 MVA) producirán sobrecargas entre ellas. Estas sobrecargas serán ocasionadas por la evacuación de la generación de potencias de las Centrales Hidroeléctricas San Gabán II y El Ángel.

5.2.2.4 Niveles de corto circuito

Se calculan las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico sin resistencia de falla, para los escenarios con las soluciones operativas recomendadas en este informe para la máxima, media y mínima demanda en los periodos de avenida y estiaje en los años 2028 y 2032. En la siguiente tabla se muestra las máximas corrientes operativas de cortocircuito por año obtenido de todos los escenarios.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Largo Plazo			
					2028		2032	
					1φ	3φ	1φ	3φ
Norte	500	La Niña	40,0	40,0	4,51	4,18	4,52	4,18
		Trujillo	40,0	40,0	6,94	6,03	6,95	6,04
		Chimbote	40,0	40,0	6,35	6,85	6,34	6,86
	200	Zorritos	40,0	50,0	2,37	2,09	2,37	2,09
		Talara	31,5	40,0	6,10	4,70	6,10	4,70
		Piura	25,0	40,0	8,21	6,59	8,22	6,59
		Chiclayo	31,5	31,5	7,74	6,40	7,75	6,40
		Guadalupe	31,5	40,0	6,22	5,93	6,22	5,93
		Carhuaquero	31,5	40,0	6,51	6,08	6,51	6,08
		Trujillo Norte	31,5	40,0	12,36	10,03	12,37	10,04
		Trujillo Nueva	40,0	40,0	12,59	10,05	12,60	10,06
Chimbote	31,5	40,0	12,97	11,11	12,96	11,12		

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Tabla 5.49 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Norte, años 2028 y 2032.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Largo Plazo			
					2028		2032	
					1φ	3φ	1φ	3φ
Centro 1- Lima	500	Carabayllo	40,0	40,0	16,06	15,97	16,10	16,04
		Chilca Nueva	40,0	40,0	19,75	18,29	19,82	18,39
		Carapongo	63,0	63,0	16,08	16,56	16,12	16,64
	220	Balnearios	35,0	35,0	16,65	14,50	16,66	14,52
		Barsi	31,5	40,0	29,27	23,71	29,30	23,75
		Carabayllo	63,0	63,0	16,06	15,97	16,10	16,04
		Carapongo	40,0	40,0	16,08	16,56	16,12	16,64
		Chavarria	40,0	40,0	36,44	30,98	36,49	31,04
		Chilca Nueva	40,0	63,0	38,45	34,01	38,49	34,07
		Chilca REP	40,0	40,0	27,69	24,51	27,72	24,55
		Planicie	63,0	63,0	28,74	23,57	28,78	23,62
		San Juan	31,5	31,5	19,81	16,98	19,82	17,00
		Santa Rosa	31,5* / 40	31,5	35,12	30,06	35,17	30,12
Ventanilla	40,0	40,0	33,00	29,60	33,04	29,65		
Zapallal	40,0	40,0	25,96	25,65	25,99	25,70		
Centro 1- Mantaro	500	Colcabamba	40,0	40,0	7,71	10,11	7,76	10,27
		Poroma	40,0	40,0	8,80	9,80	9,37	10,51
		Callahuanca	31,5	40,0	13,96	17,01	13,97	17,03
	220	Carhuamayo	31,5	40,0	9,04	11,18	9,04	11,18
		Huayucachi	31,5	31,5	3,89	4,59	3,89	4,60
		Huinco	40,0	40,0	12,33	12,41	12,33	12,41
		Independencia	31,5	40,0	9,31	8,94	9,34	9,00
		Mantaro	31,5	31,5	28,63	25,20	28,48	25,05
		Marcona	31,5	31,5	9,79	9,57	10,87	10,37
		Matucana	40,0	40,0	7,59	8,42	7,59	8,43
		Pachachaca	31,5	31,5	11,59	16,17	11,60	16,21
		Paramonga	25,0	31,5	6,57	7,85	6,58	7,86
		Pomacocha	31,5	40,0	9,49	14,33	9,50	14,36
Yanango	31,5	40,0	9,33	10,40	9,33	10,42		
Huánuco	31,5	40,0	13,65	15,85	13,65	15,86		
Centro 2	220	Oroya Nueva	31,5	31,5	7,36	9,66	7,36	9,67
		Paragsha	31,5	40,0	8,69	11,46	8,69	11,46
		Tingo Maria	31,5	50,0	4,41	8,93	4,41	8,93

* Luz del Sur a la fecha no tiene previsto el cambio de equipos existentes con capacidad de ruptura de 31.5 kA.

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Tabla 5.50 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Centro, años 2028 y 2032.

Zona	Tensión (kV)	Subestación	Capacidad de Ruptura mínima (kA)	Capacidad de Ruptura máxima (kA)	Largo Plazo			
					2028		2032	
					1φ	3φ	1φ	3φ
Sur	500	Yarabamba	40,0	40,0	9,57	9,91	10,34	11,15
		Ocoña	40,0	40,0	5,23	7,70	5,60	8,56
		San José	40,0	40,0	10,87	10,49	12,31	12,44
		Montalvo	40,0	40,0	10,58	10,11	11,48	11,36
	220	Abancay	40,0	40,0	3,65	4,03	3,89	4,53
		Cotaruse	25,0	31,5	5,18	9,57	5,26	10,01
		Moquegua	31,5	40,0	18,11	14,67	19,14	15,66
		Puno	31,5	40,0	3,19	3,15	3,20	3,17
		Socabaya	31,5	40,0	16,78	14,31	17,53	15,10
		Suriray	40,0	40,0	6,00	5,58	7,58	7,56
		Tacna	25,0	40,0	3,27	3,46	3,30	3,51
		Tintaya	40,0	40,0	5,26	5,69	5,36	5,84
		Pumiri	31,5	40,0	4,06	4,34	4,09	4,39
		San Ramon	31,5	40,0	3,40	3,31	3,42	3,34

1φ: Corriente de Cortocircuito Monoásico

3φ: Corriente de Cortocircuito Trifásico

Tabla 5.51 Máximas Corrientes de Cortocircuito del SEIN, zona Sur, años 2028 y 2032.

Respecto a los niveles de cortocircuito se tienen los siguientes resultados:

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentan niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.
- Debe resaltarse que COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA. No obstante, Luz del Sur a la fecha no tiene previsto el cambio de equipos existentes con capacidad de ruptura de 31,5 kA.

5.2.2.5 Márgenes de carga y estabilidad de tensión

Para evitar el riesgo de colapso de tensión, en los estudios eléctricos se incluyen los análisis de márgenes de carga, los cuales permiten evaluar la factibilidad de la operación y verificar la seguridad del sistema respecto a la estabilidad de tensión. El incremento de la demanda de las cargas se aplica a la componente vegetativa. Se eligen escenarios de máxima demanda, dado que estos representan la condición de mayor estrés del sistema, donde la mayoría de los equipos de compensación reactiva operan próximos a sus límites con pérdida de control de tensión y comúnmente se alcanza un límite capacitivo.

Se incrementa la demanda usando una distribución proporcional al caso base (año 2028) con factores de potencia constantes. Las máximas cargas se determinan a partir de la primera transgresión de alguna restricción operativa (transgresión de tensiones en barras, sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia) o de seguridad (margen de seguridad ante el colapso de tensión).

Zona Norte

En la siguiente tabla se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Norte para el año 2028, para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de

líneas de 500 kV, incluido transformadores de potencia 500/220 kV. Cabe señalar que la demanda del año 2032 es en promedio 350 MW mayor a la demanda del año 2028.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Límite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	1 652	PMC (7.5%)	2 512	861	52%	2 666
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 562	911	55%	2 662
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2028	1 652	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	2 262	611	37%	2 536
	4	TR Niña	500/220	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 512	861	52%	2 603
	5	Carabaylo - Chimbote	500	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 409	757	46%	2 499
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2028	1 652	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 983	331	20%	2 572
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 382	731	44%	2 469
	8	TR Piura	500/220	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	1 886	234	14%	1 953
	9	La Niña - Piura Nueva	500	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 529	877	53%	2 628
	10	Celendín - Piura	500	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 486	834	50%	2 582
	11	Trujillo - Celendín	500	N-1	2028	1 652	PMC (5%)	2 532	881	53%	2 633
Estiaje 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	1 584	PMC (7.5%)	2 409	825	52%	2 557
	2	TR Chimbote	500/220	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 439	854	54%	2 535
	3	TR Trujillo	500/220	N-1	2028	1 584	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	2 159	574	36%	2 461
	4	TR Niña	500/220	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 432	848	54%	2 524
	5	Carabaylo - Chimbote	500	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 201	617	39%	2 287
	6	Chimbote - Trujillo	500	N-1	2028	1 584	Carga (120%) en Chimbote - Viru (152 MVA)	1 835	250	16%	2 408
	7	Trujillo - La Niña	500	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 323	738	47%	2 413
	8	TR Piura	500/220	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 052	468	30%	2 117
	9	La Niña - Piura Nueva	500	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 443	858	54%	2 539
	10	Celendín - Piura	500	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 413	829	52%	2 506
	11	Trujillo - Celendín	500	N-1	2028	1 584	PMC (5%)	2 436	851	54%	2 531

Tabla 5.52 Márgenes de carga en la zona Norte, condición N y condición N-k, año 2028.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2028, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga (máxima carga atendible menos demanda base del año 2028) de 861 MW y 825 MW en los escenarios de avenida y estiaje, respectivamente. Los márgenes de carga estarán limitados por el margen de seguridad del Punto de Máxima Carga (PMC) de 7,5%.
- En condición N-1, ante salida del transformador 500/220 kV Piura Nueva producirá un margen de carga de 234 MW, limitado por el PMC de 5%. El margen de carga representa el 14% adicional sobre la demanda base del año 2028. Con el margen de carga obtenido, se presentará déficit para atender la demanda del año 2032, debido al colapso local de las redes de 220 kV de Piura y Tumbes.
- En condición N-1, ante salida de la línea de 500 kV Chimbote-Trujillo producirá un margen de carga de 250 MW, limitado sobrecarga de la línea de 220 kV Chimbote-Viru (152 MVA). El margen de carga representa el 16% adicional sobre la demanda base del año 2028. Con el margen de carga obtenido, se presentará déficit para atender la demanda del año 2032. No obstante, este déficit podrá ser superado con reconfiguración de las líneas de 220 kV.

Zona Centro

En la siguiente tabla se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Centro para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de líneas de 500 kV, 220 kV y 138 kV, además de salidas de y transformadores de potencia 500/220 kV y 220/138 kV. Cabe señalar que la demanda del año 2032 es en promedio 800 MW mayor a la demanda del año 2028.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Límite por:	Carga Límite (MW)	Margen (+) / Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	5 293	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 279	986	19%	6 816
	2	TR Carapongo	500/220	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 464	1171	22%	6 629
	3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Chilca CTM 500/220 kV - T2 (600 MVA)	5 095	-198	-4%	6 733
	4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2028	5 293	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 496	1203	23%	6 690
	5	TR La Planicie	500/220	N-1	2028	5 293	Min. tensión en LA PLANICIE 220A	6 491	1198	23%	6 667
	6	Chilca - Carapongo	500	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Chilca - La Planicie (1400 MVA)	6 225	932	18%	6 667
	7	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2028	5 293	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 553	1260	24%	6 711
	8	Chilca - La Planicie	500	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Carapongo - Chilca CTM (1400 MVA)	6 220	927	18%	6 455
	9	La Planicie - Carabayllo	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 612	1319	25%	6 781
	10	TR Colcabamba	500/230	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 421	1128	21%	6 717
	11	TR Poroma	500/220	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 649	1356	26%	6 814
	12	TR Campas	500/220	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 626	1333	25%	6 795
	13	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 626	1333	25%	6 795
	14	Chilca - Poroma	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 562	1269	24%	6 731
	15	Colcabamba - Campas	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 496	1203	23%	6 660
	16	Campas - Carapongo	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 498	1205	23%	6 651
	17	Intermedia - Poroma	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 647	1354	26%	6 813
	18	TR Yaros	500/220	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 608	1315	25%	6 781
	19	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	5 250	-43	-1%	6 635
	20	Yaros - Campas	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 571	1278	24%	6 736
	21	Chilca - Desierto	220	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 642	1349	25%	6 814
	22	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2028	5 293	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 805	512	10%	6 047
	23	Tocache - Celendin	500	N-1	2028	5 293	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 510	1217	23%	6 653
	24	Yaros - Tocache	500	N-1	2028	5 293	PMC (5%)	6 539	1246	24%	6 699
Estiaje 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	5 163	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 281	1118	22%	6 866
	2	TR Carapongo	500/220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 541	1377	27%	6 710
	3	TR Chilca CTM (1T)	500/220	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Chilca CTM 500/220 kV - T2 (600 MVA)	4 971	-192	-4%	6 788
	4	TR Carabayllo (1T)	500/220	N-1	2028	5 163	Min. tensión en CARABAYLLO 220A	6 570	1407	27%	6 761
	5	TR La Planicie	500/220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 586	1422	28%	6 740
	6	Chilca - Carapongo	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Chilca - La Planicie (1400 MVA)	6 029	865	17%	6 716
	7	Carapongo - Carabayllo	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 575	1412	27%	6 766
	8	Chilca - La Planicie	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Carapongo - Chilca CTM (1400 MVA)	6 032	869	17%	6 534
	9	La Planicie - Carabayllo	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 660	1497	29%	6 826
	10	TR Colcabamba	500/230	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 292	1128	22%	6 764
	11	TR Poroma	500/220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 683	1519	29%	6 863
	12	TR Campas	500/220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 676	1512	29%	6 847
	13	Colcabamba - Poroma	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 634	1471	28%	6 813
	14	Chilca - Poroma	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 562	1398	27%	6 793
	15	Colcabamba - Campas	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 288	1125	22%	6 669
	16	Campas - Carapongo	500	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Huayucachi - Mantaro (152 MVA)	6 555	1391	27%	6 743
	17	Intermedia - Poroma	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 679	1516	29%	6 858
	18	TR Yaros	500/220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 662	1499	29%	6 842
	19	TR Aguaytía - T1	220/138	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Aguaytía 220/138 kV - T2 (60 MVA)	5 108	-56	-1%	6 864
	20	Yaros - Campas	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 572	1409	27%	6 742
	21	Chilca - Desierto	220	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 693	1530	30%	6 864
	22	Aguaytía - Campo Verde	138	N-1	2028	5 163	Carga (120%) en Aguaytía - Pucallpa (80 MVA)	5 703	540	10%	6 139
	23	Tocache - Celendin	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 541	1377	27%	6 712
	24	Yaros - Tocache	500	N-1	2028	5 163	PMC (5%)	6 588	1424	28%	6 755

1 Los déficits en Chilca se deben a restricciones para evacuar la generación desde 220 kV a 500 kV

2 La salida de uno de los transformadores de la SE Aguaytía produce déficits de 1%.

Tabla 5.53 Márgenes de carga en la zona Centro, condición N y condición N-k, año 2028.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2028, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga de 986 MW en el periodo de avenida y de 1118 MW en el periodo de estiaje. En ambos escenarios, los márgenes de carga estarán limitados por mínima tensión en la barra de 220 kV Carabayllo. El margen de carga obtenido representa un 19% y 22% adicional sobre la demanda base del año 2028, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.
- La salida de un transformador 500/220 kV de Chilca CTM producirá márgenes de carga negativos (déficit) de 198 MW y estarán limitados por sobrecarga del transformador en paralelo 500/220 kV Chilca CTM (600 MVA). Estas sobrecargas serán producidas por la evacuación de generación de potencia, en la zona de Chilca, hacia la red de 500 kV.
- La salida de uno de los transformadores 220/138 kV de Aguaytía producirá márgenes de carga negativos (déficit) de 56 MW y estarán limitados por sobrecarga del transformador en paralelo 220/138 de 60 MVA.

Zona Sur

En la siguiente tabla se muestra los resultados de márgenes de carga en la zona Sur para el caso base (condición N) y contingencias críticas (condición N-k) de salida de líneas de 500 kV y 138 kV, además de salidas de y transformadores de potencia 500/220 (230) kV. Cabe señalar que la demanda del año 2032 es en promedio 200 MW mayor a la demanda del año 2028.

Periodo	Información					Resultados				Punto de Máxima Carga (PMC)	
	id	Escenario/Contingencia	kV	Cond.	Año	Carga total	Limite por:	Carga Limite (MW)	Margen (+) Déficit (-)		%Margen / Carga Total
Avenida 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	2 138	Carga (100%) en Mantaro-Cotaruse (252,5 MVA)	2 405	267	12%	2 773
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 643	505	24%	2 696
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2028	2 138	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 656	518	24%	2 730
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 711	573	27%	2 766
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 685	547	26%	2 735
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 679	541	25%	2 730
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 707	569	27%	2 762
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 683	545	25%	2 731
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 684	547	26%	2 740
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2028	2 138	PMC (5%)	2 566	428	20%	2 614
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2028	2 138	PMC (5%)	2 590	452	21%	2 640
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2028	2 138	PMC (5%)	2 713	575	27%	2 767
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2028	2 138	Carga (120%) en Abancay Nueva 220/138 kV (120 MVA)	2 637	499	23%	2 718
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 719	581	27%	2 770
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 627	490	23%	2 676
	16	San José - Yarabamba	500	N-1	2028	2 138	PMC (5%)	2 701	563	26%	2 754
Estiaje 2028	1	Operación Normal	---	N	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 526	337	15%	2 785
	2	TR Yarabamba	500/230	N-1	2028	2 188	Carga (120%) en Moquegua - Socabaya (150 MVA)	2 507	318	15%	2 655
	3	TR Montalvo	500/220	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 648	460	21%	2 744
	4	San José - Montalvo	500	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 722	533	24%	2 774
	5	Poroma - Yarabamba	500	N-1	2028	2 188	PMC (5%)	2 725	536	24%	2 773
	6	Poroma - Ocoña	500	N-1	2028	2 188	PMC (5%)	2 717	528	24%	2 768
	7	Yarabamba - Montalvo	500	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 713	524	24%	2 774
	8	Ocoña - San José	500	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 719	530	24%	2 769
	9	Mantaro - Cotaruse (1T)	220	N-1	2028	2 188	PMC (5%)	2 699	511	23%	2 752
	10	Mantaro - Cotaruse (2T)	220	N-2	2028	2 188	Carga (120%) en Yarabamba 500/220 kV (750 MVA)	2 525	336	15%	2 660
	11	Socabaya - Tintaya Nueva (2T)	220	N-2	2028	2 188	Mín. tensión en PUNO 220	2 552	363	17%	2 596
	12	Socabaya - Moquegua (2T)	220	N-2	2028	2 188	Mín. tensión en LOS HEROES 220	2 709	520	24%	2 780
	13	Cotaruse - Socabaya (2T)	220	N-2	2028	2 188	PMC (5%)	2 715	527	24%	2 770
	14	Montalvo - Moquegua	220	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en PUNO 220	2 733	544	25%	2 781
	15	Moquegua - Chilota	220	N-1	2028	2 188	Mín. tensión en CHILOTA 220	2 572	384	18%	2 636
	16	San José - Yarabamba	500	N-1	2028	2 188	PMC (5%)	2 708	520	24%	2 760

No se observan déficits de carga.

Tabla 5.54 Márgenes de carga en la zona Sur, condición N y condición N-k, año 2028.

Respecto a la evaluación de márgenes de carga para el año 2028, se tienen los siguientes resultados:

- En la condición N se observa un margen de carga de 267 MW en el periodo de avenida y de 337 MW en el periodo de estiaje. Los márgenes de carga se encontrarían limitados por sobrecarga de la línea de 138 kV Mantaro-Cotaruse (252,5MVA – Límite contractual) en avenida, y por mínima tensión en la barra de 220 kV Los Héroes en estiaje. El margen de carga obtenido representa el 12% y 15% adicional sobre la demanda base, en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.
- En condición N-1, se observa que los márgenes de carga serán mayores a 300 MW.

5.2.2.6 Estabilidad transitoria

Las evaluaciones de estabilidad transitoria se realizan mediante la observación de los ángulos y velocidades del rotor de los generadores en función del tiempo (simulación en el dominio del tiempo) y se usa como criterio el incremento asintótico de ángulos del rotor en las primeras oscilaciones para denotar un problema de inestabilidad transitoria. El tiempo de simulación comúnmente usado es de 10 segundos o el tiempo requerido para observar la extinción total de

las oscilaciones electromecánicas. En las simulaciones dinámicas se incluyen los controladores de los principales componentes del sistema para la evaluación de estabilidad angular a primera oscilación.

Se definen los siguientes eventos relacionados a fallas trifásicas con apertura definitiva de la línea en falla:

- En $t = 0$ ms, falla trifásica franca en la línea al 50% de longitud.
- En $t = 100$ ms, apertura definitiva de la línea en falla.

Se definen los siguientes eventos relacionados a fallas monofásicas con recierre exitoso de la fase en falla de la línea:

- En $t = 0$ ms, falla monofásica franca a tierra (fase "a") en la línea al 50% de longitud.
- En $t = 100$ ms, apertura de la fase en falla.
- En $t = 600$ ms, eliminación de la falla y recierre exitoso de la fase en falla. Se utiliza un tiempo muerto de 500 ms.

Además de la determinación de la pérdida de sincronismo, el comportamiento dinámico fue evaluado a partir de criterios de desempeño obtenidos de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión".

Cabe resaltar que las simulaciones realizadas corresponden a dinámicas rápidas, propias para el análisis de estabilidad transitoria; por tanto, la apreciación de la inestabilidad de tensión no es completa debido a que los mecanismos de restauración inherentes en las cargas, necesarios para el análisis del comportamiento de las tensiones, deben ser modelados considerando también dinámicas rápidas (por ejemplo, cargas tipo motor). En todo caso, la indicación del colapso del sistema asociado a la inestabilidad de tensión se obtiene en forma directa a partir de los análisis de márgenes de carga y estabilidad de tensión, presentados en secciones anteriores.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de evaluación de estabilidad transitoria para avenida y estiaje en máxima demanda del año 2028, considerando fallas con salida de las principales líneas troncales del SEIN.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	367,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	295,5	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	159,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	19,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	133,0	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	1,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	16,5	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	116,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	71,4	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	20,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	40,3	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	1742,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	595,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	502,9	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	361,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	392,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	397,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	137,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	294,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	225,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	360,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	143,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	116,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	126,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	421,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	369,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	70,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	106,3	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	236,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	230,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	16,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	17,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	266,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	228,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	194,0	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	58,2	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	76,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	28,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010_B	SanGabán-Azángaro	138	31,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	1,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	60,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	99,1	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 5.55 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2028.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	465,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	322,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	142,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	9,4	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	107,2	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	12,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	14,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	111,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	68,9	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	3,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	12,2	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	1756,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	723,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	500,0	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	320,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	341,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	385,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	124,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	210,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	131,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	176,7	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	67,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	222,4	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	261,1	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	374,5	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	285,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	69,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	73,3	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	92,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	88,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	50,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	66,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	121,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	282,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	358,5	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	125,6	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	46,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	2,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010_B	SanGabán-Azángaro	138	2,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	51,3	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	30,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	69,9	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 5.56 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2028.

De los eventos simulados del año 2028, no se presentan problemas de inestabilidad angular a causa de las fallas trifásicas, es decir que los eventos simulados son estables.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de evaluación de estabilidad transitoria para avenida y estiaje en máxima demanda del año 2032, considerando fallas con salida de las principales líneas troncales del SEIN.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	527,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	405,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	198,1	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	16,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	168,1	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	15,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	24,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	123,2	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	91,6	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	21,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	51,9	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	2158,8	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	747,7	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	702,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	424,2	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	489,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	450,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	153,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	343,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	107,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	10,3	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	311,6	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	497,4	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	321,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	247,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	434,6	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	80,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	98,8	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	128,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	133,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	156,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	134,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	110,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	292,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	329,3	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	92,9	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	81,4	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	31,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010_B	SanGabán-Azángaro	138	28,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	33,8	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	58,6	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	107,2	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 5.57 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, avenida máxima 2032.

Área	Evento	Línea de Transmisión			Potencia Pre-Falla (MW)	Circuito(s) afectado(s)	Tipo de Falla	Resultados de simulación en el dominio del tiempo	
		Código	Descripción	Tensión (kV)				Máquinas que pierden el sincronismo	Estabilidad
Norte	N-Ev01	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	601,0	1	3F	---	Estable
	N-Ev02	L-5008	Chimbote-Trujillo	500	425,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev03	L-5010	Trujillo-LaNiña	500	179,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev04	---	LaNiña-PiuraNueva	500	10,8	1	3F	---	Estable
	N-Ev05	L-2283/L-2287	CajamarcaNorte-PampaHonda	220	148,8	2	3F	---	Estable
	N-Ev06	L-2260	CajamarcaNorte-Trujillo	220	25,6	1	3F	---	Estable
	N-Ev07	L-2190	ChiclayoOeste-Carhuaquero	220	20,3	1	3F	---	Estable
	N-Ev08	---	Yaros-Yungas	220	115,5	1	3F	---	Estable
	N-Ev09	L-2236/L-2237	Guadalupe-Reque	220	88,5	2	3F	---	Estable
	N-Ev10	L-2250_A	PiuraOeste-Pariñas	220	6,7	1	3F	---	Estable
	N-Ev11	---	Chaglla-TingoMaría	220	24,8	1	3F	---	Estable
Centro	C-Ev01	---	Chilca-LaPlanicie	500	2105,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev02	---	LaPlanicie-Carabayllo	500	854,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev03	L-5003	Carapongo-Carabayllo	500	666,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev04	L-2708/L-2809	Carapongo-Cajamarquilla	220	375,9	2	3F	---	Estable
	C-Ev05	L-2118/L-2119	LaPlanicie-Industriales	220	419,1	2	3F	---	Estable
	C-Ev06	L-2094/L-2095	Chilca-SanJuan	220	438,2	2	3F	---	Estable
	C-Ev07	L-2203/L-2204	Mantaro-Huancavelica	220	144,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev08	L-2008/L-2209	Callahuanca-Carapongo	220	264,4	2	3F	---	Estable
	C-Ev09	L-5032	Chilca-Poroma	500	93,0	1	3F	---	Estable
	C-Ev10	L-5031	Colcabamba-Poroma	500	48,8	1	3F	---	Estable
	C-Ev11	---	Campas-Carapongo	500	204,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev12	---	Campas-Colcabamba	500	502,6	1	3F	---	Estable
	C-Ev13	---	Yaros-Campas	500	409,2	1	3F	---	Estable
	C-Ev14	L-2051/L-2052	Mantaro-Cotaruse	220	211,3	2	3F	---	Estable
	C-Ev15	L-2701/L-2702	Carapongo-SantaRosa	220	344,0	2	3F	---	Estable
	C-Ev16	L-2254	Paragsha-Vizcarra	220	78,5	1	3F	---	Estable
	C-Ev17	L-2252_A	TingoMaría-Yaros	220	68,4	1	3F	---	Estable
Sur	S-Ev01	L-5034	Poroma-Ocoña	500	115,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev02	L-5036	Ocoña-SanJosé	500	119,7	1	3F	---	Estable
	S-Ev03	L-5037	SanJosé-Montalvo	500	159,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev04	L-5035	Yarabamba-Montalvo	500	136,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev05	L-5033	Poroma-Yarabamba	500	93,0	1	3F	---	Estable
	S-Ev06	L-2057	Montalvo-Moquegua	220	308,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev07	L-2065/L-2066	Yarabamba-Socabaya	220	355,1	2	3F	---	Estable
	S-Ev08	L-2022/L-2023	Socabaya-Tintaya	220	112,0	2	3F	---	Estable
	S-Ev09	L-2050	Abancay-Suriray	220	116,2	1	3F	---	Estable
	S-Ev10	L-2059	Suriray-Cotaruse	220	59,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev11	L-1010_B	SanGabán-Azángaro	138	5,9	1	3F	---	Estable
	S-Ev12	L-2030	Moquegua-Chilota	220	59,5	1	3F	---	Estable
	S-Ev13	L-1051	SanRafael-Angel	138	35,1	1	3F	---	Estable
	S-Ev14	---	Lne220 Tintaya-Azángaro	220	65,4	1	3F	---	Estable

3F: Falla trifásica en la línea al 50% de longitud. Apertura definitiva de la línea en 100 ms.

1F Recierre Exitoso: Falla monofásica (fase "a") en la línea al 50% de longitud. Apertura de la fase en falla en 100 ms. Recierre exitoso en 600 ms.

Tabla 5.58 Resultados de evaluación de estabilidad transitoria, estiaje máximo 2032.

De los eventos simulados del año 2032, no se presentan problemas de inestabilidad angular a causa de las fallas trifásicas, es decir que los eventos simulados son estables.

5.2.3 Diagnóstico Operativo en Escenarios de Mayor Exigencia

En esta sección se ha realizado el diagnóstico de la operación en el año horizonte (2032), considerando solo los proyectos de transmisión del Plan Vinculante aprobado (PT 2021-2030) en todos los escenarios de análisis. Para esto, nos hemos enfocado en los escenarios de mayor exigencia en la transmisión, que se describen a continuación:

Caso 2032	Descripción del caso de acuerdo a la codificación MODPLAN
1AS1	Demanda Optimista Norte y Sur, Mas Térmicos, Priorización proyectos de generación Centro.
1BS1	Demanda Optimista Norte y Sur, Mas RER, Priorización proyectos de generación Centro.
3AS2	Demanda Optimista Centro, Mas Térmico, Priorización proyectos de generación Norte y Sur.
3BS2	Demanda Optimista Centro, Mas RER, Priorización proyectos de generación Norte y Sur.

Figura 5.61 Escenarios de demanda y oferta de generación de acuerdo con codificación del MODPLAN

A continuación, se describe las principales premisas que se han considerado en el presente análisis:

Premisas consideradas

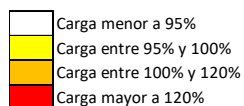
- Los casos de demanda y oferta de generación escogidos para el diagnóstico de la operación en el año horizonte consideran escenarios extremos de crecimiento de demanda y de desarrollo de oferta de generación; la cual incluye oferta de generación renovable (1AS1, 1BS1, 3AS2, 3BS2).
- El diagnóstico se realiza sobre los resultados de flujos de carga en líneas y en transformadores de la transmisión troncal, para esto se ha simulación flujos de carga considerando la máxima demanda anual coincidente con el SEIN en el año horizonte 2032.
- Se ha monitoreado solo la red de transmisión troncal. Para el año 2032 podrían existir redes de subtransmisión con sobrecarga debido a la magnitud de la demanda de los escenarios seleccionados. Se asume que estos problemas se resolverán en los análisis correspondientes, por lo tanto, la subtransmisión no ha sido parte del monitoreo en el presente análisis.
- Los cálculos de flujos de carga se han realizado con la herramienta de simulación de la operación eléctrica "DigSILENT".
- Para los escenarios de análisis escogidos se ha utilizado el mismo modelo de la red del sistema de transmisión del análisis realizado para el escenario de demanda media, que ha sido desarrollado con detalle en el acápite 5.2.2.

Resultados de flujos de carga en líneas de transmisión de 500 kV

En las tablas siguientes se muestra los resultados relevantes de flujo de carga en líneas de transmisión, en las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN, considerando los escenarios extremos de crecimiento de demanda en las zonas Norte y Sur (1AS1, 1BS1), así como para los escenarios

extremos de crecimiento de la demanda en la zona Centro (3AS2, 3BS2). En el Anexo H.3 se presenta en detalle el flujo de potencia en el resto de los elementos del sistema.

Zona Norte

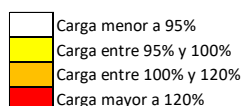


Carga en líneas (%)

Nombre	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	2032			
			1AS1	1BS1	3AS2	3BS2
Carabayllo - Chimbote	500	1000	78	72	59	43
Celendín - Piura	500	1400	41	42	37	33
Celendín - Trujillo	500	1400	8	8	8	10
Chimbote - Trujillo Nueva	500	1000	58	55	38	22
La Niña - Piura Nueva	500	1400	6	6	4	6
Trujillo Nueva - La Niña	500	701	47	47	40	34

Figura 5.62 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Norte

Zona Centro

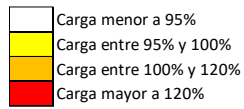


Carga en líneas (%)

Nombre	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	2032			
			1AS1	1BS1	3AS2	3BS2
Campos - Carapongo	500	1400	21	20	38	37
Carapongo - Carabayllo	500	1400	55	50	60	54
Carapongo - Chilca	500	1400	62	55	59	55
Chilca - La Planicie	500	1400	81	74	86	83
Chilca - Poroma	500	841	33	26	57	51
Colcabamba - Campas	500	1400	38	28	60	49
Colcabamba - Poroma	500	1400	23	26	37	33
La Planicie - Carabayllo	500	1400	35	30	27	21
Tocache - Celendín	500	1400	61	62	48	37
Yaros - Campas	500	1400	29	20	29	19
Yaros - Tocache	500	1400	58	59	44	32

Figura 5.63 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Centro

Zona Sur



Carga en líneas (%)

Nombre	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	2032			
			1AS1	1BS1	3AS2	3BS2
Ocoña - San José	500	841	64	89	73	60
Poroma - Ocoña	500	841	63	87	74	63
Poroma - Yarabamba	500	1400	55	70	50	41
San José - Montalvo	500	841	35	47	28	24
San José - Yarabamba	500	1400	20	15	49	51
Yarabamba-Montalvo	500	1400	5	13	31	30

Figura 5.64 Porcentaje de carga en línea de 500 kV de la zona Sur

Resultados de carga en transformadores de potencia 500/220 kV

En la tabla siguiente se muestra los resultados relevantes de flujo de carga en los transformadores de potencia de las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN.

Carga menor a 95%
Carga entre 95% y 100%
Carga entre 100% y 120%
Carga mayor a 120%

Carga en Transformadores (%):

Nombre	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	2032			
			1AS1	1BS1	3AS2	3BS2
TR Colcabamba 500 kV	500/230	750	62	56	58	47
TR Campas 500 kV	500/220	750	19	19	14	12
TR Carabayllo 500 kV - T1	500/220	600	44	38	60	63
TR Carabayllo 500 kV - T2	500/220	600	44	38	60	63
TR Carapongo 500 kV - T1	500/220	750	51	46	67	71
TR Chilca 500 kV - T1	500/220	600	104	95	77	74
TR Chilca 500 kV - T2	500/220	600	104	95	77	74
TR La Planicie 500 kV - T1	500/220	600	54	50	69	72
TR La Planicie 500 kV - T2	500/220	600	54	50	69	72
TR Poroma 500 kV - T1	500/220	450	81	104	33	23
TR Poroma 500 kV - T2	500/220	750	71	91	29	20
TR Yaros 500 kV	500/220	750	55	75	27	23
TR Celendín 500 kV	500/220	750	56	55	40	25
TR Chimbote 500 kV	500/220	750	18	13	14	10
TR La Niña 500 kV	500/220	600	39	39	28	9
TR Piura Nueva 500 kV	500/220	600	64	63	42	30
TR Trujillo Nueva 500 kV	500/220	750	42	42	28	25
TR Yarabamba 500 kV -T1	500/230	750	107	111	62	84
TR Montalvo 500 kV - T1	500/220	750	62	60	30	37
TR Montalvo 500 kV - T2	500/220	750	63	60	30	38
TR San José 500 kV - T1	500/220	600	24	27	13	14
TR San José 500 kV - T2	500/220	600	24	28	13	14

Figura 5.65 Porcentaje de carga en transformadores 500/220 kV del SEIN

Resultados relevantes de carga en líneas de transmisión de 220 kV y 138 kV

En la siguiente tabla se muestra los resultados relevantes de carga en líneas de transmisión (mayores a 90%) en 220 kV y 138 kV:

	Carga menor a 95%
	Carga entre 95% y 100%
	Carga entre 100% y 120%
	Carga mayor a 120%

Carga en líneas (%)

Nombre	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	2032			
			1AS1	1BS1	3AS2	3BS2
Alto Pradera - Chilca	220	351	90	85	94	94
Campo Armiño - Huayucachi	220	152	77	60	96	84
Nueva Chincha - Independencia	220	152	113	89	40	34
Pachachaca - Callahuanca - L1	220	152	86	76	93	86
Poroma - Marcona - L3	220	180	56	119	19	13
Tingo María - Yaros	220	191	56	102	51	51
Amarilis - Piedra Blanca	138	45	74	113	78	79
Piedra Blanca - Tingo María	138	45	61	100	64	65
Tarapoto Norte - Tarapoto - L2	138	45	99	100	80	83
Abancay Nueva - Suriray	220	250	35	34	102	34
Campo Armiño - Cotaruse - L1	220	253	86	95	43	24
Campo Armiño - Cotaruse - L2	220	253	86	95	43	24

Figura 5.66 Porcentaje de carga en Líneas de 220 kV y 138 kV relevantes del SEIN

De los resultados obtenidos se concluye:

- Los escenarios analizados son los siguientes: 1AS1 (Demanda Optimista Norte y Sur, Mas Térmico, Mayor generación en el Centro), 1BS1(Demanda Optimista Norte y Sur, Mas Renovable, Mayor generación en el Centro), 3AS2(Demanda Optimista Centro, Mas Térmico, Mayor generación en el Norte y Sur), 3BS2(Demanda Optimista Centro, Mas Renovable, Mayor generación en el Norte y Sur)
- En todos los escenarios analizados los flujos de potencia en las líneas de transmisión de 500 kV estarán por debajo de sus límites de capacidad de transporte.
- Ante escenarios de crecimiento optimista de demanda en la zona Norte y zona Sur del SEIN y de mayor desarrollo de proyectos de generación en la zona Centro (1AS1 y 1BS1) se podrían presentar flujos de potencia que superan la capacidad de transporte en líneas de 220 kV y 138 kV, y en transformadores de potencia 500/220 kV. En el Anexo H.3 se podrá ver en detalle estos resultados.

6 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE CONEXIÓN (ITC)

6.1 Introducción

6.1.1 Antecedentes

La Planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión estipulada en la norma modificada “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (RM N° 051-2018-MEM/DM, febrero 2018), tiene por antecedentes los siguientes hechos:

En julio de 2016 se emite el Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (DS N° 018-2016-EM)

- Establece en el Artículo 16 que el Informe de Diagnóstico del SEIN deberá contener – entre otros – lo siguiente:
- *“16.2 d) Análisis de los Planes de Inversión aprobados por OSINERGMIN, conforme al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”*
- Establece en el Artículo 17 que la Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión, incorpore lo siguiente:
- *“17.8 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”*

En noviembre de 2016, el COES remite al Ministerio de Energía y Minas la Carta COES/P-215-2016, manifestando que la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, vigente a la fecha desde del 2009, no incluye los criterios necesarios para “*analizar los Planes de Inversión*” ni la “*optimización conjunta técnica y económica del sistema*”, los cuales son necesarios para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y las propuestas de actualización del Plan de Transmisión.

En junio de 2017, el Ministerio de Energía y Minas emite la Resolución Ministerial N° 262-2017-MEM/DM que autoriza la publicación del proyecto de Resolución Ministerial que modifica los Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión y su Exposición de Motivos.

En febrero de 2018, con RM N° 051-2018-MEM/DM se modifica la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”.

6.1.2 Base legal

- *Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica* (Ley N° 28832, julio 2006)
 - Asigna al COES la función de elaborar la propuesta del Plan de Transmisión, señalándola como de interés público.
- *Reglamento de Transmisión* (DS N° 027-2007-EM, mayo 2007)
 - Establece los objetivos, alcances y contenido del Plan de Transmisión.
 - Indica la secuencia de actividades y las fechas para la elaboración del Informe de Diagnóstico y el Plan de Transmisión.
- *Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión* (RM N° 129-2009-MEM/DM, marzo 2009, La Norma)
 - Establece los criterios y metodología para la elaboración y actualizaciones del Plan de Transmisión.
- *Modificación del Reglamento de Transmisión* (DS N° 018-2016-EM, julio 2016)
 - Establece en los artículos 16 y 17 disposiciones relativas a la incorporación de los resultados de los análisis de los Planes de Inversión aprobados por OSINERGMIN para la elaboración del Plan de Transmisión, con el fin de realizar una optimización conjunta técnica-económica del sistema.
- *Modificación de la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”* (RM N° 051-2018-MEM/DM, febrero 2018)
 - Adecua la Norma para dar cumplimiento a lo establecido en las modificaciones realizadas al Reglamento de Transmisión por la que:
 - Incorpora los criterios y metodología para la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC).
 - Incorpora los criterios y metodología para la integración de los Sistemas Aislados al SEIN.

6.1.3 Definición de ITC

Las ITC se definen en el numeral 4.32 de la Norma vigente, tal como se cita a continuación:

“4.32 Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC): Son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN, y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones.”

6.1.4 Alcances

En la presente Actualización del Plan de Transmisión, la planificación de las ITC comprende las siguientes Áreas de Demanda:

- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 1 (Piura – Tumbes).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 2 (Lambayeque – Cajamarca Norte).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 3 (La Libertad – Ancash).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 4 (San Martín - Yurimaguas).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 5 (Huánuco – Pasco – Junín – Ayacucho – Huancavelica).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 6 y 7 en conjunto (Lima).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 8 (Ica).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 9 (Arequipa).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 10 (Cuzco – Puerto Maldonado).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 11 (Puno).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 12 y 13 (Moquegua – Tacna).
- Planificación de las ITC en el Área de Demanda 14 (Ucayali: Aguaytía – Pucallpa).

Es del caso señalar que, según el numeral 2.2 del Informe Técnico N° 232-2015-GART que sustenta la Resolución N° 083-2015-OS/CD, mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda para el período mayo 2015 – abril 2021, el Área de Demanda 15 ha sido establecida para fines tarifarios del PIT. En ese sentido, el diagnóstico y planificación de las ITC comprenderá sólo las Áreas de Demanda del 1 al 14.

En la Figura 6.1 se muestra la cobertura geográfica aproximada de las 14 Áreas de Demanda.



Figura 6.1 Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda

En cuanto a los análisis eléctricos, el alcance comprenderá a las instalaciones de transmisión, tales como: subestaciones MAT/MAT, subestaciones MAT/AT y líneas MAT conexas (en concordancia con las instalaciones a que se refiere la definición de ITC). Para las demás instalaciones en AT que no se encuentren dentro del alcance señalado, su evaluación y resultados tendrán carácter informativo.

6.2 Criterios y metodología

6.2.1 Criterios Técnico-Económicos

Los criterios para la Planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión están establecidos en el numeral 11.4 de la Norma vigente, tal como se cita a continuación:

“11.4 Criterios exclusivos para la planificación de las ITC:

- a) Criterio de Mínimo Costo: Se considerará que un proyecto o conjunto de proyectos es mejor que otro si su Costo Total es menor, siendo el Costo Total el Valor Actualizado Neto de la inversión, operación, mantenimiento, energía no suministrada, y pérdidas eléctricas en el horizonte de estudio de 10 años. El Costo Total será expresado en millones de US\$.*
- b) Criterio de Redundancia: Se considera que una carga requiere redundancia de las ITC cuando esta carga sea superior a 30 MW. Este criterio solo se aplica a líneas de transmisión, incluyendo sus celdas de conexión, mas no a subestaciones ni transformadores.”*

6.2.2 Proyección de la demanda

En el artículo 14.9 de la Norma vigente, se describen los criterios y metodologías para la Proyección de las Demandas para la planificación de las ITC, estos criterios y metodologías con exclusivos para las ITC, cuyo resumen se detalla a continuación:

- a) “Las EDE, bajo responsabilidad, proporcionarán las proyecciones de demanda de sus Áreas de Demanda, con los respectivos sustentos, las cuales serán revisadas y, de ser el caso, observadas por el COES...”.*
- b) “Las proyecciones de demanda serán en valores anuales de energía y potencia (máxima demanda anual) hasta un horizonte de 10 años...”*
- c) “Las proyecciones debe ser elaboradas mediante métodos y modelos de proyección basados en la metodología utilizada para la elaboración del Plan de Inversiones”.*
- d) “Las proyecciones que entreguen las EDE deberán incluir las de los Usuarios Libres y de su concesión atendidos por otros suministradores...”.*
- e) “Para el caso de los Usuarios Regulados, las demandas de energía y potencia eléctrica deben ser proyectadas por las EDE para el total de cada Área de*

demanda, incluyendo la desagregación por cada Área de Demanda, incluyendo la desagregación por cada subestación de Alta y Muy Alta Tensión existente y futura...”.

Dentro de la información declarada por los agentes para la proyección de la demanda, aún no ha sido considerada la demanda de electro movilidad, ni la inclusión de la generación distribuida a nivel de subtransmisión / distribución; dado que éstas no se encuentran aún reguladas y su desarrollo es todavía incipiente. Sin embargo, el impacto de estos dos factores en la demanda podría resultar importante en los años que vienen, por lo que acorde, deberán ser tomados en la planificación de las ITC y de la transmisión del SEIN, en futuros procesos cuando se cuente con mayor desarrollo de estas tecnologías en el SEIN.

6.2.3 Metodología

Metodología para la Planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión están establecidos en el numeral 16.11 de la Norma vigente, tal como se cita a continuación:

“16.11 Metodología para la planificación de las ITC:

16.11.1 Exclusivamente para la planificación de las ITC se realizarán los siguientes pasos:

- a) Se plantearán propuestas de expansión del sistema, considerando alternativas con diferentes niveles de tensión, configuraciones topológicas y ubicaciones geográficas. La formulación de alternativas debe considerar las opciones relevantes posibles.*
- b) Se valorizarán las inversiones utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares de OSINERGMIN.*
- c) Se realizará un análisis técnico al año horizonte de las alternativas de ITC utilizando el Modelo de Simulación de la Operación del Sistema definido en el numeral 19.3, con el objetivo de que se cumplan los criterios técnicos de desempeño.*
- d) Se verificará que las alternativas de ITC cumplan con el criterio de redundancia indicado en el literal b) del artículo 11.4.*
- e) Se realizará un análisis técnico en años intermedios, a criterio del COES, para definir las fechas de ingreso de las ITC.*
- f) Se realizará un análisis de mínimo costo de las alternativas planteadas, y se seleccionará una de ellas de acuerdo al criterio indicado en el literal a) del numeral 11.4.*

g) El OSINERGMIN comunicará las ITC a incluir en los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, en las oportunidades establecidas en los numerales 17.3 y 17.4 del Reglamento.

16.11.2 En la planificación de las ITC se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) La optimización de las ITC se realizará luego de la planificación del sistema de transmisión troncal llevada a cabo de acuerdo a la metodología indicada en el artículo 16.
- b) Para planificar las ITC se realizarán estudios individuales por cada Área de Demanda. En caso dos o más Áreas de Demanda sean contiguas y/o alimenten una misma ciudad, departamento o distrito, previa evaluación del COES, estas podrán ser estudiadas en conjunto. En consecuencia, las ITC que resulten de la planificación servirán para el conjunto de Áreas de Demanda estudiadas.”

En la Figura 6.2 se ilustra el proceso específico de la Planificación de las ITC y en la Figura 6.3 se ilustra el proceso conjunto del Plan de Transmisión y de la Planificación de las ITC.

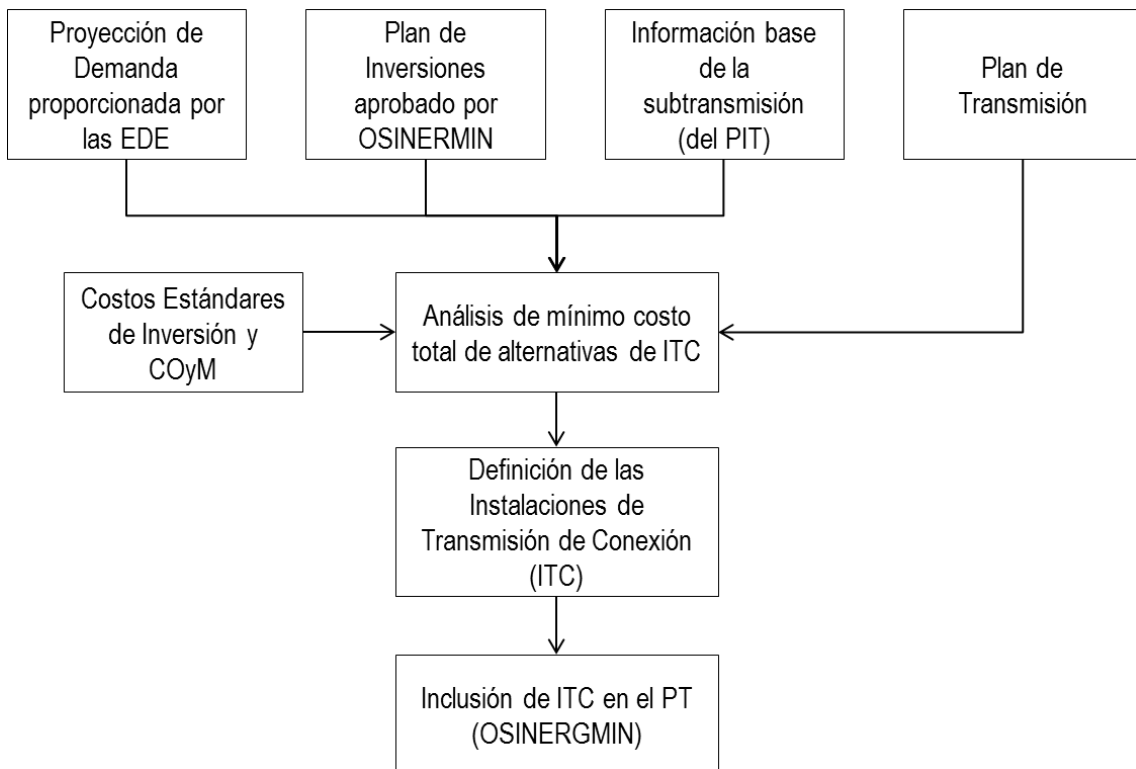


Figura 6.2 Flujo de información del proceso de la Planificación de las ITC.

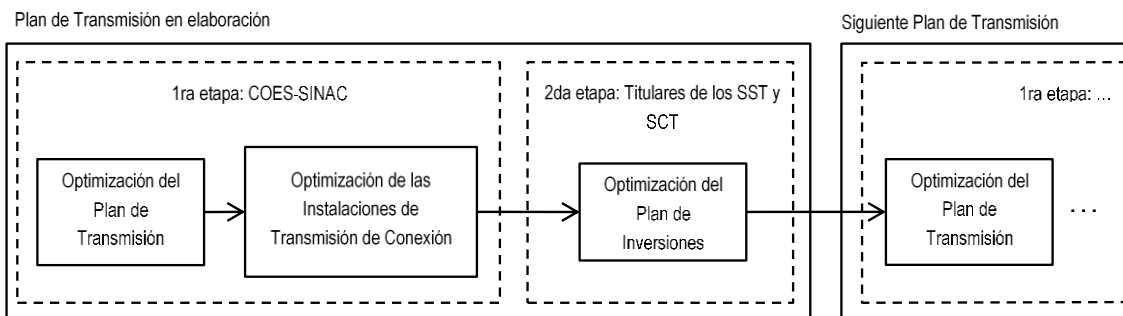


Figura 6.3 Flujograma del proceso del Plan de Transmisión y de la Planificación de las ITC.

6.3 Área de demanda 1

6.3.1 Información base

6.3.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 1 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.1.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
1	Bajo Piura, Catacaos, Chulucanas, El Arenal, Frontera, Huancabamba-Huarmaca, Paíta, Piura, Santo Domingo-Chalaco I y II, Sullana, Sullana II y III (Poechos)	Piura Oeste	220	ELECTRONOROESTE S.A.	ELECTRONOROESTE S.A. ADINELSA ELECTROPERU S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Talara	Talara			
	Corrales, Máncora, Tumbes	Zorritos			
	Tumbes Rural, Zarumilla Zarumilla Rural, Zorritos				

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.1 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 1

En la Figura 6.4 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 1.



Figura 6.4 Ubicación geográfica del Área de Demanda 1

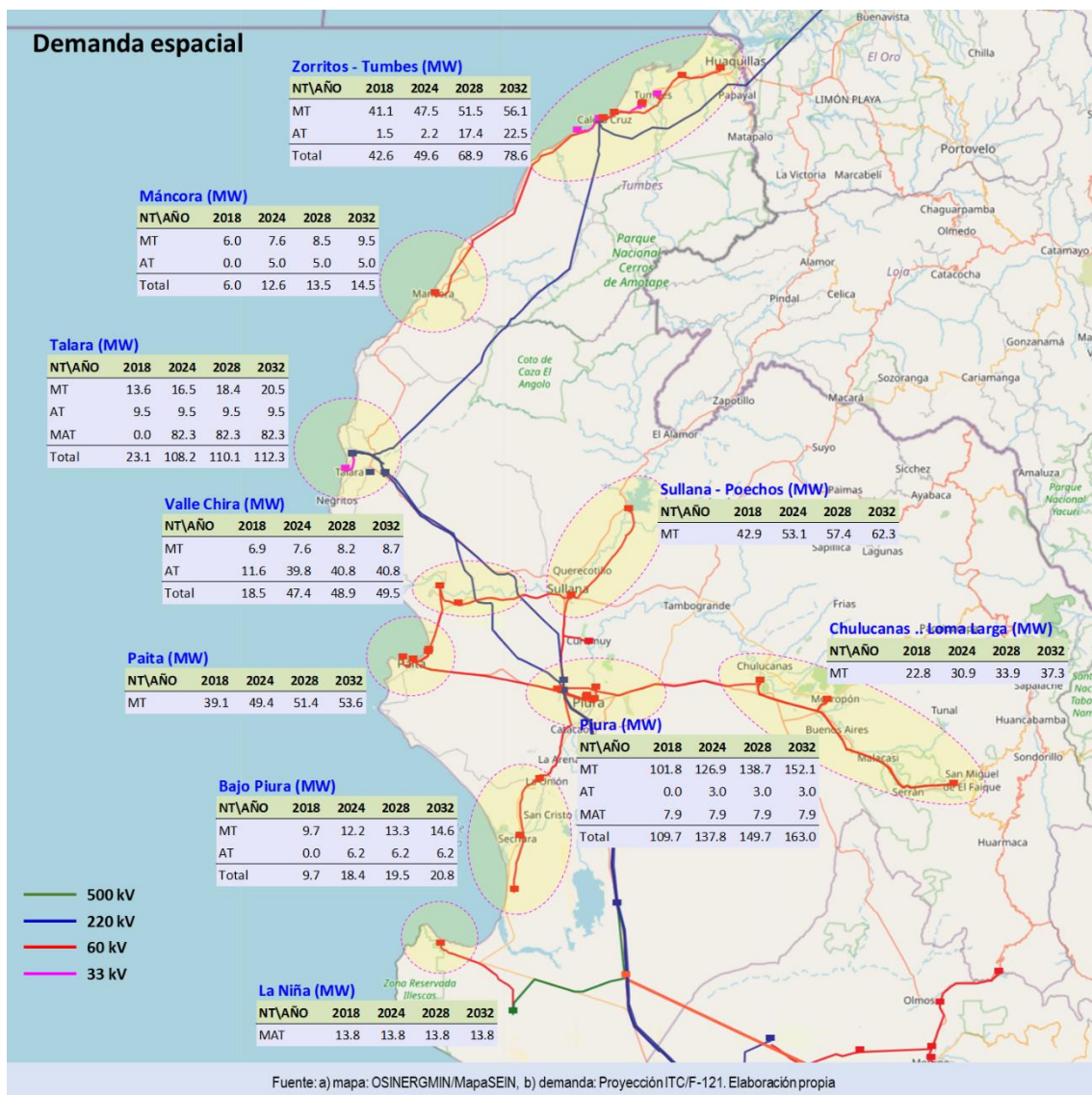


Figura 6.5 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 1

6.3.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.6 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 1 incluyendo los principales planes vinculantes.

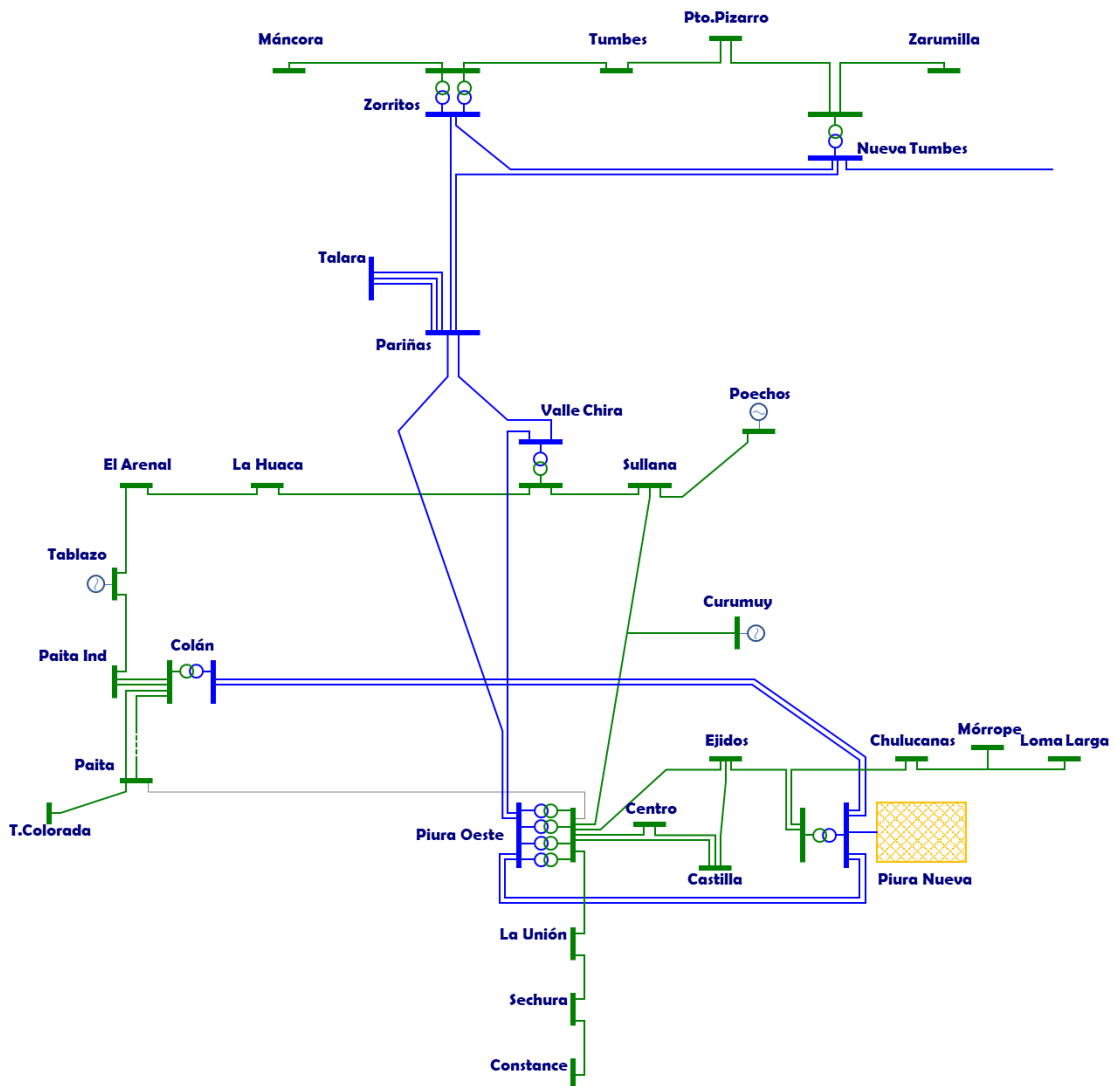


Figura 6.6 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 1

6.3.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales
- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.3.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras

- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.3.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.3 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Las barras de 220 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.
- La barra MANCORA60 que se encuentra ubicada al final de su correspondiente red radial, presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el largo plazo.
- Las barras CHULUCANAS60, MORROPON60 y LOMALARGA60, pertenecientes a la red radial que actualmente parte de EJIDOS60 y en el futuro de PIURAESTE60, presentan caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el horizonte del largo plazo.
- La zona más crítica – en cuanto a caída de tensión – se presenta en la zona costera de Paita y Colán. Las barras PAITA60, PAITAIN60, TABLAZO60, ELARENAL60, LAHUACA60, que forman parte de la red de 60 kV en anillo [Piura Oeste – Sullana – La Huaca – El Arenal – Paita – Piura Oeste], presentan caídas de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el corto plazo. Este problema se despeja luego de la entrada en servicio de las subestaciones Valle Chira 220/60 kV y Colán 220/60 kV.

Barra	Vn (kV)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
Máncora - Zorritos - Tumbes													
ZORRITOS220	224	1.012	1.012	1.012	1.000	1.000	0.992	0.993	0.999	1.004	1.001	0.998	0.997
ZORRITOS60	61.7	1.012	1.002	1.025	1.016	1.021	1.013	1.021	1.019	1.047	1.047	1.045	1.048
MANCORA60	60	0.959	0.959	0.964	0.967	0.957	0.961	0.955	0.967	0.942	0.957	0.928	0.949
TUMBES60	60	1.011	1.002	1.029	1.021	1.026	1.015	1.020	1.022	1.022	1.021	1.010	1.013
PPIZARRO60	60	0.998	0.992	1.015	1.011	1.023	1.015	1.017	1.022	1.021	1.021	1.006	1.014
ZARUMILLA60	60	0.988	0.982	1.006	1.001	1.012	1.005	1.005	1.012	1.009	1.010	0.994	1.002
NTUMBES 220	220				1.018	1.018	1.009	1.011	1.017	1.005	1.001	1.000	0.997
NTUMBES 60	60					1.024	1.016	1.018	1.024	1.023	1.022	1.008	1.016
Talara													
PARIÑAS220	220	1.021	1.013	1.024	1.015	1.021	1.010	1.019	1.021	1.011	1.004	1.012	1.007
TALARA 220A	225	1.000	0.995	1.002	0.996	1.000	0.991	0.997	0.999	1.012	1.005	1.013	1.008
Paíta													
TIERRACOL60	60	0.837	0.944	0.957	1.011	1.010	0.999	1.003	0.997	0.995	0.989	1.020	1.006
PAITA 60	60	0.838	0.944	0.958	1.012	1.012	1.001	1.005	0.999	0.997	0.991	1.023	1.007
PAITAIND60	60	0.824	0.935	0.955	1.013	1.013	1.002	1.007	1.000	1.001	0.994	1.026	1.010
TABLAZO 60	60	0.825	0.935	0.966	1.005	1.002	0.997	0.998	0.996	0.996	0.993	1.013	1.004
COLAN 60A	60				1.016	1.019	1.005	1.012	1.003	1.006	0.996	1.032	1.014
COLAN 220A	220				1.010	1.003	0.998	0.992	1.004	0.985	0.996	0.979	1.000
Valle Chira													
ARENAL 60	60	0.799	0.907	0.960	0.982	0.971	0.973	0.970	0.975	0.972	0.975	0.984	0.983
LA HUACA 60	60	0.801	0.903	0.976	0.977	0.962	0.968	0.963	0.973	0.965	0.972	0.974	0.978
VALLE CHIRA 60	60			1.026	1.003	0.990	0.993	0.993	1.001	0.991	0.998	0.997	1.001
VALLE CHIRA 220A	220			0.998	1.004	1.002	0.994	0.995	1.001	0.987	0.988	0.986	0.992
Sullana - Pochos													
SULLANA 60	59	0.892	0.959	1.028	1.004	0.982	0.993	0.988	0.998	0.961	0.972	0.966	0.967
POECHOS 60	60	0.891	0.957	1.010	0.997	0.973	0.989	0.979	0.991	0.995	1.000	0.995	0.996
La Unión - Sechura - Constance													
CATACAOS60	60	1.018	1.021	1.034	1.021	1.020	1.008	1.020	1.013	1.014	0.999	1.023	1.004
LAUNION60	60	1.004	1.009	1.020	1.009	1.006	0.995	1.004	0.999	0.994	0.980	0.999	0.981
SECHURA60	60	1.001	1.006	1.017	1.005	1.001	0.991	1.000	0.995	0.987	0.974	0.990	0.973
CONSTANTE60	60	1.006	1.012	1.022	1.011	1.006	0.996	1.005	1.000	0.992	0.978	0.994	0.977
Piura Urbana													
PIURA OESTE 220A	220	0.993	1.003	0.995	1.009	1.005	0.998	0.995	1.003	0.988	0.992	0.985	0.999
PIURA OESTE 60A	61.1	1.013	1.014	1.029	1.015	1.017	1.003	1.017	1.009	1.032	1.015	1.044	1.023
GRAU60	60	1.020	1.022	1.036	1.022	1.023	1.010	1.023	1.015	1.018	1.002	1.027	1.007
PIURACENTRO60	60	1.017	1.021	1.034	1.022	1.020	1.009	1.020	1.014	1.018	1.002	1.026	1.010
CASTILLA60	60	1.013	1.019	1.030	1.020	1.016	1.007	1.016	1.012	1.018	1.003	1.025	1.013
EJIDOS60	60	1.011	1.019	1.028	1.019	1.014	1.007	1.014	1.012	1.026	1.010	1.031	1.023
PIURA NUEVA 220	220				1.015	1.014	1.002	1.001	1.008	0.994	0.999	0.992	1.006
PIURAEESTE60										1.044	1.024	1.044	1.046
Chulucana - Morropón - Loma Larga													
CHULUCANAS60	60	0.952	1.001	0.995	0.997	0.969	0.987	0.962	0.989	0.952	0.953	0.914	0.958
MORROPON60	60	0.956	1.005	1.000	0.997	0.973	0.990	0.965	0.991	0.955	0.954	0.913	0.955
LLARGA 60	60	0.959	1.009	1.005	0.991	0.976	0.992	0.968	0.993	0.958	0.954	0.911	0.954

Legenda:

 Uo < 0.950 pu	 operación infactible
 Uo [0.95-1.05] pu	 n/a
 Uo > 1.050 pu	

Tabla 6.3 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 1

6.3.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.4 para la hora de máxima demanda. En esta tabla solo se muestran los resultados para los transformadores MAT/AT.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- En todos los escenarios evaluados, los transformadores MAT/AT operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal. Es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023_AniMax	2023_EsMax	2024_AniMax	2024_EsMax	2025_AniMax	2025_EsMax	2026_AniMax	2026_EsMax	2028_AniMax	2028_EsMax	2032_AniMax	2032_EsMax
Transformadores 220 kV															
NTUMBES 220	tr3_NuevaTumbes	220/60/10	75												
ZORRITOS 220B	T33-261	220/60/10	65	52.0	46.5	57.8	53.3	33.3	30.3	34.2	31.3	37.0	33.8	40.4	37.1
ZORRITOS 220B	T116-262	220/60/22.9	65	50.5	46.5	54.7	50.4	40.1	37.5	42.4	38.8	43.5	40.3	48.9	44.5
VALLE CHIRA 220B	CHIRA 220/60	220/60/22.9	65			97.9	78.5	92.5	87.0	94.2	86.5	98.3	89.2	100.0	99.5
PIURA OESTE 220B	T83-261	220/60/10	100	98.0	73.3	82.9	59.4	73.1	61.2	75.4	63.1	64.6	52.1	70.0	57.4
PIURA OESTE 220A	T15-261	220/60/10	50	95.5	71.4	80.4	57.6	70.8	59.3	73.0	61.2	57.9	50.2	67.4	55.3
PIURA OESTE 220B	T32-261	220/60/10	50	96.3	72.0	81.2	58.1	71.4	59.8	73.6	61.7	58.5	50.7	68.1	55.8
PIURA OESTE 220A	Tr3 Piura Oeste T4	220/60/10	100	98.0	73.3	82.9	59.4	73.1	61.2	75.4	63.1	60.3	52.1	70.0	57.4
COLAN 220B	Tr3 Colán	220/60/10	120				33.6	57.4	31.5	56.8	34.6	58.4	35.6	69.0	38.8
PIURA NUEVA 220	Tr3 Piura Este 220/60 kV	220/60/22.9	100									60.6	49.8	64.8	53.6

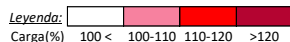
Legenda:  Carga(%) 100 < 100-110 110-120 >120

Tabla 6.4 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 1

6.3.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.5 para la hora de mínima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- Todas las líneas MAT operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal en todos los escenarios. Es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.
- En líneas AT, la línea 60 kV L-6698 SULLANA – PIURA OESTE presenta sobrecargas en los periodos de avenida en los años 2022 y 2023. Esta sobrecarga se resuelve con la entrada en servicio de la Nueva SET Chira 220/60 kV.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
Líneas 60 kV														
L-6666 Zorritos - Máncora	60	49.9	22.2	18.3	22.6	18.6	23.5	19.3	24.2	19.7	24.2	19.8	27.5	22.4
L-6665A Zorritos - Tumbes	60	55.1	36.6	34.4	36.6	34.4	17.9	18.7	20.5	18.8	19.1	18.9	24.7	23.9
L-6665* Zorritos - Tumbes (2T)	60	55.1	34.7	32.6	34.7	32.6	16.9	17.7	19.4	17.8	18.1	17.9	23.4	22.6
L-6766 Tumbes - PtoPizarro	60	36.0	45.7	37.4	46.1	37.7	27.0	26.8	28.3	27.9	28.9	30.3	32.0	32.0
L-6767 PtoPizarro - Zarumilla	60	36.0	24.4	21.9	24.6	22.1								
L-6767_A N.Tumbes - PtoPizarro	60	35.9					48.4	44.8	49.9	46.2	52.9	50.0	57.6	53.2
L-6767_B N.Tumbes - Zarumilla	60	35.9					26.8	23.7	27.7	24.2	29.1	25.7	31.6	29.0
L-6654 Piura Oeste - Paíta	60	52.0	90.5	46.4	58.6									
L-6758 Paíta - Paitalnd	60	52.0	40.1	24.1	9.1									
LT_60_Colan_Plnd_T1	60	57.0				20.1	34.5	17.3	33.0	19.7	31.8	18.9	37.4	20.3
LT_60_Colan_Plnd_T2	60	57.0				20.1	34.5	17.3	33.0	19.7	31.8	18.9	37.4	20.3
LT60kV Colan - Paíta (C-1) <aéreo>	60	57.0				17.3	27.2	18.0	27.9	18.5	30.3	20.1	33.1	22.1
LT60kV Colan - Paíta (C-1) <subt.>	60	56.6				17.9	27.9	18.6	28.5	19.1	31.1	20.8	33.9	22.9
LT60kV Colan - Paíta (C-2) <aéreo-n>	60	57.0				13.7	21.5	14.2	22.1	14.7	24.0	15.9	26.2	17.5
LT60kV Colan - Paíta (C-2) <aéreo-e>	60	56.6				13.8	21.7	14.4	22.2	14.8	24.2	16.0	26.4	17.7
L-6660 Paitalnd - Tablazo	60	52.0	36.9	24.9	50.1	14.8	21.2	11.4	16.9	8.3	11.7	6.0	26.8	12.7
L-6663 Tablazo - El Arenal	60	52.0	32.1	35.2	6.6	52.9	60.7	47.8	60.1	54.5	58.5	54.2	61.6	49.7
L-6662B La Huaca - El Arenal	60	52.0	6.6	12.8	20.4	38.7	43.1	32.0	43.0	40.8	41.0	39.5	41.8	32.4
L-6662A Sullana - La Huaca	60	52.0	42.2	21.3										
L-6662A_2 V.Chira - La Huaca	60	52.0			72.4	30.9	33.1	29.7	35.9	34.6	31.5	30.8	28.1	27.2
L-6662A_1 V.Chira - Sullana	60	52.0			23.7	19.4	32.0	23.8	31.3	23.6	34.3	26.5	40.7	36.8
L-6698B Piura Oeste - Drv.Curumuy	60	52.0	113.7	70.9	55.5	36.7	56.8	35.5	56.4	40.5	62.9	45.8	72.2	46.9
L-6698A Sullana - Drv.Curumuy	60	52.0	128.9	82.8	66.5	48.3	68.8	47.5	68.9	51.6	78.2	57.9	85.6	61.7
L-6650 Piura Oeste - Piura Centro	60	56.6	57.5	49.8	57.2	50.4	59.7	52.4	61.2	53.6	42.6	39.3	49.4	43.5
LT60kV Piura Centro - Castilla	60	55.1	37.2	26.6	35.6	25.7	37.3	26.8	38.1	27.3	10.6	12.9	11.1	15.3
L-6657A Piura Oeste - Ejidos	60	55.1	53.9	43.8	52.5	43.4	54.8	45.1	56.1	46.0	10.8	9.0	16.9	13.6
LT60kV Ejidos - Castilla	60	36.0	25.1	18.2	22.6	15.9	23.1	16.7	23.5	16.7	53.6	49.5	54.9	55.5
LT60kV Ejidos - Chulucanas	60	55.1	51.5	44.9	48.5	42.9	50.7	44.8	52.3	45.7				
LT60kV Chulucanas - Morropon	60	51.8	21.5	22.5	21.5	22.1	22.1	23.5	22.6	24.0	24.0	25.9	26.7	28.1
LT60kV Morropon - LomaLarga	60	51.8	11.2	11.7	11.2	11.2	11.5	12.2	11.7	12.4	12.4	13.3	13.7	14.3
LT60kV Piura Este - Ejidos	60	55.1									44.1	34.8	42.4	39.1
LT60kV Piura Este - Chulucanas	60	55.1									56.5	50.1	64.7	54.9
LT60kV Piura Oeste - Catacaos	60	55.2	46.4	42.2	46.6	43.1	48.3	44.7	49.5	45.4	52.4	48.5	57.1	52.9
LT60kV Catacaos - La Unión	60	34.3	32.5	30.4	32.9	31.2	34.2	32.5	35.2	33.3	37.6	35.7	42.1	40.1
LT60kV La Unión - Sechura	60	34.3	19.7	18.7	19.9	19.1	20.6	19.7	21.1	20.1	22.2	21.3	24.5	23.6
LT60kV Sechura - Constante	60	34.3	10.9	11.0	11.1	11.0	11.0	10.9	11.0	11.0	10.7	10.6	10.9	10.7
Líneas 220 kV														
L-2249 Talara - Zorritos	220	152.2	47.2	44.4	51.1	28.3	30.3	30.0						
L-2280_A Zorritos - N.Tumbes	230	159.0				19.4	7.2	5.5	7.3	6.7	7.1	6.9	8.8	7.6
LT220kv Pariñas - N.Tumbes	220	250.0				13.4	15.3	13.6	15.3	14.5	16.1	15.3	17.6	16.2
L-2248 Piura Oeste - Pariñas	220	180.2	20.9	10.3										
L-2248_a Piura Oeste - V.Chira	220	180.2			35.5	17.5	32.5	22.9	32.0	19.5	33.3	21.8	35.0	23.2
L-2248_b V.Chira - Pariñas	220	180.2			26.9	13.0	21.5	46.5	25.7	20.0	26.1	16.7	28.0	46.3
L-2250 Piura Oeste - Talara	220	179.9	20.2	12.1	25.3	9.8	20.0	39.3						
L-2250_B V.Chira - Talara	220	179.9							8.9	11.4	9.6	12.4	10.5	40.1
L-2241 La Niña - Piurra Oeste	220	180.2	82.4	57.5	93.4									
L-2162 La Niña - Piurra Oeste	220	180.2	82.4	57.5	93.4									
LT220kv.1 Piura Nueva -E- Piura Oest	220	450.4				23.6	33.5	9.2	34.4	26.2	30.3	23.1	33.0	9.5
LT220kv.2 Piura Nueva -E- Piura Oest	220	450.4				23.6	33.5	9.2	34.4	26.2	30.3	23.1	33.0	9.5


Legenda: 
 Carga(%) 100 < 100-110 110-120 >120

Tabla 6.5 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda Noche – en el Área de Demanda 1

6.3.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.3.2.2.1 Casos de contingencias simples en líneas

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión.

Los resultados de las simulaciones de contingencias se resumen en la Tabla 6.6.

Circuito F/S	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
L-6665A Zorritos - Tumbes												
L-6766 Tumbes - PtoPizarro												
L-6767_A N.Tumbes - PtoPizarro												
L-6654 Piura Oeste - Paíta												
L-6660 Paitand - Tablazo												
L-6663 Tablazo - El Arenal												
L-6662B La Huaca- El Arenal												
L-6662A_2 V.Chira - La Huaca												
L-6662A_1 V.Chira - Sullana												
L-6698A Sullana - Drv.Curumuy												

Legenda:

- operación factible
- operación infactible
- operación infactible en condición N
- n/a

Tabla 6.6 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 1

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-6665A Zorritos - Tumbes	L-6665* Zorritos - Tumbes (ZT)	34.7		32.6	71.6	34.7	76.9	32.6	70.5	16.9	28.9	17.7	30.2	19.4	33.1	17.8	30.5	18.1	31.0	17.9	30.6	23.4	40.3	22.6	38.8
L-6766 Tumbes - PtoPizarro	L-6767_A N.Tumbes - PtoPizarro									48.4	22.7	44.8	18.0	49.9	23.4	46.2	18.3	52.9	24.9	50.0	19.6	57.6	27.8	53.2	21.3
	L-6665* Zorritos - Tumbes	36.6	20.9	34.4	21.9	36.6	20.6	34.4	21.7	17.9	21.9	18.7	23.3	20.5	23.3	18.8	23.9	19.1	24.1	18.9	24.6	24.7	28.2	23.9	29.3
	L-6665* Zorritos - Tumbes (ZT)	34.7	19.8	32.6	20.7	34.7	19.5	32.6	20.5	16.9	20.8	17.7	22.1	19.4	22.1	17.8	22.7	18.1	22.9	17.9	23.3	23.4	26.7	22.6	27.7
L-6767_A N.Tumbes - PtoPizarro	L-6766 Tumbes - PtoPizarro	45.7		37.4		46.1		37.7		27.0	22.4	26.8	18.0	28.3	23.0	27.9	18.3	28.9	24.6	30.3	19.5	32.0	27.3	32.0	21.2
	L-6665A Zorritos - Tumbes	36.6		34.4		36.6		34.4		17.9	29.0	18.7	28.0	20.5	30.4	18.8	28.7	19.1	31.8	18.9	29.9	24.7	36.8	23.9	34.8
	L-6665* Zorritos - Tumbes (ZT)	34.7		32.6		34.7		32.6		16.9	27.5	17.7	26.5	19.4	28.8	17.8	27.2	18.1	30.1	17.9	28.4	23.4	34.8	22.6	33.0
L-6654 Piura Oeste - Paíta	L-6660 Paitand - Tablazo	36.9		24.9		50.1		14.8		21.2		11.4		16.9		8.3		11.7		6.0		26.8		12.7	
	L-6663 Tablazo - El Arenal	32.1		35.2		6.6		52.9		60.7		47.8		60.1		54.5		58.5		54.2		61.6		49.7	
L-6660 Paitand - Tablazo	L-6662A_2 V.Chira - La Huaca					72.4		30.9	34.8	33.1	38.2	29.7	33.0	35.9	39.5	34.6	35.5	31.5	33.9	30.8	30.1	28.1	35.6	27.2	31.0
	L-6654 Piura Oeste - Paíta	90.5		46.4	69.7	58.6																			
L-6663 Tablazo - El Arenal	L-6654 Piura Oeste - Paíta	40.1		24.1		9.1	5.5																		
	L-6758 Paíta - Paitand																								
	L-6698A Sullana - Drv.Curumuy	128.9		82.8		66.5	67.7	48.3	66.8	68.8	93.7	47.5	65.9	68.9	93.7	51.6	70.9	78.2	100.0	57.9	76.1	85.6	119.9	61.7	79.6
	L-6652B La Huaca- El Arenal	4.6		17.8		20.4	25.6	38.7	24.9	43.1	30.2	32.0	26.2	43.0	30.8	40.8	26.2	41.0	24.9	39.5	21.6	41.8	28.0	32.4	24.1
L-6662B La Huaca- El Arenal	L-6663 Tablazo - El Arenal	32.1		35.2	25.3	6.6		52.9	22.0	60.7	34.7	47.8	22.8	60.1	25.6	54.5	23.4	58.5	21.8	54.2	19.9	61.6	23.5	49.7	21.6
	L-6662A_2 V.Chira - La Huaca					72.4		30.9	45.7	33.1	53.9	29.7	46.3	35.9	53.4	34.6	45.6	31.5	52.1	30.8	44.9	28.1	52.1	27.2	45.0
L-6662A_2 V.Chira - La Huaca	L-6654 Piura Oeste - Paíta	90.5		46.4		58.6																			
	L-6662A_1 V.Chira - Sullana					23.7		18.4	27.6	32.0	39.3	23.8	32.0	31.3	39.1	23.6	32.9	34.3	44.1	26.5	36.7	40.7	47.8	36.8	46.0
L-6662A_1 V.Chira - Sullana	L-6662A_2 V.Chira - La Huaca					72.4	36.0	30.9	33.1	33.1	36.5	29.7	33.2	35.9	38.6	34.6	37.5	31.5	37.6	30.8	35.6	28.1	33.9	27.2	35.5
L-6698A Sullana - Drv.Curumuy	L-6662B La Huaca- El Arenal	6.6		12.8		20.4	20.4	38.7	53.0	43.1	67.9	32.0	46.9	43.0	67.6	40.8	56.1	41.0	68.8	39.5	56.9	41.8		32.4	52.3
	L-6662A_1 V.Chira - Sullana																								
L-6660 Paitand - Tablazo	L-6660 Paitand - Tablazo	36.9		24.9		50.1	41.9	14.8	24.5	21.2	41.1	11.4	18.0	16.9	38.6	8.3	23.5	11.7	37.7	6.0	24.0	26.8		12.7	24.8

- Legenda:**
- [80-100]% carga
 - [100-110]% carga
 - [110-120]% carga
 - >120% carga
 - operación infactible
 - n/a

Tabla 6.7 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2022_AntMax		2022_EstMax		2024_AntMax		2024_EstMax		2025_AntMax		2025_EstMax		2026_AntMax		2026_EstMax		2028_AntMax		2028_EstMax		2032_AntMax		2032_EstMax		
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	
L-6654a Zorritos - Tumbes	ZORRITOS 220A	1.012	1.012	1.000	1.012	0.993	1.000	0.994	1.000	0.999	0.992	0.991	0.993	0.992	0.999	0.999	1.004	1.004	1.001	1.000	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	
	PARIRAS 220	1.021	1.013	1.009	1.024	1.017	1.015	1.018	1.018	1.017	1.009	1.008	1.011	1.010	1.011	1.010	1.011	1.011	1.001	1.001	0.994	0.994	1.026	1.026	1.010	1.010
	NTUMBES 220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VALLE CHIRA 220A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	COLAN 220A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PIURA OESTE 60A	1.013	1.014	1.011	1.029	1.023	1.010	1.010	1.010	1.010	0.999	0.999	1.003	1.003	0.997	0.997	1.001	1.001	0.985	0.985	0.996	0.996	0.979	0.979	1.000	1.000
	TERRACOLO 60	0.837	0.844	0.838	0.957	0.948	1.011	1.010	1.010	1.009	0.999	0.999	1.003	1.003	0.997	0.997	0.995	0.995	0.989	0.989	0.996	0.996	1.020	1.020	1.006	1.006
	PIATA 60	0.838	0.844	0.839	0.958	0.949	1.012	1.011	1.011	1.011	1.001	1.001	1.005	1.005	0.999	0.998	0.997	0.997	0.991	0.990	0.993	0.993	1.022	1.022	1.007	1.007
	PAITANDGO 60	0.826	0.835	0.829	0.955	0.946	1.013	1.012	1.013	1.013	1.002	1.002	1.007	1.007	1.000	1.000	1.001	1.001	0.984	0.984	0.996	0.996	1.026	1.026	1.010	1.010
	TABLAZO 60	0.825	0.835	0.829	0.966	0.957	1.005	1.004	1.002	0.997	0.997	0.998	0.998	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.993	0.993	1.013	1.013	1.004	1.004	1.004
	ARENAL 60	0.799	0.807	0.802	0.960	0.951	0.982	0.981	0.971	0.973	0.973	0.973	0.970	0.970	0.975	0.975	0.972	0.972	0.975	0.974	0.984	0.984	0.983	0.983	0.983	
	LA HUACA 60	0.801	0.803	0.808	0.976	0.968	0.977	0.976	0.962	0.962	0.968	0.968	0.963	0.963	0.973	0.973	0.965	0.965	0.972	0.972	0.974	0.974	0.978	0.978	0.978	
	VALLE CHIRA 60	0.801	0.803	0.805	0.976	0.968	0.977	0.976	0.962	0.962	0.968	0.968	0.963	0.963	0.973	0.973	0.965	0.965	0.972	0.972	0.974	0.974	0.978	0.978	0.978	
	SULLANA 60	0.892	0.959	0.954	1.028	1.021	1.004	1.002	0.982	0.981	0.993	0.992	0.988	0.988	0.988	0.988	0.986	0.986	0.961	0.961	0.972	0.972	0.966	0.966	0.967	0.967

Tabla 6.8 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.

Observaciones a los estudios de contingencias se resaltan las siguientes:

- En el corto plazo se presentan varios casos de contingencias que provocarían el colapso del sistema. Estos casos ocurren en la red de 60 kV en anillo [Piura Oeste – Sullana – La Huaca – El Arenal – Paita – Piura Oeste]. Este problema se despeja luego de la entrada en servicio de las subestaciones Valle Chira 220/60 kV y Colán 220/60 kV. Asimismo, los casos severos de contingencias en la zona Zorritos – Tumbes se resuelven con el ingreso de la subestación Nueva Tumbes 220/60 kV.
- En el largo plazo, la salida de la línea 60 kV L-6698 SULLANA – PIURA OESTE provocaría el colapso del sistema. Cabe remarcar que con esta contingencia, ya en el año 2028 la tensión en Sullana colapsa cayendo cerca al 0.80 p.u.

6.3.2.2.2 Demanda no atendida en redes radiales en situaciones de contingencia

Se ha cuantificado la demanda que dejaría de atenderse en redes radiales, ante la ocurrencia de contingencia de la instalación troncal que sirve de alimentador. En la siguiente Tabla se resumen los resultados para el Área de Demanda 1.

Area de Demanda 1	Demanda (MW)				
Línea en contingencia \ Año	2024	2026	2028	2030	2032
L-6657 [Piura Este - Chulucanas, Mórrope, Loma Larga]	30.9	32.4	33.9	35.5	37.3

Tabla 6.9 Demanda no atendida en redes radiales en situaciones de contingencia en el Área de Demanda 1

6.3.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.10 se presentan los cálculos de las corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 1.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- El valor máximo de la intensidad de cortocircuito observado, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 22 kA en la barra PIURAOESTE220.

Barra	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
NTUMBES 220			2.0	2.2	2.3	2.3	2.3
NTUMBES 60				5.0	5.2	5.2	5.2
ZORRITOS 220A	1.6	1.6	2.2	2.3	2.5	2.4	2.4
ZORRITOS 60A	4.6	4.6	5.9	6.4	6.6	6.4	6.4
TALARA 220A	5.2	5.2	5.6	5.6	6.2	6.1	6.1
PARIÑAS220	4.5	4.5	4.8	4.9	6.0	6.1	6.1
VALLE CHIRA 220A			4.0	4.1	4.5	4.5	4.6
VALLE CHIRA 60			7.5	7.8	8.1	8.1	8.1
PIURA OESTE 220A	5.5	5.5	6.6	6.7	8.1	8.2	8.2
PIURA OESTE 60A	17.0	17.0	18.2	18.5	21.1	21.9	22.0
PIURA NUEVA 220			7.4	7.5	9.8	10.4	10.4


Legenda: 
 I_{cc} (kA) < 31.5 [31.5-40] [40-63] [63-80] >= 80

Tabla 6.10 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 1

6.3.3 Conclusiones

i. Diagnóstico de la operación en condiciones normales

- Tensiones en barras. Luego de la entrada en servicio de los proyectos vinculantes todas las barras operan dentro de la banda $\pm 5\%$ excepto la barra MANCORA60 en el largo plazo y las barras CHULUCANAS60, MORROPON60 y LOMALARGA60 en el horizonte del largo plazo, las cuales presentan caídas de tensión por debajo del umbral mínimo de 95%.
- Carga en transformadores. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

- Carga en líneas. No se presentan sobrecargas a partir de la entrada en servicio de la Nueva SET Chira 220/60 kV.
- ii. Diagnóstico de la operación en contingencia
 - En el horizonte del largo plazo, la salida de la línea 60 kV L-6698 SULLANA – PIURA OESTE provocaría el colapso del sistema.
- iii. Niveles de cortocircuito
 - Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 22 kA en todo el periodo de estudio.
- iv. Síntesis
 - El suministro de la ciudad de Sullana se alimenta principalmente con líneas en 60 kV, para el año intermedio (2028) no es confiable y para el año horizonte (2032) no es suficiente en capacidad y confiabilidad.
 - Se han identificado que el ramal de 60 kV Chulucanas, Mórrope y Loma Larga no cumpliría con el criterio de redundancia, cuya demanda asociada es de 34 MW en el año 2028, situación que debe evaluarse en el ámbito del Plan de Inversiones.

6.4 Área de demanda 2

6.4.1 Información base

6.4.1.1 *Sistemas Eléctricos*

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 2 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.11.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
2	Olmos-Motupe-Illimo	Chiclayo Oeste	220	CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ S.A.C.	ELECTRONORTE S.A. ADINELSA PROYECTO ESPECIAL OLMOS TIJAJONES RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A. ELECTRO ORIENTE S.A.
	Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Niepos, Olmos				
	Cutervo, Querocoto	Cutervo	138	ELECTRONORTE S.A.	
	Chongoyape, Chota, Chota Rural, Utubamba	Carhuaquero	220	EMSEU S.A.C.	
	Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural, San Ignacio	Jaén	138		
	Chachapoyas, Chachapoyas Rural, SER Chachapoyas, Jumbilla, Rodrigues de Mendoza	Cadlic	220	ELECTRO ORIENTE S.A.	

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.11 *Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 2*

En la Figura 6.7 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 2



Figura 6.7 Ubicación geográfica del Área de Demanda 2

6.4.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 2 se muestra en la Tabla 6.12 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.8 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 5.3%.
- No presenta demanda agregada (clientes libres) en AT en todo el periodo de análisis.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 2.1 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 2

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	211.1	216.7	226.4	245.3	258.9	274.4	290.0	308.3	324.4	340.7	357.3	378.3	399.6	416.3	433.4
AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	211.1	216.7	226.4	245.3	258.9	274.4	290.0	308.3	324.4	340.7	357.3	378.3	399.6	416.3	433.4

Tasa de demanda vegetativa 2018-2032 **5.3%**
Tasa de demanda global 2018-2032 **5.3%**
Ratio demandas 2032/2018 **2.1**

Tabla 6.12 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 2

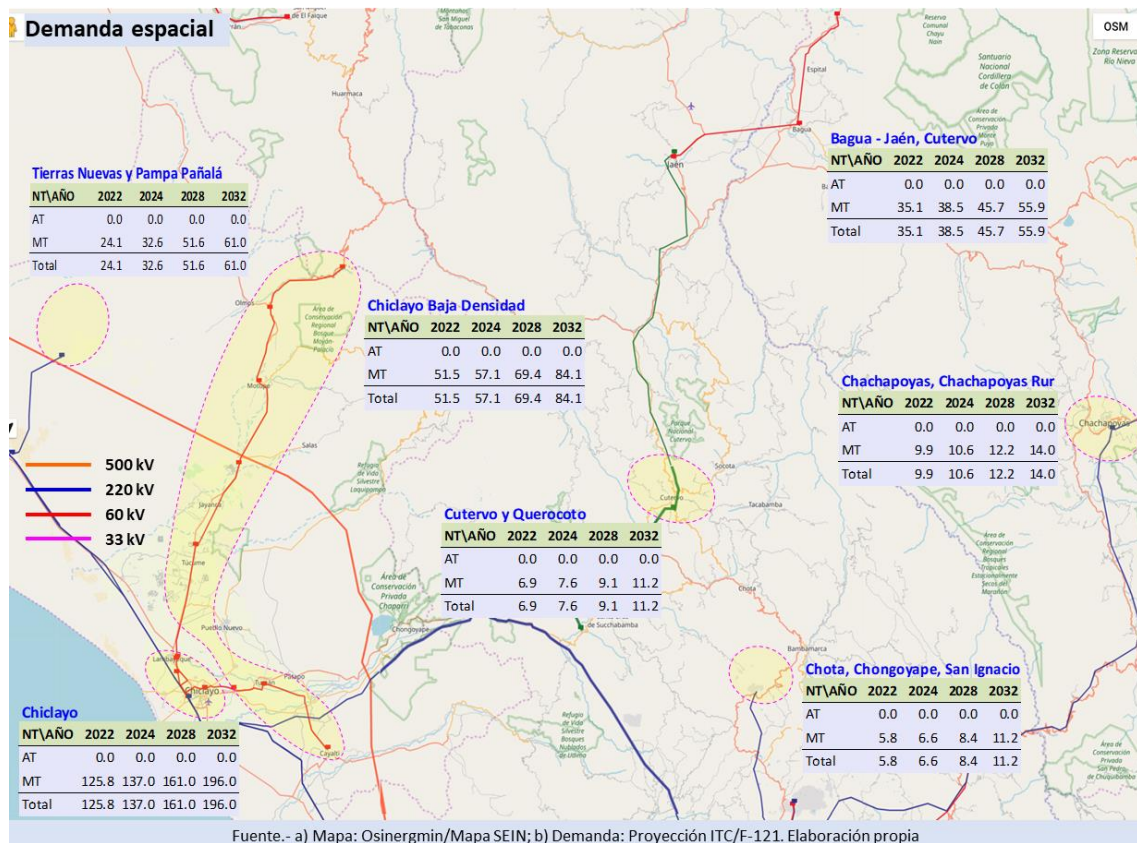


Figura 6.8 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 2

6.4.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red del Área de Demanda 2, se ha considerado la información de las siguientes fuentes:

- Resolución N° 033-2019-OS/CD, que consolida los proyectos aprobados en los diversos Plan de Inversiones de Transmisión hasta el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021.
- Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprueba y publica el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025.
- Plan de Transmisión Vinculantes.

En el Anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos del Plan de Inversión utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.9 se muestra el Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 2.

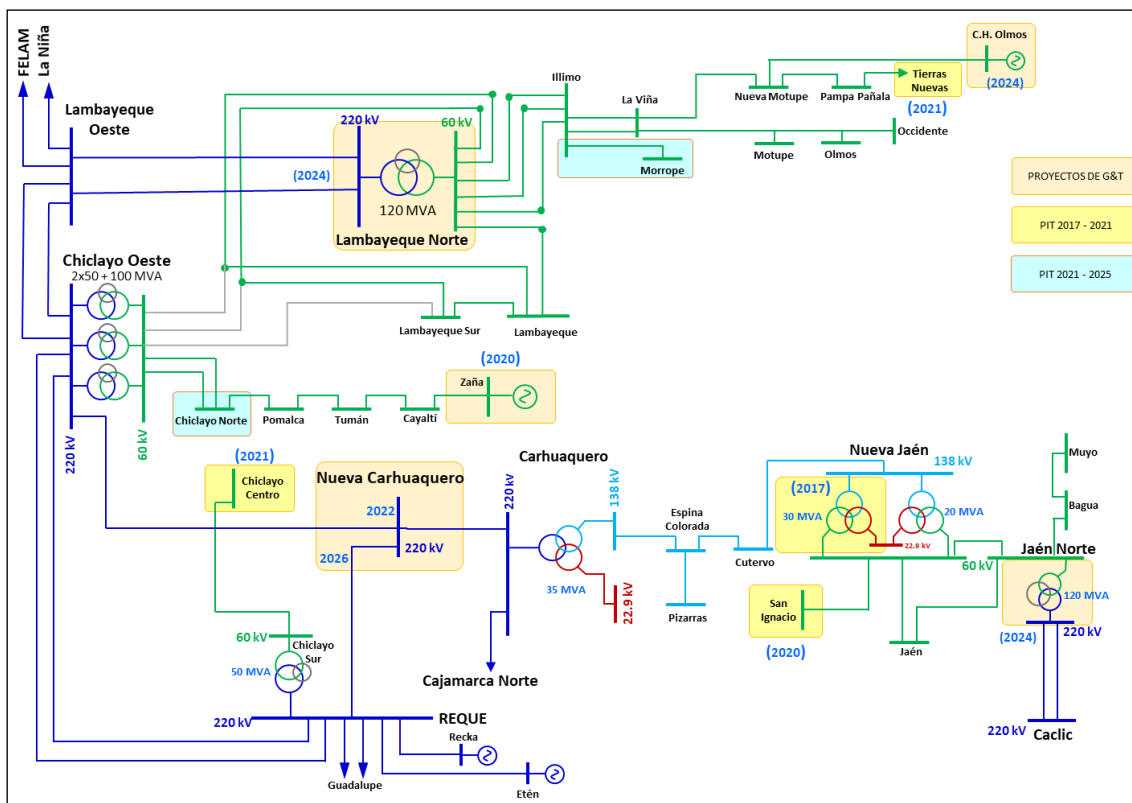


Figura 6.9 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 2

6.4.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda 2 comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales.
- Flujo de Potencia en contingencia.
- Cálculo de Cortocircuito.

6.4.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en Barras.
- Carga en Transformadores.
- Carga en Líneas.

6.4.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación, en cuanto a las tensiones en barras, se muestran en la Tabla 6.13 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a las “Tensiones de Operación” son las siguientes:

- Todas las barras de 220 kV y 138 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
- Respecto a las barras de 60 kV, las barras extremas “Motupe 60 kV”, “Olmos 60 kV” y “Occidente 60 kV”, ubicadas en el sistema eléctrico Chiclayo Baja Densidad, presentan caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en todo el periodo de evaluación.

Barra	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Zona Chiclayo Urbano													
Chiclayo Oeste	220	0.974	0.973	0.989	0.995	1.001	1.002	0.996	1.001	0.979	0.978	0.973	0.966
Lambayeque Norte	220	-	-	0.990	0.998	1.001	1.002	0.997	1.002	0.980	0.980	0.972	0.967
Lambayeque Oeste	220	-	-	0.991	0.998	1.003	1.003	0.999	1.003	0.982	0.981	0.974	0.969
Reque	220	0.975	0.974	0.990	0.996	1.002	1.003	0.998	1.002	0.982	0.981	0.975	0.968
Chiclayo Oeste	60	1.002	1.000	1.000	1.001	0.995	0.996	0.995	1.001	1.015	1.021	1.019	1.010
Lambayeque Norte	60	-	-	1.047	1.043	1.043	1.047	1.038	1.046	1.047	1.035	1.046	1.043
Reque	60	1.005	1.003	1.005	1.010	1.016	1.017	1.009	1.013	0.999	0.998	1.013	1.005
Chiclayo Norte	60	1.026	1.027	1.023	1.027	1.017	1.021	1.016	1.025	0.991	1.001	0.989	0.984
Chiclayo Centro	60	0.993	0.992	0.992	0.999	1.004	1.005	0.996	1.001	0.987	0.986	0.999	0.992
Lambayeque	60	1.022	1.023	1.043	1.040	1.040	1.044	1.034	1.042	1.042	1.030	1.039	1.036
Lambayeque Sur	60	1.026	1.026	1.042	1.039	1.038	1.042	1.033	1.041	1.040	1.028	1.037	1.034
Zona Chiclayo Baja Densidad													
Felam	220	0.991	0.988	0.997	1.007	1.008	1.008	1.007	1.012	0.991	0.991	0.982	0.982
Tierras Nuevas	220	0.990	0.987	0.996	1.006	1.006	1.006	1.004	1.010	0.987	0.988	0.976	0.977
La Niña	220	1.002	0.996	1.002	1.013	1.014	1.010	1.017	1.020	1.002	1.003	0.998	1.001
Tierras Nuevas	60	1.039	1.041	1.036	1.039	1.033	1.038	1.038	1.039	1.033	1.036	1.035	1.030
Pampa Pañala	60	1.012	1.020	1.011	1.019	1.001	1.013	0.997	1.008	0.997	1.001	0.979	0.982
Illimo	60	1.002	1.008	1.016	1.020	1.011	1.021	1.004	1.018	1.013	1.008	1.002	1.005
La Viña	60	0.977	0.990	0.985	0.996	0.977	0.995	0.969	0.990	0.983	0.984	0.965	0.974
Motupe	60	0.931	0.952	0.938	0.958	0.928	0.955	0.918	0.948	0.947	0.953	0.921	0.936
Olmos	60	0.917	0.939	0.925	0.945	0.914	0.941	0.903	0.934	0.931	0.937	0.902	0.917
Occidente	60	0.916	0.938	0.923	0.944	0.912	0.940	0.902	0.933	0.930	0.936	0.901	0.916
Nueva Motupe	60	0.992	1.004	0.995	1.007	0.986	1.003	0.980	0.998	0.989	0.993	0.970	0.978
Morrope	60	1.000	1.006	1.014	1.018	1.008	1.019	1.001	1.015	1.011	1.005	0.998	1.002
Pomalca	60	1.016	1.015	1.011	1.015	1.005	1.008	1.003	1.012	0.978	0.987	0.972	0.967
Tumán	60	1.010	1.009	1.005	1.008	0.998	1.002	0.997	1.005	0.972	0.981	0.964	0.960
Cayalti	60	1.006	1.002	0.999	1.001	0.994	0.995	0.992	0.997	0.972	0.977	0.963	0.958
Zaña	60	1.013	1.007	1.005	1.005	1.002	1.003	1.002	1.003	0.992	0.994	0.987	0.985
Zona Bagua - Jaén													
Nueva Carhuaquero	220	-	-	-	0.982	0.987	0.986	0.983	0.985	0.997	0.996	0.992	0.987
Carhuaquero	220	0.971	0.970	0.979	0.982	0.988	0.986	0.984	0.986	0.997	0.996	0.993	0.987
Carhuaquero	138	1.013	1.028	0.984	0.987	0.999	1.019	1.007	1.016	1.011	1.015	0.996	1.008
Espina Colorada	138	1.008	1.021	0.990	0.991	1.007	1.020	1.008	1.016	1.016	1.019	0.999	1.004
Duna	138	1.004	1.017	0.991	0.992	1.011	1.019	1.007	1.015	1.018	1.022	0.998	1.001
Cutervo	138	0.981	0.993	0.975	0.976	0.994	1.001	0.989	0.997	1.008	1.013	0.995	0.993
Zona Carhuaquero - Cutervo													
Jaén Norte	220	-	-	1.009	1.010	1.015	1.014	1.003	1.011	0.995	1.001	0.994	1.009
Nueva Jaén	138	0.970	0.978	0.992	0.992	1.005	1.009	0.997	1.005	0.976	0.985	0.995	0.975
Nueva Jaén	60	0.976	0.983	0.998	0.998	1.006	1.006	0.995	1.001	1.003	1.013	1.002	1.014
Jaén Norte	60	-	-	1.003	1.004	1.012	1.012	1.001	1.009	1.005	1.019	1.020	1.029
Jaén	60	0.957	0.961	0.991	0.990	0.999	0.998	0.988	0.994	0.989	1.000	0.993	1.000
Bagua	60	0.963	0.966	0.991	0.990	0.998	0.996	0.985	0.992	0.990	1.000	0.996	1.000
Muyo	60	0.954	0.956	0.982	0.980	0.989	0.986	0.976	0.981	0.980	0.988	0.984	0.986

Legenda: Uo < 0.950 pu Uo > 1.050 pu n/a Uo [0.95-1.05] pu

Tabla 6.13 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 2

6.4.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Transformadores” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.14 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Transformadores” son las siguientes:

- La sobrecarga que presenta el transformador 138/22.9/13.2 kV – 8/8/2.5 MVA de la SE Cutervo, en todo el periodo de evaluación, corresponde al devanado de 13.2 kV (2.5 MVA). En esta barra la carga proyectada supera la capacidad nominal de dicho devanado a partir del año 2020.

Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)		
Tierras Nuevas	220/61/23	60.0	26.1	23.7	22.9	20.9	26.8	23.5	31.7	26.9	35.6	32.8	46.0	41.3													
Chiclayo Oeste T1	220/60/0.38	50.0	89.5	85.5	59.6	57.8	62.8	59.2	69.4	65.6	77.0	77.7	91.3	92.6													
Chiclayo Oeste T2	220/60/0.38	50.0	89.5	85.5	59.6	57.8	62.8	59.2	69.4	65.6	77.0	77.7	91.3	92.6													
Chiclayo Oeste T3	220/60/10	100.0	91.5	87.4	60.9	59.1	64.2	60.6	70.9	67.0	78.7	79.4	93.4	94.7													
Lambayeque Norte	220/60/22.9	120.0	-	-	44.2	38.1	46.4	41.0	48.9	43.4	55.4	49.3	71.3	64.7													
Reque	220/60/22.9	50.0	72.9	73.1	74.5	74.2	76.2	76.3	79.5	79.3	82.6	82.9	96.3	97.3													
Carhuaquero	220/138/22.9	35.0	27.2	60.3	22.3	29.4	31.4	10.4	17.9	6.2	15.0	20.3	16.3	44.9													
Cutervo	138/22.9/13.2	8.0	105.8	106.3	110.6	113.7	112.4	115.9	118.0	122.1	125.9	130.7	158.7	165.7													
Nueva Jaén T1	138/60/22.9	20.0	42.9	45.3	18.3	17.3	13.5	12.4	13.2	9.1	26.1	24.7	19.2	35.3													
Nueva Jaén T2	138/60/22.9	63.0	28.6	31.7	28.4	29.1	31.1	31.8	34.5	35.0	40.8	41.2	62.4	62.9													
Jaén Norte	220/60/22.9	120.0	-	-	11.5	13.8	14.1	16.6	15.7	20.7	18.3	24.0	29.0	30.9													

Legenda:  Carga(%)

Tabla 6.14 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 2

6.4.2.1.3 Carga en Líneas de Transmisión

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Líneas de Transmisión” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.15 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Líneas de Transmisión” son los siguientes:

- Todas las líneas de 220 kV operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal. Es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.
- Todas las líneas de 138 kV (excepto las L-1138 y L-1135) no presentan sobrecarga en todo el periodo de evaluación. Al respecto, las líneas 138 kV L-1138 Cutervo - Nueva Jaén y L-1135 Duna - Cutervo presentan sobrecarga hasta el año (2024), año que ingresa el proyecto “LT 220 kV Caclic – Jaén Norte, SE Jaén Norte 220/60 kV y ampliaciones asociadas”. Al respecto, se debe señalar que la línea L-1138 es modelada en el corto plazo considerando su capacidad de operación por “Limite de Protección” y en el largo plazo es modelada con su capacidad nominal, asimismo, la línea L-1135 es modelada en el corto plazo considerando su capacidad de operación por “Limite por TC” y en el largo plazo es modelada con su capacidad nominal.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)		
Líneas de Transmisión de 220kV																											
Nueva Carhuaquero - Carhuaquero	220	150.1	-	-	-	-	48.7	69.3	50.6	69.4	50.6	69.9	50.6	69.9	50.6	64.3	45.7										
Chiclayo Oeste - Nueva Carhuaquero	220	150.1	84.8	57.5	92.8	54.8	49.6	34.6	45.6	35.5	44.8	35.4	47.1	34.9													
Chiclayo Oeste - Reque T1	220	152.4	24.9	21.9	30.5	21.2	45.5	35.3	33.8	27.1	31.7	26.5	38.2	27.3													
Chiclayo Oeste - Reque T2	220	180.2	21.1	18.5	25.8	17.9	38.4	29.8	28.6	22.9	37.5	31.3	45.2	32.3													
Chiclayo Oeste - Felam	220	180.2	22.3	13.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Chiclayo Oeste - La Niña	220	180.2	14.6	6.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Chiclayo Oeste - Lamb. Oeste T1	220	180.2	-	-	33.9	15.4	26.9	14.1	15.8	10.4	14.2	10.7	9.7	11.8													
Chiclayo Oeste - Lamb. Oeste T2	220	180.2	-	-	33.9	15.4	26.9	14.1	15.8	10.4	14.2	10.7	9.7	11.8													
Lamb. Oeste - Lamb. Norte	220	250.0	-	-	10.6	9.1	11.1	9.8	11.7	10.4	13.3	11.8	17.1	15.5													
Lamb. Oeste - Lamb. Norte	220	250.0	-	-	10.6	9.1	11.1	9.8	11.7	10.4	13.3	11.8	17.1	15.5													
Lamb. Oeste - Felam	220	180.2	-	-	23.7	11.7	17.1	7.7	11.4	12.4	11.6	14.9	13.2	25.6													
Lamb. Oeste - La Niña	220	180.2	-	-	19.5	12.2	13.4	8.5	14.9	17.3	17.6	21.9	24.9	36.3													
Felam - Tierras Nuevas	220	114.3	16.8	15.0	16.5	14.6	19.8	17.1	24.4	20.5	29.4	26.1	39.2	34.1													
Felam - La Niña	220	180.2	14.4	11.1	13.2	11.0	7.7	9.4	17.4	20.5	22.7	27.0	34.2	44.6													
Cadlic - Jaén Norte	220	320.0	-	-	4.7	5.0	4.7	4.8	4.7	5.3	5.0	5.7	6.0	7.0													
Cadlic - Jaén Norte	220	320.0	-	-	4.7	4.9	4.7	4.8	4.7	5.3	5.0	5.7	6.0	6.9													
Líneas de Transmisión de 138kV																											
Carhuaquero - Espina Colorada	138	36.0	20.5	45.4	29.6	23.1	39.0	4.9	29.1	7.0	7.9	5.3	3.7	6.1													
Espina Colorada - Duna	138	35.9	54.7	59.4	30.4	24.3	35.2	12.7	19.0	7.4	16.5	13.4	20.1	17.8													
Duna - Cutervo	138	35.9	96.8	105.3	72.6	71.5	62.0	59.9	62.0	53.3	53.6	47.0	62.5	60.6													
Cutervo - Nueva Jaén	138	24.6	111.6	123.0	77.5	74.4	59.9	54.0	56.9	42.4	14.3	12.0	14.9	13.1													
Líneas de Transmisión de 60kV																											
Chiclayo Oeste - Chiclayo Norte T1	60	56.6	59.0	53.0	63.7	55.7	67.0	58.4	69.7	61.5	79.7	70.1	98.0	86.2													
Chiclayo Oeste - Chiclayo Norte T2	60	56.6	59.0	53.0	63.7	55.7	67.0	58.4	69.7	61.5	79.7	70.1	98.0	86.2													
Chiclayo Norte - Pomalca	60	56.6	22.8	26.6	27.5	28.5	29.1	30.1	30.4	33.0	34.0	37.1	48.2	48.5													
Pomalca - Tumán	60	56.6	8.4	10.0	10.7	10.8	11.0	11.0	11.3	12.8	11.7	13.8	18.5	17.4													
Tumán - Cayalti	60	56.6	8.9	5.0	5.5	5.0	5.0	4.6	5.4	4.5	3.4	2.1	1.9	3.0													
Cayalti - Zaña	60	24.0	35.2	25.0	26.5	25.1	27.0	25.8	29.0	23.1	30.8	23.5	27.8	29.3													
Chiclayo Oeste - Illimo	60	20.8	46.9	39.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Chiclayo Oeste - Illimo	60	20.8	46.9	39.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Chiclayo Oeste - Lambayeque Sur	60	55.1	45.4	40.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Lambayeque - Lambayeque Sur	60	55.1	22.6	19.9	7.5	6.4	8.0	6.8	8.5	7.2	9.7	8.5	12.7	11.2													
Lambayeque - Illimo	60	20.8	36.7	28.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Lamb. Norte - Lambayeque T1	60	20.8	-	-	21.0	20.2	22.4	21.4	23.9	22.8	27.4	26.7	36.6	35.5													
Lamb. Norte - Lambayeque T2	60	55.1	-	-	9.2	8.9	9.9	9.4	10.5	10.0	12.1	11.7	16.1	15.6													
Lamb. Norte - Lambayeque Sur	60	55.1	-	-	16.9	15.8	18.1	16.8	19.2	17.8	22.0	20.9	29.3	27.7													
Lamb. Norte - Illimo T1	60	55.1	-	-	17.0	14.1	18.1	15.3	18.9	16.2	20.5	17.8	25.1	21.9													
Lamb. Norte - Illimo T2	60	55.1	-	-	17.0	14.1	18.1	15.3	18.9	16.2	20.5	17.8	25.1	21.9													
Lamb. Norte - Illimo T3	60	55.1	-	-	22.9	19.0	24.4	20.7	25.5	21.8	27.6	23.9	33.8	29.5													
Illimo - Morrope	60	55.1	4.5	4.2	5.0	4.7	5.6	5.2	6.5	5.9	7.6	7.0	9.8	8.8													
Illimo - La Viña T1	60	20.8	39.4	29.2	49.1	37.6	52.1	41.5	53.1	43.3	54.9	44.7	65.3	54.1													
Illimo - La Viña T2	60	20.8	38.2	28.4	47.7	36.5	50.6	40.3	51.6	42.1	53.4	43.4	63.4	52.6													
La Viña - Nueva Motupe	60	58.5	9.0	9.2	6.6	6.1	6.3	5.1	6.6	4.9	5.2	5.6	5.2	3.4													
Nueva Motupe - P. Pañala	60	58.5	15.2	13.9	9.9	9.2	9.7	7.8	11.0	8.0	7.7	7.3	8.5	7.2													
P. Pañala - Tierras Nuevas	60	32.0	37.5	35.9	32.4	31.9	39.8	36.6	48.2	42.7	54.0	51.9	70.8	66.2													
La Viña - Motupe	60	20.8	62.0	51.3	63.5	52.8	66.4	54.9	69.4	57.2	57.9	51.1	69.3	60.9													
Motupe - Olmos	60	20.8	26.2	25.5	27.0	26.4	28.3	27.5	29.8	28.8	31.0	30.9	37.6	36.9													
Olmos - Occidente	60	20.8	2.1	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.8	2.8													
Nueva Jén - Jaén	60	83.1	18.5	20.8	9.4	9.7	8.0	8.3	8.0	7.4	9.9	9.4	9.3	10.2													
Jaén Norte - Jaén	60	35.6	-	-	23.6	27.7	27.5	31.8	30.0	36.6	34.0	41.1	46.3	50.9													
Jaén Norte - Nueva Jaén	60	35.6	-	-	11.4	11.7	10.4	13.0	12.1	20.7	17.2	25.3	30.7	28.9													
Jaén Norte - Bagua	60	35.6	-	-	8.5	9.9	9.5	10.9	10.7	12.3	12.1	14.2	18.2	20.5													

Legenda: 

Tabla 6.15 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 2

6.4.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.4.2.2.1 Casos de contingencias simples en Líneas de Transmisión

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) definidas como salidas individuales de las principales líneas de transmisión en los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW en el Área de Demanda 2; al respecto, los sistemas eléctricos analizados son Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad y Bagua -Jaén.

El resultado de dicho análisis se muestra en la Tabla 6.16, para la hora de máxima demanda. Las observaciones al análisis señalado son los siguientes:

- Problemas de colapso de tensión en el sistema para un evento de contingencia en cualquiera de las líneas de 138 kV del sistema eléctrico “Bagua - Jaén”, hasta el año (2024), año que ingresa el proyecto “LT 220 kV Caclic – Jaén Norte, SE Jaén Norte 220/60 kV y ampliaciones asociadas”.
- Colapso de tensión en el sistema para un evento de contingencia de la línea de 220 kV L-2163 Felam – Tierras Nuevas, en el largo plazo del estudio.

Circuito F/S	Vn (kV)	2023(AV-max)	2023(Es-max)	2024(AV-max)	2024(Es-max)	2025(AV-max)	2025(Es-max)	2026(AV-max)	2026(Es-max)	2028(AV-max)	2028(Es-max)	2032(AV-max)	2032(Es-max)
Chiclayo Oeste - Reque T1	220												
Chiclayo Oeste - Reque T2	220												
Chiclayo Oeste - Felam	220			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiclayo Oeste - La Niña	220			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiclayo Oeste - Lamb. Oeste T1	220	-	-										
Chiclayo Oeste - Lamb. Oeste T2	220	-	-										
Lamb. Oeste - Lamb. Norte	220	-	-										
Lamb. Oeste - Lamb. Norte	220	-	-										
Lamb. Oeste - Felam	220	-	-										
Lamb. Oeste - La Niña	220	-	-										
Felam - Tierras Nuevas	220												
Felam - La Niña	220												
Caclic - Jaén Norte	220	-	-										
Caclic - Jaén Norte	220	-	-										
Carhuaquero - Espina Colorada	138	f/s	f/s										
Espina Colorada - Duna	138	f/s	f/s										
Duna - Cutervo	138	f/s	f/s										
Cutervo - Nueva Jaén	138	f/s	f/s										

Legenda:

	Operación factible
	Colapso de tensión
-	n/a
f/s	Interrupción de Suministro

Tabla 6.16 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 2

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la Tabla 6.17.

Circuito F/S	Circuito	2023(Av-max)		2024(Av-max)		2025(Av-max)		2026(Es-max)		2027(Av-max)		2028(Es-max)		2029(Av-max)		2032(Es-max)				
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1			
Felam - Tierras Nuevas	Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	84.8	86.0	57.5	58.5	92.8	94.5	54.8	55.9	49.6	51.7	34.6	35.7	45.6	50.6	51.0	69.9	64.3	45.7	
	Chidayo Oeste - Nueva Carhuauquero	24.9	26.1	21.9	22.9	30.5	31.8	21.2	22.0	45.5	47.9	35.3	36.7	33.8	27.1	29.6	31.7	26.5	38.2	27.3
	Chidayo Oeste - Requie T1	21.1	22.1	18.5	19.3	25.8	26.9	17.9	18.6	38.4	40.5	29.8	31.0	28.6	22.9	25.0	37.5	31.3	45.2	32.3
	Chidayo Oeste - Requie T2	22.3	18.6	13.6	13.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Chidayo Oeste - Felam	14.6	13.2	6.8	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Chidayo Oeste - La Niña	-	-	-	-	33.9	34.4	15.4	14.3	26.9	27.9	14.1	14.0	15.8	10.4	6.9	14.2	10.7	9.7	11.8
	Chidayo Oeste - Lamb. Oeste T1	-	-	-	-	33.9	34.4	15.4	14.3	26.9	27.9	14.1	14.0	15.8	10.4	6.9	14.2	10.7	9.7	11.8
	Chidayo Oeste - Lamb. Oeste T2	-	-	-	-	10.6	16.4	9.1	13.5	11.1	20.0	9.8	15.5	11.7	10.4	18.8	13.3	11.8	17.1	15.5
	Lamb. Oeste - Lamb. Norte	-	-	-	-	10.6	16.4	9.1	13.5	11.1	20.0	9.8	15.5	11.7	10.4	18.8	13.3	11.8	17.1	15.5
	Lamb. Oeste - Lamb. Norte	-	-	-	-	23.7	18.7	11.7	13.9	17.1	15.2	7.7	10.9	11.4	12.4	21.3	11.6	14.9	13.2	25.6
Lamb. Oeste - Felam	-	-	-	-	19.5	18.7	12.2	13.9	13.4	15.2	8.5	10.9	14.9	17.3	21.3	17.6	21.9	24.9	36.3	
Lamb. Oeste - La Niña	14.4	15.5	11.1	9.9	13.2	15.9	11.0	10.2	7.7	11.0	9.4	7.7	17.4	20.5	18.8	22.7	27.0	34.2	44.6	
Lamb. - La Niña	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Caclic - Jaén Norte T1	Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	48.7	48.6	69.3	68.6	50.6	49.9	69.4	68.7	50.6	49.7	69.9	69.1	50.6	49.5	64.3
	Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	8.1	4.9	8.9	4.7	8.5	4.8	9.0	4.7	8.7	5.3	10.0	5.0	8.7	5.7	10.6	6.0
	Carhuauquero - Espina Colorada	20.5	45.4	29.6	24.0	23.1	15.1	39.0	34.2	4.9	6.7	29.1	27.3	7.0	8.9	7.9	6.6	5.3	4.3	3.7
	Espina Colorada - Duna	27.4	29.7	15.2	14.9	12.1	12.1	17.6	15.3	6.4	9.1	9.5	12.1	3.7	7.4	16.5	15.7	13.4	11.3	20.1
	Duna - Cutervo	72.6	79.0	54.4	55.5	53.7	55.4	46.5	48.7	44.9	48.1	46.5	49.6	40.0	44.0	53.6	58.7	47.0	52.8	62.5
	Cutervo - Nueva Jaén	111.6	123.0	77.5	76.2	74.4	74.6	59.9	61.5	54.0	59.9	56.9	62.4	42.4	51.1	14.3	16.3	12.0	14.2	14.9
	Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	48.7	48.6	69.3	68.6	50.6	49.9	69.4	68.7	50.6	49.7	69.9	69.1	50.6	49.5	64.3
	Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	8.1	5.0	8.9	4.7	8.5	4.8	9.0	4.7	8.7	5.3	10.0	5.0	8.7	5.7	10.6	6.0
	Carhuauquero - Espina Colorada	20.5	45.4	29.6	24.1	23.1	15.1	39.0	34.3	4.9	6.6	29.1	27.4	7.0	8.9	7.9	6.6	5.3	4.3	3.7
	Espina Colorada - Duna	27.4	29.7	15.2	14.9	12.1	12.1	17.6	15.3	6.4	9.1	9.5	12.0	3.7	7.4	16.5	15.7	13.4	11.3	
Duna - Cutervo	72.6	79.0	54.4	55.5	53.7	55.4	46.5	48.7	44.9	48.1	46.5	49.6	40.0	44.0	53.6	58.7	47.0	52.8		
Cutervo - Nueva Jaén	111.6	123.0	77.5	76.2	74.4	74.5	59.9	61.5	54.0	59.8	56.9	62.3	42.4	51.1	14.3	16.3	12.0	14.2		
Carhuauquero - Espina Colorada	-	-	-	-	48.7	51.2	69.3	62.7	50.6	50.2	69.4	62.7	50.6	49.0	69.9	64.3	50.6	50.1		
Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	4.7	4.3	5.0	4.7	4.7	3.8	4.8	4.8	4.7	4.5	5.3	5.2	5.0	4.2		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	4.3	4.9	4.7	3.8	4.8	4.7	4.7	4.5	5.3	5.2	5.0	4.2	5.7	5.6	6.0		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	4.3	4.9	4.7	3.8	4.8	4.7	4.7	4.5	5.3	5.2	5.0	4.2	5.7	5.6	6.0		
Espina Colorada - Duna	27.4	29.7	15.2	23.8	12.1	7.0	17.6	22.2	6.4	7.3	9.5	23.9	3.7	6.3	16.5	25.8	13.4	11.7		
Duna - Cutervo	72.6	79.0	54.4	67.5	53.7	45.6	46.5	64.9	44.9	46.4	46.5	68.3	40.0	45.0	53.6	70.0	47.0	50.5		
Cutervo - Nueva Jaén	111.6	123.0	77.5	101.2	74.4	56.7	59.9	99.2	54.0	56.7	56.9	99.2	42.4	52.7	14.3	19.7	12.0	13.8		
Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	48.7	54.0	69.3	73.7	50.6	53.6	69.4	73.9	50.6	51.9	69.9	75.7	50.6	53.0		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	4.9	5.0	5.1	4.7	5.4	4.8	5.4	4.7	5.5	5.3	5.8	5.0	6.6	5.7	6.5		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	4.9	4.9	5.1	4.7	5.4	4.8	5.4	4.7	5.5	5.3	5.8	5.0	6.6	5.7	6.5		
Carhuauquero - Espina Colorada	20.5	45.4	29.6	50.3	23.1	17.7	39.0	49.5	4.9	15.1	29.1	47.8	7.0	13.0	7.9	13.2	5.3	3.8		
Duna - Cutervo	72.6	79.0	54.4	32.2	53.7	36.0	46.5	35.7	44.9	36.3	46.5	32.9	40.0	36.5	53.6	50.5	47.0	52.5		
Cutervo - Nueva Jaén	111.6	123.0	77.5	33.5	74.4	39.4	59.9	55.0	54.0	38.8	56.9	32.6	42.4	38.1	14.3	17.2	12.0	17.6		
Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	48.7	65.4	69.3	83.6	50.6	64.8	69.4	84.0	50.6	63.2	69.9	85.5	50.6	64.2		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	6.9	5.0	7.4	4.7	7.2	4.8	7.7	4.7	7.7	5.3	8.2	5.0	9.2	5.7	9.8		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	6.8	4.9	7.3	4.7	7.2	4.8	7.7	4.7	7.7	5.3	8.2	5.0	9.2	5.7	9.8		
Carhuauquero - Espina Colorada	20.5	45.4	29.6	93.3	23.1	64.0	39.0	93.1	4.9	61.6	29.1	90.5	7.0	59.4	7.9	25.3	5.3	17.9		
Espina Colorada - Duna	27.4	29.7	15.2	22.2	12.1	25.0	17.6	24.0	6.4	23.8	9.5	21.6	3.7	23.8	16.5	32.7	13.4	34.0		
Cutervo - Nueva Jaén	111.6	123.0	77.5	35.9	74.4	37.7	59.9	54.0	39.6	56.9	40.4	42.4	41.9	14.3	9.0	12.0	9.2	14.9		
Nueva Carhuauquero - Carhuauquero	-	-	-	-	48.7	60.3	69.3	78.3	50.6	59.3	69.4	78.3	50.6	57.3	69.9	79.3	50.6	57.7		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	5.9	5.0	6.3	4.7	6.2	4.8	6.6	4.7	6.5	5.3	6.9	5.0	7.8	5.7	8.3		
Caclic - Jaén Norte	-	-	4.7	5.9	4.9	6.3	4.7	6.2	4.8	6.6	4.7	6.5	5.3	6.9	5.0	7.8	5.7	8.3		
Carhuauquero - Espina Colorada	20.5	45.4	29.6	70.9	23.1	40.5	39.0	70.2	4.9	39.3	29.1	67.4	7.0	36.2	7.9	18.5	5.3	11.5		
Espina Colorada - Duna	27.4	29.7	15.2	12.1	12.1	14.4	17.6	12.6	6.4	13.2	9.5	11.0	3.7	12.9	16.5	24.0	13.4	24.3		
Duna - Cutervo	72.6	79.0	54.4	18.7	53.7	19.7	46.5	19.0	44.9	19.7	46.5	19.9	40.0	20.7	53.6	20.4	47.0			

Tabla 6.17 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 2.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.18.

Circuito F/S	Barra	2023(Av-mes)		2023(Es-mes)		2024(Av-mes)		2024(Es-mes)		2025(Av-mes)		2025(Es-mes)		2026(Av-mes)		2026(Es-mes)		2027(Av-mes)		2027(Es-mes)		2028(Av-mes)		2028(Es-mes)		2029(Av-mes)		2029(Es-mes)	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
		[Color coding: White for Uo [0.95-1.05] pu, Blue for Uo < 0.950 pu, Red for Uo > 1.050 pu, Grey for Colapso de tensión, and n/a for n/a]																											
Felam - Tierras Nuevas	Chidlayo Oeste	0.974	0.973	0.973	0.972	0.989	0.989	0.995	0.995	1.001	1.001	1.002	1.002	0.996	0.996	1.001	1.001	0.979	0.979	0.978	0.978	0.973	0.973	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966
	Lambayeque Norte	-	-	-	-	0.990	0.981	0.998	0.993	1.001	0.989	1.002	0.997	0.997	1.002	0.992	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.972	0.967	0.967	0.969	0.969	0.968	0.968
	Lambayeque Oeste	-	-	-	-	0.991	0.983	0.998	0.995	1.003	0.992	1.003	0.999	0.999	1.003	0.995	0.982	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.974	0.969	0.969	0.969	0.969	0.968	0.968
	Reque	0.975	0.975	0.974	0.973	0.990	0.984	0.996	0.993	1.002	0.995	1.003	1.000	0.998	1.002	0.997	0.982	0.981	0.981	0.981	0.981	0.975	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968
	Chidlayo Oeste	1.002	1.002	1.000	1.000	1.000	0.996	1.001	1.001	0.995	0.991	0.996	0.996	0.995	1.001	1.001	1.015	1.021	1.011	1.011	1.011	1.019	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
	Lambayeque Norte	-	-	-	-	1.047	1.022	1.043	1.029	1.043	1.003	1.047	1.027	1.038	1.046	1.010	1.047	1.035	1.035	1.035	1.035	1.035	1.046	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
	Reque	1.005	1.004	1.003	1.002	1.005	0.998	1.010	1.008	1.016	1.008	1.017	1.013	1.009	1.013	1.007	0.999	0.998	0.998	0.998	0.998	1.013	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
	Chidlayo Norte	1.026	1.026	1.027	1.027	1.023	1.019	1.027	1.027	1.017	1.013	1.021	1.021	1.016	1.025	1.025	0.991	1.001	1.001	1.001	1.001	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989
	Chidlayo Centro	0.993	0.992	0.992	0.991	0.992	0.985	0.999	0.996	1.004	0.995	1.005	1.001	0.996	1.001	0.995	0.987	0.986	0.986	0.986	0.986	0.991	0.989	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984
	Lambayeque	1.022	1.009	1.023	1.013	1.043	1.019	1.040	1.026	1.040	0.999	1.044	1.024	1.034	1.042	1.007	1.042	1.020	1.020	1.020	1.020	1.039	1.039	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036
	Lambayeque Sur	1.026	1.016	1.026	1.019	1.042	1.017	1.039	1.025	1.038	0.998	1.042	1.022	1.033	1.041	1.005	1.040	1.030	1.030	1.030	1.030	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037
	Felam	0.991	0.992	0.988	0.988	0.997	0.992	1.007	1.005	1.008	1.023	1.008	1.006	1.007	1.012	1.008	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982
	Tierras Nuevas	0.990	0.990	0.987	0.983	0.996	0.974	1.006	0.974	1.006	0.974	1.006	0.974	1.006	1.010	0.974	0.987	0.988	0.988	0.988	0.988	0.976	0.977	0.977	0.977	0.977	0.977	0.977	0.977
	La Niña	1.002	1.003	0.996	0.996	1.002	0.997	1.013	1.012	1.014	1.011	1.010	1.009	1.017	1.020	1.018	1.002	1.003	1.003	1.003	1.003	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998
	Tierras Nuevas	1.039	0.839	1.041	0.894	1.036	0.787	1.039	0.866	1.033	0.622	1.038	0.799	1.038	1.039	0.650	1.033	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036	1.035	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
	Pampa Pañala	1.012	0.857	1.020	0.907	1.011	0.811	1.019	0.882	1.001	0.661	1.013	0.822	0.997	1.008	0.687	0.997	1.001	1.001	1.001	1.001	0.979	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982
	Illimo	1.002	0.961	1.008	0.978	1.016	0.955	1.020	0.980	1.011	0.908	1.021	0.966	1.004	1.018	0.924	1.013	1.008	1.008	1.008	1.008	1.002	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
	La Viña	0.977	0.897	0.990	0.930	0.985	0.878	0.996	0.924	0.977	0.798	0.995	0.895	0.969	0.990	0.825	0.983	0.984	0.984	0.984	0.984	0.965	0.974	0.974	0.974	0.974	0.974	0.974	0.974
	Motupe	0.931	0.846	0.952	0.890	0.938	0.824	0.958	0.882	0.928	0.734	0.955	0.849	0.918	0.948	0.772	0.947	0.953	0.953	0.953	0.953	0.921	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936
	Olimos	0.917	0.831	0.939	0.876	0.925	0.808	0.945	0.867	0.914	0.716	0.941	0.833	0.903	0.934	0.754	0.931	0.937	0.937	0.937	0.937	0.902	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917
	Occidente	0.916	0.830	0.938	0.875	0.923	0.807	0.944	0.866	0.912	0.714	0.940	0.832	0.902	0.933	0.752	0.930	0.936	0.936	0.936	0.936	0.901	0.916	0.916	0.916	0.916	0.916	0.916	0.916
	Nueva Motupe	0.992	0.872	1.004	0.917	0.995	0.839	1.007	0.921	0.986	0.721	1.003	0.855	0.980	0.998	0.760	0.989	0.993	0.993	0.993	0.993	0.970	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978
	Morropo	1.000	0.959	1.006	0.976	1.014	0.953	1.018	0.939	1.008	0.801	1.011	0.922	1.011	1.005	0.988	1.011	1.005	1.005	1.005	1.005	0.988	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002
	Pomali	1.016	1.016	1.015	1.015	1.011	1.007	1.015	1.015	1.005	1.001	1.008	1.008	1.003	1.012	1.012	0.978	0.987	0.987	0.987	0.987	0.972	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967
	Tumán	1.010	1.010	1.009	1.009	1.005	1.001	1.008	1.008	0.998	0.994	1.002	1.002	0.997	1.005	1.005	0.972	0.981	0.981	0.981	0.981	0.964	0.960	0.960	0.960	0.960	0.960	0.960	0.960
	Cayalti	1.006	1.006	1.002	1.002	0.999	0.996	1.001	1.001	0.994	0.991	0.995	0.995	0.992	0.997	0.997	0.972	0.977	0.977	0.977	0.977	0.963	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958
	Zaia	1.013	1.013	1.007	1.007	1.005	1.003	1.005	1.002	1.001	1.003	1.003	1.002	1.002	1.003	1.003	0.992	0.994	0.994	0.994	0.994	0.987	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985

Legenda: [Color coding: White for Uo [0.95-1.05] pu, Blue for Uo < 0.950 pu, Red for Uo > 1.050 pu, Grey for Colapso de tensión, and n/a for n/a]

Tabla 6.18 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 2.

6.4.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las “Corrientes de Cortocircuito Monofásico” – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.19 se presentan las máximas corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 2.

Del análisis señalado, se observa que el valor máximo de la intensidad de cortocircuito, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 16.8 kA en la barra “Chiclayo Oeste 60 kV”.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]
Zona Chiclayo Urbano						
Chiclayo Oeste 220	6.4	6.7	7.1	7.7	7.7	7.8
Lambayeque Norte 220		5.2	5.4	5.7	5.8	5.8
Lambayeque Oeste 220		5.9	6.1	6.6	6.6	6.7
Reque 220	6.5	6.8	7.5	8.1	8.2	8.2
Chiclayo Oeste 60	15.4	15.5	16.1	16.8	16.2	16.3
Lambayeque Norte 60		9.0	9.2	9.5	9.5	9.6
Reque 60	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.2
Chiclayo Norte 60	9.0	9.1	9.2	9.5	9.5	9.6
Chiclayo Centro 60	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3
Zona Chiclayo Baja Densidad						
Felam 220	3.8	3.7	3.8	4.1	4.1	4.1
Tierras Nuevas 220	2.6	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7
La Niña 220	6.7	7.2	7.4	9.1	9.1	9.5
Tierras Nuevas 60	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0
Pampa Pañala 60	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.7
Illimo 60	3.9	4.0	4.1	4.1	4.1	4.1
La Viña 60	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Zona Bagua - Jaén						
Nueva Carhuaquero 220		5.3	6.2	6.7	6.6	6.6
Carhuaquero 220	5.3	5.4	6.1	6.6	6.5	6.5
Carhuaquero 138	1.7	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0
Duna 138	1.7	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0
Cutervo 138	1.4	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7
Zona Carhuaquero - Cutervo						
Jaén Norte 220		1.6	1.8	2.1	2.1	2.1
Nueva Jaén 138	1.0	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
Nueva Jaén 60	2.1	4.1	4.3	4.6	4.6	4.6
Jaén Norte 60		5.4	6.1	6.7	6.7	6.7
Jaén 60	1.9	4.1	4.3	4.6	4.6	4.6
Bagua 60	1.4	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0
Muyo 60	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

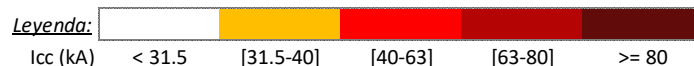


Tabla 6.19 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 2

6.4.3 Conclusiones

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:

- a. Tensiones en barras. Luego de la entrada en operación de los proyectos vinculantes, todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, excepto las barras “Motupe 60 kV”, “Olmos 60 kV” y “Occidente 60 kV”, las cuales presentan caídas de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en todo el periodo de estudio
- b. Carga en transformadores. Todos los transformadores operan con un factor de utilización menor a “100 %”, excepto el transformador 138/22.9/13.2 kV – 8/8/2.5 MVA de la SE Cutervo, que en todo el periodo de evaluación presenta sobrecarga en el devanado de 13.2 kV (2.5 MVA).
- c. Carga en líneas. Todas las líneas de transmisión no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación, a excepción de las líneas de 138 kV L-1138 Cutervo - Nueva Jaén y L-1135 Duna - Cutervo que presentan sobrecarga hasta el año (2024), año que ingresa el proyecto “LT 220 kV Caclic – Jaén Norte, SE Jaén Norte 220/60 kV y ampliaciones asociadas”.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia.

En el horizonte del largo plazo, la salida de la línea de transmisión 220 kV L-2163 Felam – Tierras Nuevas provocaría el colapso de tensión en el sistema.

iii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 16.8 kA en todo el periodo de estudio.

iv) Síntesis

Zona de Tierras Nuevas: El suministro de la zona de Tierras Nuevas y Pampa Pañalá no cumpliría con el criterio de redundancia, dado que su demanda superaría los 30 MW para en el año 2026.

6.5 Área de demanda 3

6.5.1 Información base

6.5.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 3 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.20.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
3	Bambamarca, Bambamarca Rural	Cajamarca	220	ELECTRONORTE S.A.	ELECTRONORTE S.A. HIDRANDINA S.A. COMPAÑÍA TRANSMISORA ANDINA S.A. ETENORTE S.R.L. PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC CONENHUA S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Porcón-La Pajuela				
	Casma, Casma Rural, Chimbote, Chimbote Rural, Nepeña, Santa, Santa Rural	Chimbote 1	138		
	Cajabamba, Cajamarca, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Catilluc, Celendín, Guadalupe, Guadalupe Rural, Huamachuco, Namora	Guadalupe	60	HIDRANDINA S.A.	
	Caraz-Carhuaz-Huaraz, Huallanca, Huaní, Pallasca, Pomabamba, Sihuas, Tayabamba, Ticapampa	Huallanca	138		
	Otuzco-Motil-Florida, Paján-Malabrigo, Quiruvilca, Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Trujillo Rural, Virú	Trujillo Norte	220		
	Chao			PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.20 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 3

En la Figura 6.10 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 3.



Figura 6.10 Ubicación geográfica del Área de Demanda 3

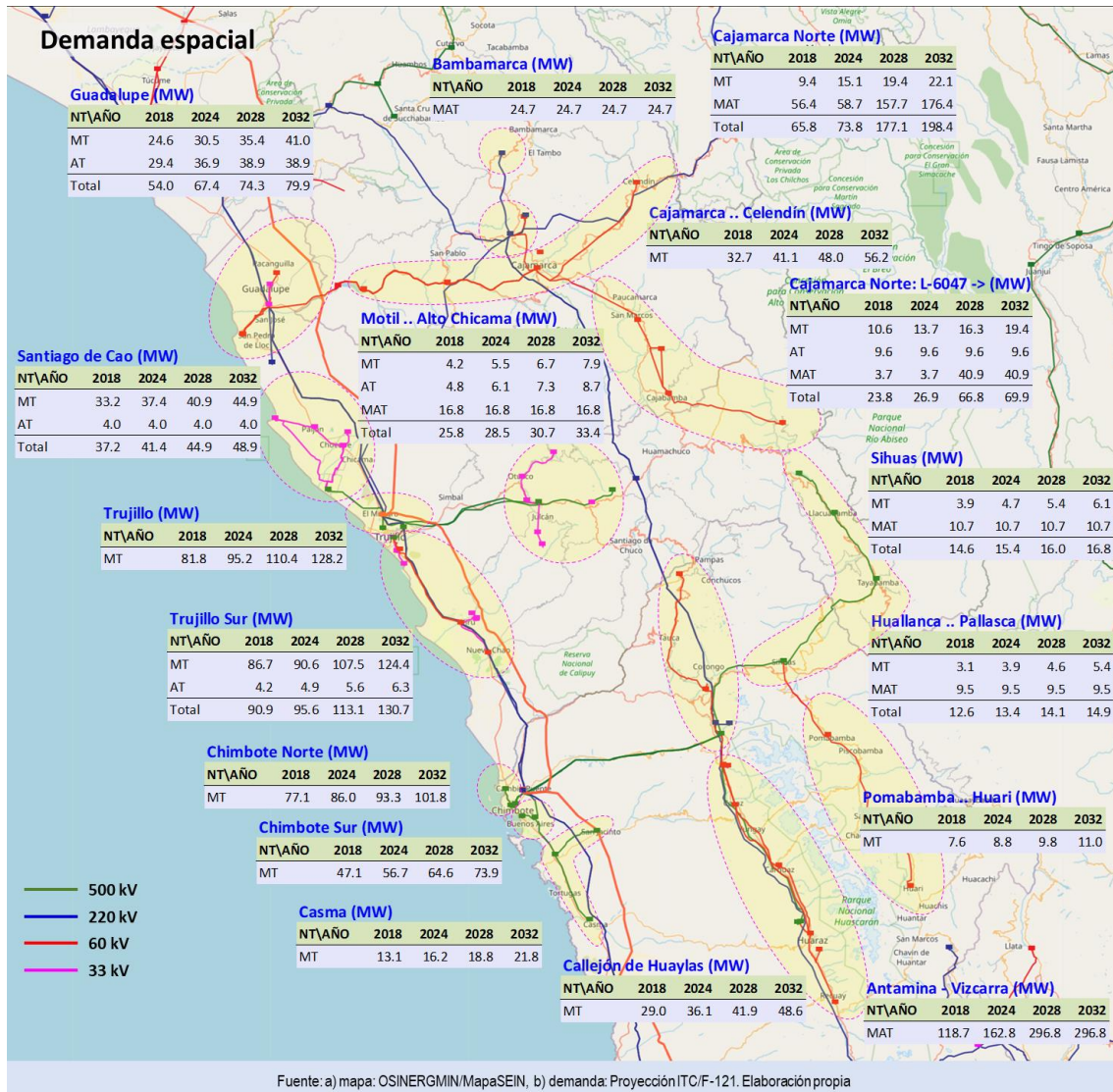


Figura 6.11 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 3

6.5.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.12 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 3 incluyendo los principales planes vinculantes.

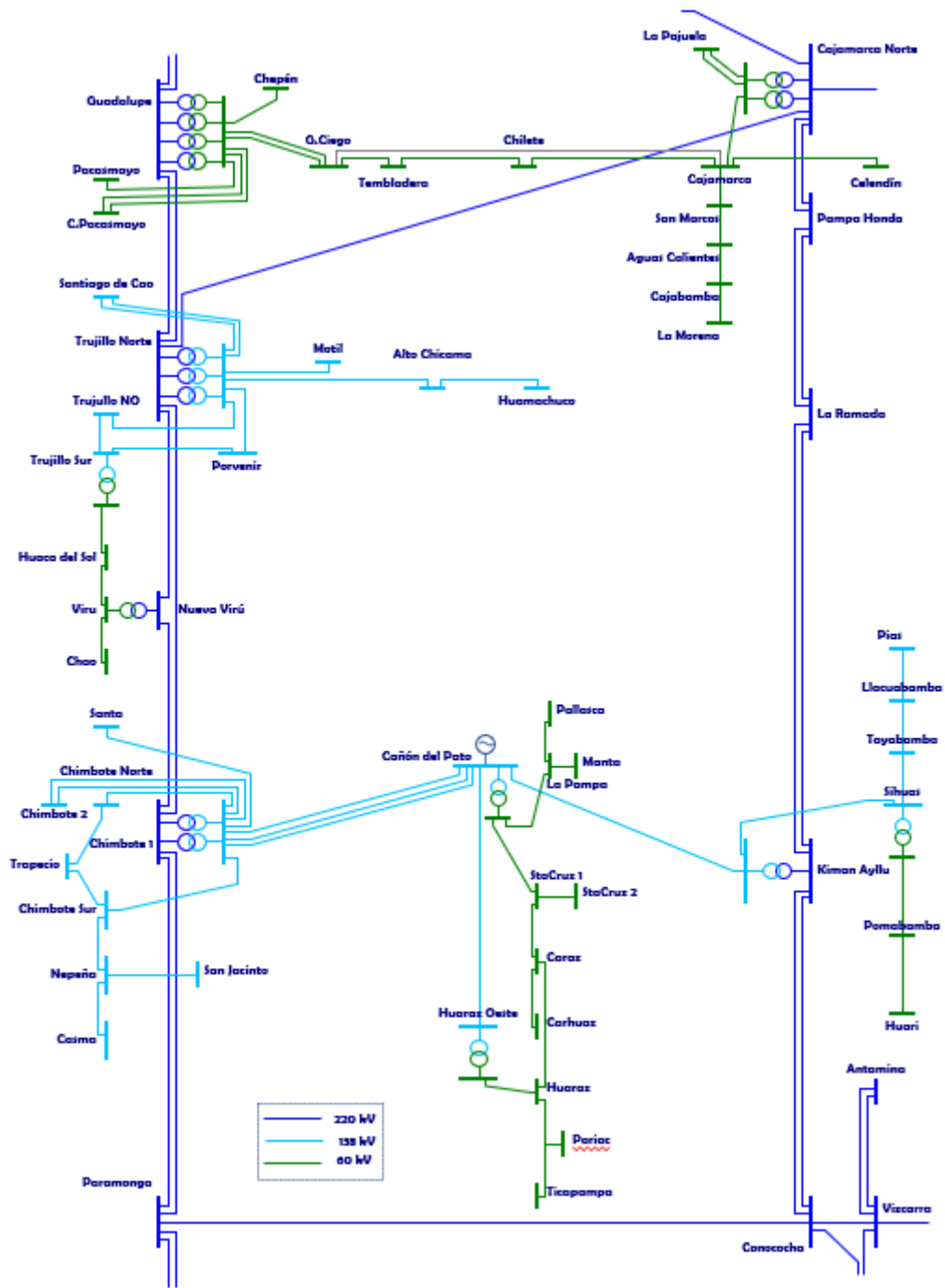


Figura 6.12 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 3

6.5.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales

- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.5.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras
- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.5.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.22 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Las barras de 220 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.
- En la zona de Callejón de Huaylas, las barras MAT (PIERINA138 y HUARAZ OESTE 138) presentan caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el año 2032.

Barra	Vn (kV)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Guadalupe													
GUADALUPE 220	226	0,972	0,974	0,956	0,974	0,974	0,973	0,973	0,973	0,983	0,981	0,967	0,979
2. Cajamarca													
CAJAMARCA NORTE 220A	224	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,990	1,000
PAMPA HONDA 220A	224	1,003	1,006	1,002	1,007	1,003	1,006	1,005	1,006	1,005	1,006	0,995	1,005
LA RAMADA 220A	225	0,998	1,002	0,996	1,002	0,998	1,001	0,999	1,000	1,004	1,005	0,995	1,004
3. Trujillo													
TRUJILLO NUEVA 220A	220	0,995	0,994	0,974	0,995	0,993	0,990	0,990	0,990	0,990	0,982	0,975	0,982
TRUJILLO NORTE 220A	224	0,977	0,976	0,956	0,976	0,974	0,972	0,972	0,972	0,989	0,980	0,972	0,980
TRUJILLO NORTE 138A	141	0,979	0,979	0,975	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	1,000	1,000	1,000	1,000
PORVENIR 138	138	0,982	0,983	0,977	0,983	0,981	0,982	0,979	0,981	0,977	0,978	0,971	0,973
TRUJILLO SUR 138	138	0,976	0,977	0,970	0,976	0,973	0,975	0,971	0,974	0,968	0,969	0,960	0,962
VIRU220 kV	220	0,994	0,994	0,975	0,994	0,991	0,989	0,994	0,990	0,988	0,980	0,970	0,978
TRUJICENTRO 138	138	0,981	0,982	0,976	0,981	0,979	0,980	0,977	0,979	0,974	0,976	0,968	0,970
TRUJILLO NOR OESTE 138	138	0,987	0,988	0,983	0,988	0,986	0,987	0,985	0,986	0,983	0,984	0,979	0,980
SANTIAGO DE CAO 138	138	0,995	0,996	0,991	0,996	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,994	0,994
MALABRIGO138	138	0,990	0,991	0,986	0,991	0,989	0,990	0,989	0,990	0,989	0,990	0,986	0,988
4. Alto chicama													
LAFLO138	138	0,986	0,989	0,990	0,994	0,995	0,994	0,994	0,993	1,000	0,998	0,998	0,997
ALTO CHICAMA 138	138	0,985	0,988	0,989	0,993	0,993	0,993	0,993	0,992	0,999	0,997	0,997	0,996
Nva HUAMACHUCO 138	138	0,984	0,987	0,988	0,991	0,992	0,991	0,992	0,990	0,997	0,995	0,995	0,993
MOTIL 138	138	0,992	0,993	0,988	0,992	0,991	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990	0,987	0,987
5. Chimbote													
CHIMBOTE 220A	223	0,981	0,981	0,965	0,983	0,980	0,980	0,986	0,982	0,991	0,984	0,972	0,982
CHIMBOTE 138A	141	0,980	0,989	0,969	0,990	0,980	0,987	0,983	0,988	0,990	0,994	0,991	1,004
CHIMBOTE II 138	137	1,006	1,015	0,994	1,016	1,006	1,013	1,009	1,014	0,987	0,991	0,988	1,001
SANTA 138	138	0,999	1,008	0,988	1,009	0,998	1,006	1,002	1,007	0,987	0,991	0,987	1,001
CHIMBOTE NORTE 138	138	0,995	1,004	0,983	1,005	0,994	1,001	0,997	1,002	0,981	0,986	0,980	0,994
TRAPECIO138	138	0,992	1,002	0,980	1,002	0,991	0,999	0,994	0,999	0,978	0,983	0,976	0,991
CHIMBOTE SUR 138	138	0,992	1,001	0,980	1,002	0,990	0,998	0,993	0,999	0,978	0,983	0,976	0,990
NEPEÑA 138	138	0,986	0,997	0,974	0,997	0,984	0,993	0,986	0,993	0,968	0,976	0,964	0,981
SAN JACINTO 138	138	0,985	0,995	0,972	0,995	0,982	0,991	0,984	0,991	0,966	0,974	0,961	0,979
CASMA 138	138	0,980	0,991	0,967	0,991	0,977	0,986	0,978	0,986	0,959	0,967	0,951	0,971
6. Callejón de Huaylas													
HUARAZ OESTE 138	137	0,996	0,984	0,994	0,982	0,998	0,985	0,996	0,982	0,969	0,954	0,957	0,938
PIERINA 138	138	0,989	0,977	0,987	0,975	0,991	0,978	0,988	0,975	0,969	0,954	0,957	0,938
KIMAN AYLLU 138	138	1,018	1,018	1,017	1,018	1,017	1,017	1,017	1,017	0,996	0,998	0,995	0,997
7. Callejón de Conchucos													
SIHUAS 138	138	1,002	0,993	1,001	0,991	0,998	0,991	0,997	0,990	0,983	0,980	0,979	0,976
TAYABAMBA 138	138	0,987	0,974	0,985	0,971	0,982	0,970	0,980	0,969	0,974	0,969	0,969	0,964
LLACUABAMBA 138	138	0,985	0,971	0,983	0,967	0,980	0,967	0,978	0,965	0,976	0,971	0,972	0,966

Leyenda:

 	Uo < 0.950 pu	 	operación infactible
 	Uo [0.95-1.05] pu	 	n/a
 	Uo > 1.050 pu		

Tabla 6.22 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 3

6.5.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.23 para la hora de máxima demanda. En esta tabla solo se muestran los resultados para los transformadores 220/138 y 138/60 kV.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- El transformador 220/138 kV de la subestación Trujillo Norte presenta sobrecarga en el año 2032 mientras que la misma situación se presenta para el transformador de la subestación 138/60 kV Trujillo Sur, lo que indica la falta de capacidad en los puntos de suministros primarios que alimentan a la zona de Trujillo.
- Los transformadores 138/60 kV de las subestaciones Sihuas y Huaraz Oeste presentan sobrecarga al final del periodo de evaluación, por lo que no se tendría capacidad suficiente en los puntos de suministros primarios para atender el crecimiento de la demanda de las zonas del Callejón de Huaylas y Callejón de Conchucos.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023_AVMax	2023_EsMax	2024_AVMax	2024_EsMax	2025_AVMax	2025_EsMax	2026_AVMax	2026_EsMax	2028_AVMax	2028_EsMax	2032_AVMax	2032_EsMax
1. Transformadores 220/138 kV															
CHIMBOTE 220A	TR1 Chimbote 220/138	220/138/13.8	120	37.9	25.2	31.5	27.9	32.0	28.4	32.9	33.1	38.0	43.4	47.6	57.6
CHIMBOTE 220A	TR2 Chimbote 220/138	220/138/13.8	120	38.9	25.9	32.4	28.6	32.8	29.2	33.8	34.0	39.0	44.6	48.9	59.1
TRUJILLO NORTE 220B	TR3 Trujillo Norte 220/138	220/138/24	100	66.7	63.1	69.3	61.6	71.4	67.6	73.0	70.9	78.0	78.1	104.1	97.9
TRUJILLO NORTE 220B	TR2 Trujillo Norte 220/138	220/138/10	100	81.2	81.2	80.8	81.2	81.1	81.1	81.1	81.1	84.3	84.4	108.7	103.6
TRUJILLO NORTE 220A	TR1 Trujillo Norte 220/138	220/138/10	100	60.4	57.2	62.7	55.8	64.7	61.2	66.1	64.2	77.1	77.1	94.3	88.6
KIMAN AYLLU 220B	TR1 Kiman Ayllu 220/138	220/138/10	100	27.0	3.0	21.8	5.8	37.6	13.6	41.9	6.2	45.0	1.7	36.3	1.3
2. Transformadores 220/60 kV															
GUADALUPE 220A	TR1 Guadalupe 220/60/10	220/60/10	50	25.2	31.6	24.8	32.7	30.7	36.0	28.4	36.1	37.0	39.8	46.4	54.8
GUADALUPE 220B	TR2 Guadalupe 220/60/10	220/60/10	30	25.7	32.1	25.3	33.2	31.3	36.5	28.8	36.6	37.6	40.5	47.1	55.5
GUADALUPE 220A	TR3 Guadalupe 220/60/10	220/60/10	30	25.3	31.6	25.0	32.6	30.8	35.9	28.3	36.0	37.0	39.8	46.3	54.6
GUADALUPE 220A	TR4 Guadalupe 220/60/10	220/60/10	50	21.0	25.8	21.6	26.8	23.2	29.8	28.4	29.9	37.0	39.8	46.4	54.8
CAJAMARCA NORTE 220B	TR1 Cajamarca Norte 220/60/10	220/60/10	75	46.7	51.9	45.4	49.4	44.1	50.2	45.3	54.1	43.3	55.2	53.7	61.4
CAJAMARCA NORTE 220B	TR2 Cajamarca Norte 220/60/10	220/60/10	75	47.4	52.7	46.1	50.2	44.7	50.9	46.0	54.9	43.9	56.0	54.5	62.3
VIRU220 kV	TR1 Viru 220/60	220/60/22.9	120	26.7	29.8	28.3	31.5	29.2	33.1	28.7	34.4	32.0	37.7	38.3	44.1
3. Transformadores 138/60 kV															
SIHUAS 138	TR Sihuas 138/60	138/60/22.9	15	70.3	77.7	72.8	81.3	75.1	85.0	78.0	88.9	53.3	84.0	74.8	104.2
TRUJILLO SUR 138	TR1 Trujillo Sur 138/60/10	138/60/10.7	60	76.8	73.4	80.3	77.8	83.8	81.8	88.0	84.8	96.2	92.9	112.7	108.7
TRUJILLO SUR 138	TR2 Trujillo Sur 138/60/10	138/60/10.7	60	72.8	69.6	76.1	73.8	79.4	77.6	83.5	80.5	91.2	88.2	107.0	103.2
4. Transformadores 138/66 kV															
HUALLANCA 138A	TR Huallanca 138/66	138/66/5.4	20	52.3	29.0	39.5	31.3	36.7	22.5	35.3	21.4	53.0	61.1	77.5	78.3
HUARAZ OESTE 138	TR Huaraz Oeste 138/66	138/66/13.8	40	57.6	75.8	61.2	79.6	64.1	83.2	67.7	87.4	73.3	94.5	91.2	117.1
5. Transformadores 138/33 kV															
MOTIL 138	TR Motil 138/33	134/33/7.19	25	31.1	30.7	32.7	32.2	34.1	33.7	35.7	35.2	39.1	38.6	46.7	46.1
SANTIAGO DE CAO 138	TR Santiago de Cao 138/33	138/34/13.8	37.5	42.3	39.8	44.0	41.2	45.5	42.7	47.1	44.3	48.4	45.3	55.8	52.2

Legenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.23 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 3

6.5.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.24 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- La línea 138 kV Huallanca – Huaraz Oeste presenta sobrecarga al final del período de evaluación (año 2032).

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Líneas de 138 kV														
L-1136B Trujillo Norte - La Flor	138	50,0	27,2	20,4	10,3	23,3	26,0	24,0	28,1	20,5	26,0	16,3	18,5	18,8
L-1136A La Flor - Alto Chicama	138	50,0	41,3	42,7	41,7	43,2	42,1	43,9	42,7	44,7	42,0	44,2	45,0	47,7
LT138kv Alto Chicama - Huamachuco	138	119,5	5,1	6,0	5,3	6,3	5,6	6,6	5,8	6,9	6,3	7,5	7,6	9,0
L-1118 Trujillo Norte - Santiago de Cao	138	119,5	10,2	9,5	10,6	9,8	11,0	10,2	11,4	10,6	12,0	11,1	13,9	12,9
LT138kV Santiago de Cao - Malabrigo	138	130,3	7,3	6,7	7,6	7,0	7,9	7,3	8,2	7,5	8,7	8,0	10,2	9,4
L-1139 Trujillo Norte - Trujillo NorOeste	138	130,3	55,0	52,3	58,3	54,7	60,9	57,6	64,4	60,5	72,1	68,1	87,4	82,5
LT138kV Trujillo Centro - Trujillo NorOeste	138	166,3	37,5	36,1	40,0	37,7	41,7	39,9	44,4	42,0	49,0	46,8	59,6	56,8
LT138kV Trujillo Sur - Trujillo Centro	138	166,3	24,2	23,9	26,1	24,9	27,2	26,5	29,2	27,9	32,3	31,4	39,5	38,4
L-1115 Trujillo Norte - Motil	138	32,3	24,7	24,4	26,0	25,6	27,1	26,8	28,4	28,0	31,1	30,7	37,1	36,6
L-1117 Trujillo Norte - Porvenir	138	159,6	53,3	51,2	56,7	53,5	58,8	56,2	62,5	59,1	69,2	66,0	84,0	80,0
L-1128 Porvenir - Trujillo Sur	138	108,8	47,6	45,8	51,1	47,6	39,9	38,0	42,7	40,0	43,2	41,1	52,8	50,1
L-1107 Chimbote - SIDER	138	143,4	15,0	14,8	15,2	14,8	15,0	14,8	15,0	14,8	15,2	15,1	15,2	14,9
L-1106 Chimbote - SIDER	138	127,2	16,9	16,7	17,1	16,7	16,9	16,7	16,9	16,7	17,1	17,0	17,1	16,8
L-1116 Chimbote - Santa	138	92,7	14,5	12,1	15,2	12,6	15,7	13,2	16,2	13,8	17,8	15,3	20,7	17,9
L-1108 Chimbote - Chimbote Norte	138	143,4	34,3	32,8	36,4	34,3	37,6	36,1	39,3	37,8	43,6	41,9	52,6	50,0
LT138kV Chimbote Norte - Trapecio	138	143,4	13,8	11,6	14,7	12,1	15,2	12,8	15,8	13,4	17,3	14,5	20,8	17,3
L-1129 Trapecio - Chimbote Sur	138	149,4	1,6	1,7	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,3	2,0	1,7	3,0	2,5
L-1112 Chimbote Sur - Nepeña	138	92,7	19,5	15,4	20,7	16,1	21,4	17,0	22,3	17,7	25,7	20,2	31,3	24,3
L-1114 Nepeña - San Jacinto	138	92,7	3,7	3,8	3,9	3,9	4,1	4,1	4,2	4,3	4,6	4,7	5,5	5,5
L-1113 Nepeña - Casma	138	92,7	10,9	10,0	11,6	10,5	12,0	11,0	12,6	11,5	14,6	13,4	17,9	16,1
L-1103 Chimbote - Huallanca	138	99,9	64,9	34,9	63,5	33,7	58,7	33,7	56,9	30,0	56,0	26,3	53,2	30,5
L-1104 Chimbote - Huallanca	138	99,9	64,9	34,9	63,5	33,7	58,7	33,7	56,9	30,0	56,0	26,3	53,2	30,5
L-1105 Chimbote - Huallanca	138	99,9	64,9	34,9	63,6	33,7	58,8	33,7	57,0	30,1	56,0	26,3	53,2	30,5
L-1132 Kiman Ayllu - Sihuas	138	45,9	29,7	50,1	33,1	53,6	36,0	52,8	38,1	55,1	31,9	49,8	42,3	58,1
L-1133 Sihuas - Tayabamba	138	45,7	25,2	32,6	26,0	35,0	26,7	33,6	27,3	34,3	19,0	25,8	21,8	27,4
L-1134 Tayabamba - Llacuabamba	138	46,6	5,7	11,9	6,2	14,1	6,5	11,5	6,7	11,6	10,9	15,1	12,5	15,0
L-1140 Llacuabamba - Pias	138	92,7	13,6	11,1	13,4	10,2	13,5	12,1	13,5	12,4	15,4	14,6	15,9	16,0
L-1131 Huallanca - Kiman Ayllu	138	140,1	25,9	15,7	24,2	20,1	35,3	24,4	38,4	20,7	40,8	15,5	38,3	18,5
L-1127 Huallanca - Huaraz Oeste	138	47,8	60,5	75,8	63,5	79,0	57,3	73,2	60,2	76,7	64,7	82,4	79,7	101,3

Legenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.24 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda – en el Área de Demanda 3

6.5.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.5.2.2.1 Casos de contingencias simples en líneas

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión. Para tal efecto, se ha considerado sólo las zonas donde se presentan condiciones operativas deficientes o inadecuadas.

Los resultados de las simulaciones de contingencias se resumen en la Tabla 6.25.

Circuito F/S	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
	L-1139 Trujillo Norte - Trujillo NorOeste											
L-1117 Trujillo Norte - Porvenir												
L-1127 Huallanca - Huaraz Oeste												

Legenda:
 operación factible
 operación infactible
 @ operación infactible en condición N
 - n/a

Tabla 6.25 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 3

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-1139 Trujillo Norte - Trujillo NorOeste	L-1117 Trujillo Norte - Porvenir	51.6	115.9	49.6	103.6	54.6	122.7	51.9	114.9	56.9	127.8	54.3	121.1	60.4	135.9	57.2	127.6	66.9	152.9	63.8	141.5	81.1	180.6	77.5	178.0
	L-1128 Porvenir - Trujillo Sur	44.4	135.7	42.9	129.2	47.4	144.9	44.7	135.3	37.2	114.4	35.5	108.3	39.8	122.0	37.5	114.2	40.4	124.6	38.6	117.5	49.3	156.1	47.1	145.4
L-1117 Trujillo Norte - Porvenir	L-1139 Trujillo Norte - Trujillo NorOeste	53.6	98.4	51.0	93.8	56.7	104.5	53.4	98.3	59.3	109.0	56.1	103.4	62.8	115.8	59.0	109.0	70.2	129.8	66.3	122.8	85.1	159.6	80.5	150.5
	L-1138kV Trujillo Centro - Trujillo NorOeste	35.8	85.6	34.5	82.1	38.0	91.1	36.1	86.1	39.8	95.0	38.1	90.7	42.4	101.4	40.2	95.7	46.8	112.9	44.8	107.3	56.9	139.1	54.5	132.0
L-1127 Huallanca - Huaraz Oeste	L-6678 Huallanca - Santa Cruz	5.9		4.9		4.1	4.1	3.6		3.1		8.6	8.6	2.4		8.2		11.3	11.3	17.1		20.0		22.5	

Legenda:
 [50-60]% carga
 [60-80]% carga
 [80-100]% carga
 [100-110]% carga
 [110-120]% carga
 >120% carga
 operación infactible
 n/a

Tabla 6.26 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-1139 Trujillo Norte - Trujillo NorOeste	TRUJILLO NORTE 138A	0.979	0.978	0.979	0.979	0.975	0.971	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	1.000	1.000	1.000	1.000	0.998	1.000	0.993	1.000
	PORVENIR 138	0.984	0.963	0.985	0.966	0.979	0.952	0.984	0.964	0.982	0.959	0.982	0.961	0.981	0.956	0.982	0.960	0.978	0.948	0.979	0.950	0.973	0.926	0.974	0.939
	TRUJILLO SUR 138	0.978	0.948	0.979	0.951	0.972	0.935	0.978	0.949	0.975	0.941	0.977	0.944	0.973	0.937	0.975	0.942	0.970	0.926	0.972	0.929	0.963	0.898	0.955	0.913
	TRUJILLO CENTRO 138	0.982	0.942	0.983	0.946	0.977	0.929	0.982	0.943	0.980	0.935	0.981	0.938	0.979	0.930	0.980	0.936	0.976	0.917	0.977	0.922	0.970	0.886	0.972	0.903
	TRUJILLO NOR OESTE 138	0.988	0.938	0.989	0.943	0.983	0.926	0.988	0.940	0.987	0.931	0.988	0.935	0.986	0.926	0.987	0.932	0.984	0.912	0.985	0.917	0.980	0.879	0.981	0.896
L-1117 Trujillo Norte - Porvenir	TRUJILLO NORTE 138A	0.979	0.979	0.979	0.979	0.975	0.973	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.998	1.000	1.000
	PORVENIR 138	0.984	0.947	0.985	0.950	0.979	0.938	0.984	0.948	0.982	0.941	0.983	0.945	0.981	0.937	0.982	0.942	0.978	0.928	0.979	0.932	0.973	0.906	0.974	0.915
	TRUJILLO SUR 138	0.978	0.950	0.979	0.952	0.972	0.940	0.978	0.950	0.975	0.943	0.977	0.947	0.973	0.940	0.975	0.944	0.970	0.931	0.972	0.935	0.963	0.910	0.965	0.918
	TRUJILLO CENTRO 138	0.982	0.963	0.983	0.965	0.977	0.954	0.982	0.963	0.980	0.958	0.981	0.961	0.979	0.955	0.980	0.959	0.976	0.949	0.977	0.952	0.970	0.933	0.972	0.940
	TRUJILLO NOR OESTE 138	0.988	0.977	0.989	0.978	0.983	0.970	0.988	0.977	0.987	0.974	0.988	0.976	0.986	0.973	0.987	0.975	0.984	0.969	0.985	0.970	0.980	0.958	0.981	0.963

Legenda:
 Uo < 0.950 pu
 Uo [0.950-0.975] pu
 Uo [0.975-1.025] pu
 Uo [1.025-1.050] pu
 Uo > 1.050 pu
 operación infactible
 n/a

Tabla 6.27 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.

Observaciones a los estudios de contingencias se resaltan las siguientes:

- En el corto y largo plazo se presentan varios casos de contingencias que provocarían el colapso del sistema eléctrico que atiene a la zona del Callejón de Huaylas. El caso más crítico se presenta ante la salida de la línea 138 kV Huallanca – Huaraz Oeste debido a la insuficiencia del sistema 66 kV existente en la zona. En la siguiente figura se muestra la zona de influencia y el impacto que tendría la contingencia antes señalada en el año 2032.

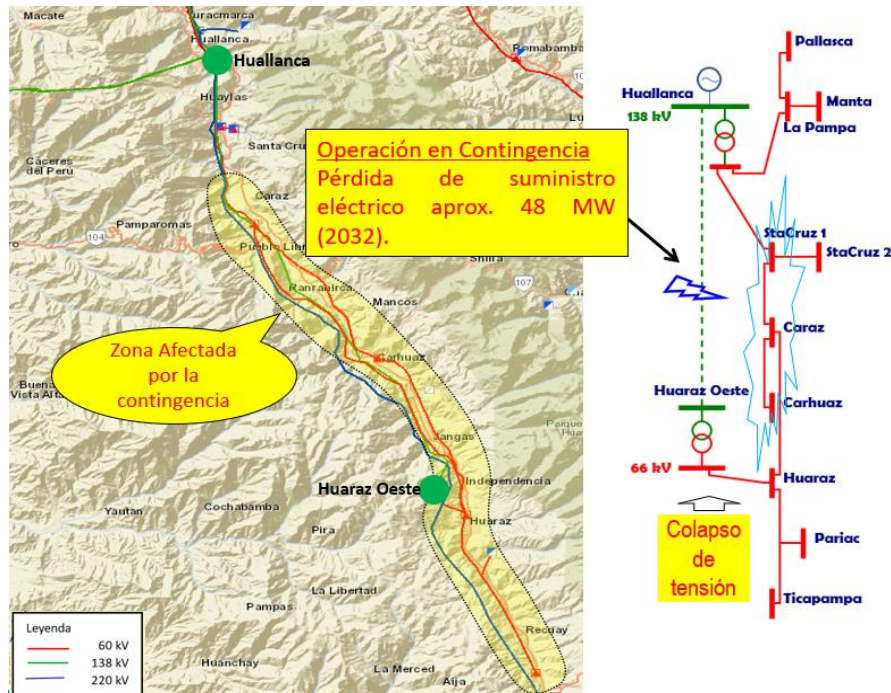


Figura 6.13 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona Callejón de Huaylas.

- En el todo el período de evaluación, las salidas de las líneas 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Nor Oeste y Trujillo Norte - Porvenir provocarían sobrecargas severas en las líneas adyacentes y las tensiones en barras 138 kV estarían por debajo de 0.90 p.u. (perfil de tensión fuera de los límites operativos de emergencia), lo que significa que la zona de Trujillo no cuenta con suministro eléctrico confiable. En la siguiente figura se muestra el recorrido de la red anillada en 138 kV y el impacto que se tendría en la ciudad de Trujillo ante contingencia de un tramo de la red 138 kV.

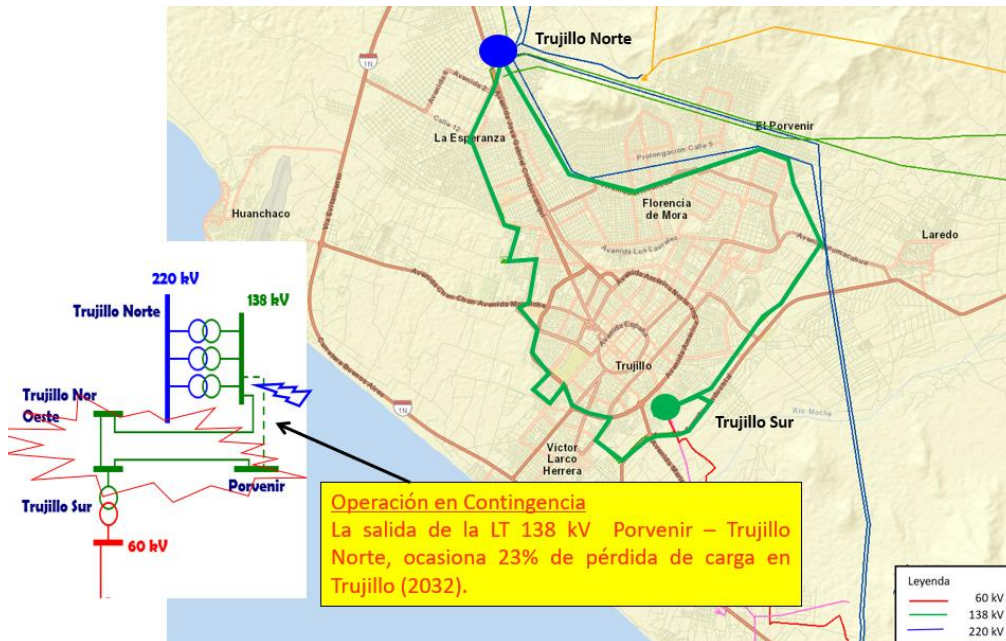


Figura 6.14 Red de subtransmisión de la ciudad de Trujillo.

6.5.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.28 se presentan los cálculos de las corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 3.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- El valor máximo de la intensidad de cortocircuito observado, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 13,9 kA en la barra TRUJILLO NORTE 138A.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]
GUADALUPE 220	5,7	5,9	6,1	6,4	6,2	7,0
CAJAMARCA NORTE 220A	5,9	6,2	6,4	9,1	8,9	9,4
CAJAMARCA NORTE 220B	5,9	6,2	6,4	9,1	8,9	9,4
PAMPA HONDA 220A	3,9	4,0	4,0	4,5	4,4	4,5
LA RAMADA 220A	4,0	4,1	4,1	4,4	4,3	4,4
TRUJILLO NUEVA 220A	9,7	11,2	11,3	12,5	12,6	13,5
TRUJILLO NORTE 220A	9,8	11,2	11,3	12,5	12,3	13,2
VIRU220 kV	3,7	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1
CHIMBOTE 220A	10,8	12,4	12,5	13,1	12,9	13,3
KIMAN AYLLU 220A	6,3	6,4	6,4	6,6	6,5	6,5
TRUJILLO NORTE 138A	11,5	12,7	12,7	13,6	13,3	13,9
LAFLO138	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
ALTO CHICAMA 138	1,7	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Nva HUAMACHUCO 138	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
MOTIL 138	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
PORVENIR 138	7,3	7,7	7,8	8,1	8,1	8,3
TRUJILLO SUR 138	7,4	7,9	7,9	8,2	8,2	8,5
TRUJCENTRO 138	7,4	7,8	7,9	8,2	8,2	8,4
TRUJILLO NOR OESTE 138	8,1	8,6	8,6	9,0	9,1	9,3
SANTIAGO DE CAO 138	4,7	4,9	4,9	5,1	5,1	5,1
MALABRIGO138	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
CHIMBOTE 138A	10,7	11,2	11,2	11,4	11,2	11,3
CHIMBOTE II 138	7,7	8,0	8,0	8,0	8,1	8,2
SANTA 138	5,8	5,9	5,9	6,0	6,0	6,0
CHIMBOTE NORTE 138	6,8	7,0	7,0	7,1	7,1	7,1
TRAP138	6,2	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
CHIMBOTE SUR 138	6,0	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2
NEPEÑA 138	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1
SAN JACINTO 138	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
CASMA 138	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
SIHUAS 138	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
TAYABAMBA 138	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
LLACUABAMBA 138	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
HUALLANCA 138	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,5
HUARAZ OESTE 138	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
PIERINA 138	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
KIMAN AYLLU 138	8,9	9,0	9,0	9,1	9,1	9,2

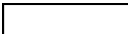




Leyenda:					
icc [kA]	< 31.5	[31.5-40]	[40-63]	[63-80]	>= 80
					n/a

Tabla 6.28 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 3

6.5.3 Conclusiones

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales

- a. Tensiones en barras. Para el largo plazo, las barras MAT (PIERINA138 y HUARAZ OESTE 138) presentan valores de tensión menores al umbral mínimo del 95%.
- b. Carga en transformadores. Los transformadores de las subestaciones Trujillo Norte 220/138 kV, Huaraz Oeste 138/66 kV, Sihuas 138/60 kV y Trujillo Sur 138/60 kV presentan sobrecarga al final del período de evaluación. Por lo tanto, los puntos de suministros que atienden a las zonas de Trujillo, Callejón de Huaylas y Callejón de Conchucos no cuentan con suficiente capacidad para atender el crecimiento de la demanda desde el 2032 en adelante.
- c. Carga en líneas. La línea 138 kV Huallanca – Huaraz Oeste presenta sobrecarga al final del período de evaluación (año 2032).

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia

En todo el período de evaluación, la salida de la línea 138 kV L-1127 Huallanca – Huaraz Oeste provocaría el colapso del sistema eléctrico que atiende a la zona de Callejón de Huaylas debido a la insuficiencia del sistema 66 kV existente en la zona. Por lo anterior, se concluye, que la ciudad de Huaraz y zonas aledañas no cuentan con suministro confiable.

En la red de 138 kV en anillo (Trujillo Norte – Trujillo Nor Oeste – Trujillo Sur – Porvenir – Trujillo Norte) se presentan condiciones operativas severas (sobrecarga mayor a 120% y tensiones por debajo de 0.90 p.u.) ante la contingencia de las líneas L-1139 Trujillo Norte – Trujillo Nor Oeste y L-1117 Trujillo Norte - Porvenir. Por lo que, la zona de Trujillo no cuenta con suministro confiable.

iii) Niveles de cortocircuito

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 13,9 kA en todo el periodo de estudio.

iv) Síntesis

En todo el período de análisis, la red en anillo 138 kV del sistema eléctrico Trujillo no cuenta con suficiente redundancia para condiciones N-1 y para el año 2032 no contaría con suficiente capacidad en los puntos de suministros primarios para atender el crecimiento de la demanda. Por lo tanto, la zona de Trujillo no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de estudio.

En todo el periodo de evaluación, ante la pérdida de la línea 138 kV Huallanca – Huaraz Oeste se presentaría colapso en la zona de Callejón de Huaylas debido a la insuficiencia del sistema 66 kV existente y para el año 2032 no se tendría suficiente capacidad en los puntos



de suministros primarios. Por lo tanto, la zona de Callejón de Huaylas no cuenta con suministro confiable en el período de análisis.

De otro lado, a partir del 2032 en adelante, el punto de suministro primario en 138 kV que alimenta a la zona del Callejón de Conchucos no tendría capacidad suficiente para seguir atendiendo el crecimiento de demanda.

6.6 Área de demanda 4

6.6.1 Información base

6.6.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 4 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.29.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
4	Rioja	Belaunde	138	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A.	ELECTRO ORIENTE S.A.
	Gera, Moyobamba, Pongo de Caynarachi, Rioja Oriente, Tarapoto, Tarapoto Rural, Yurimaguas			ELECTRO ORIENTE S.A.	
	Bellavista, SER Bellavista	Tocache			

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.29 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 4

En la Figura 6.15 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 4.

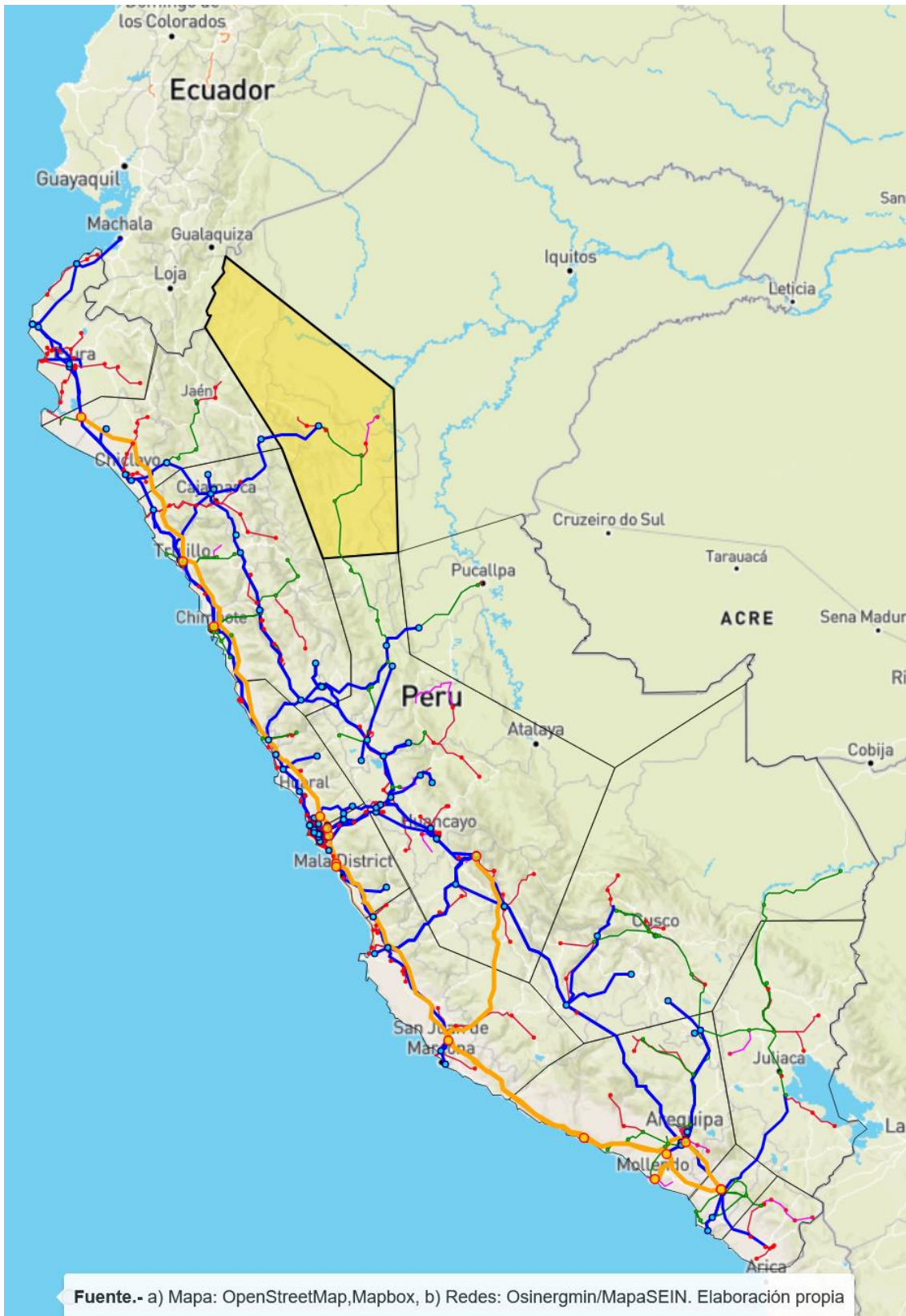


Figura 6.15 Ubicación geográfica del Área de Demanda 4

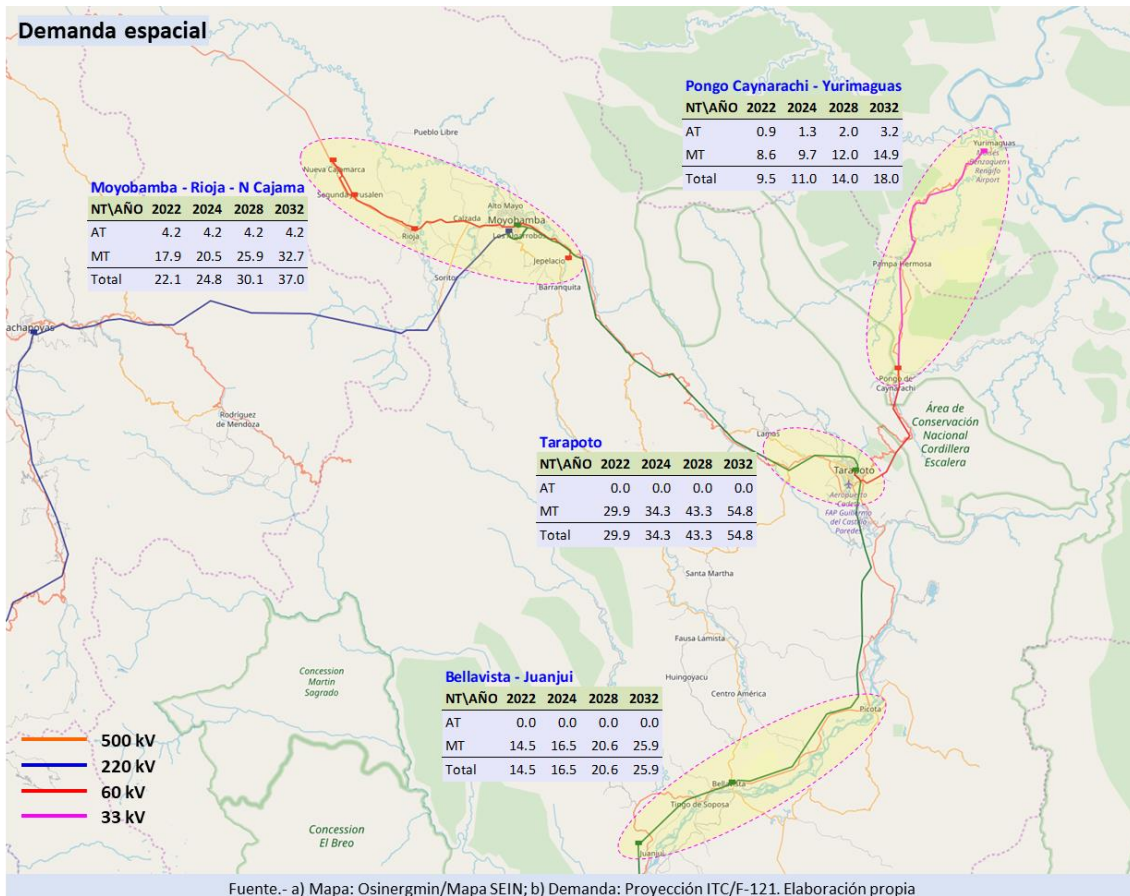


Figura 6.16 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 4

6.6.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red del Área de Demanda 4, se ha considerado la información de las siguientes fuentes:

- Resolución N° 033-2019-OS/CD, que consolida los proyectos aprobados en los diversos Plan de Inversiones de Transmisión hasta el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021.
- Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprueba y publica el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025.
- Plan de Transmisión Vinculantes.

En el Anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos del Plan de Inversión utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.17 se muestra el Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 4.

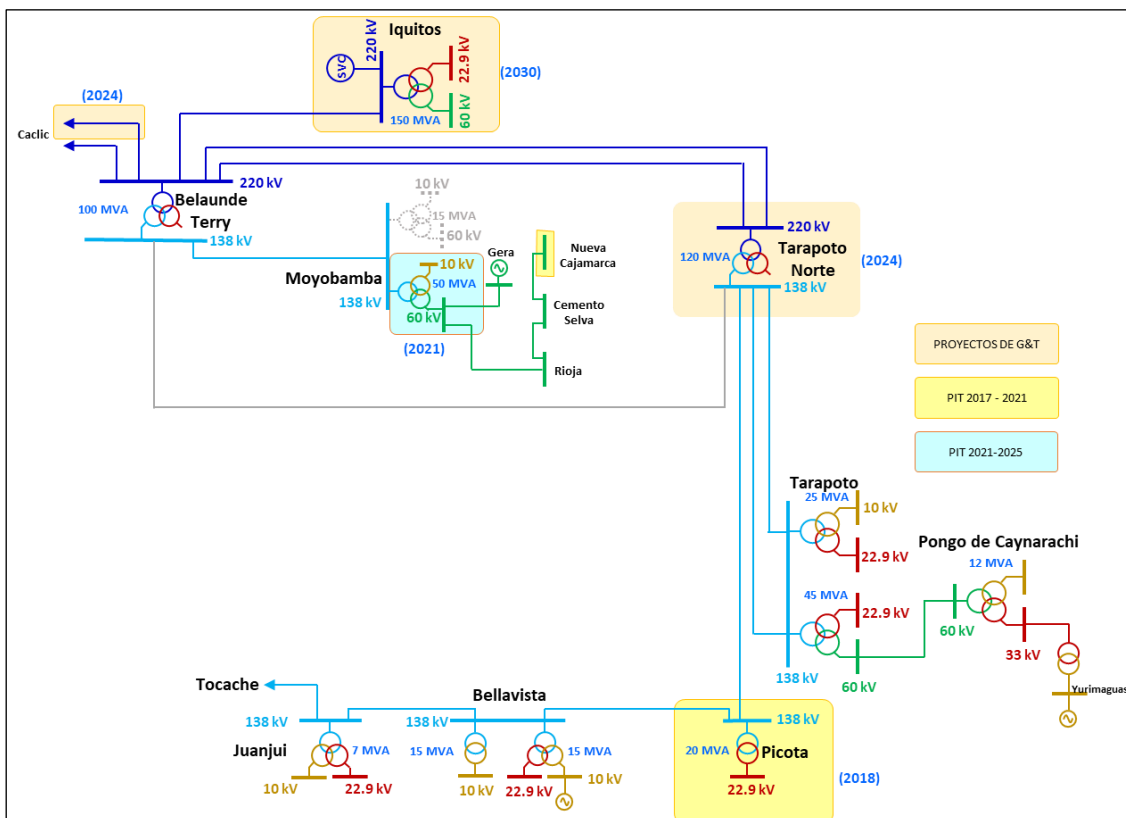


Figura 6.17 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 4

6.6.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda 4 comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales.
- Flujo de Potencia en contingencia.
- Cálculo de Cortocircuito.

6.6.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en Barras.
- Carga en Transformadores.
- Carga en Líneas.

6.6.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación, en cuanto a las tensiones en barras, se muestran en la Tabla 6.31 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a las “Tensiones de Operación” son las siguientes:

- Todas las barras de 220 kV y 138 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
- Respecto a las barras de 60 kV, la barra “Yurimaguas 60 kV” presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el todo el horizonte de evaluación. Por otro lado, la barra “Pongo Caynarachi 60 kV” presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo en el largo plazo.

Barra	Vn (kV)	2023(AV-max)	2023(Es-max)	2024(AV-max)	2024(Es-max)	2025(AV-max)	2025(Es-max)	2026(AV-max)	2026(Es-max)	2028(AV-max)	2028(Es-max)	2032(AV-max)	2032(Es-max)
Zona Moyobamba - Rioja - Ncajamarca													
Belaunde Terry	220	0.975	0.971	0.997	1.002	1.008	1.006	0.994	1.010	1.003	0.997	0.994	1.000
Belaunde Terry	138	0.986	1.014	0.979	0.984	0.991	0.988	0.986	0.991	1.017	1.008	1.004	1.008
Moyobamba	138	1.012	1.040	1.005	1.009	1.017	1.014	1.012	1.017	1.015	1.005	1.001	1.005
Moyobamba	60	1.008	1.015	1.014	1.006	1.016	1.023	1.010	1.015	1.021	1.025	1.042	1.043
Rioja	60	0.990	0.997	0.995	0.987	0.996	1.003	0.989	0.993	0.994	0.998	1.010	1.011
Cemento Selva	60	0.982	0.989	0.988	0.979	0.988	0.995	0.980	0.985	0.983	0.986	0.997	0.997
Nva Cajamarca	60	0.979	0.986	0.984	0.975	0.984	0.992	0.976	0.981	0.978	0.982	0.991	0.992
Gera	60	1.012	1.019	1.017	1.008	1.019	1.027	1.013	1.018	1.028	1.027	1.045	1.047
Zona Tarapoto													
Tarapoto	220	-	-	0.994	1.000	1.007	1.003	0.991	1.006	1.000	0.992	0.985	0.993
Tarapoto Norte	138	-	-	1.013	1.002	1.019	1.004	1.012	1.005	1.010	1.000	0.999	1.000
Tarapoto	138	0.984	1.010	1.009	0.999	1.016	1.000	1.009	1.002	1.007	0.996	0.995	0.997
Tarapoto	60	1.030	1.033	1.021	1.016	1.025	1.014	1.014	1.011	1.015	0.996	1.028	1.026
P. Caynarachi	60	0.998	0.997	0.985	0.975	0.986	0.969	0.971	0.962	0.965	0.938	0.993	0.987
Yurimaguas	60	0.951	0.945	0.933	0.917	0.931	0.906	0.910	0.894	0.895	0.858	0.943	0.932
Zona Bellavista - Juanjui													
Picota	138	0.975	0.991	0.993	0.985	0.982	0.998	0.980	0.982	0.989	1.005	0.989	0.956
Bellavista	138	0.977	0.993	0.995	0.987	0.984	1.000	0.982	0.984	0.991	1.007	0.991	0.959
Juanjui	138	0.978	0.993	0.995	0.987	0.985	1.001	0.985	0.985	0.992	1.008	0.994	0.962
Tocache	138	0.983	0.990	0.993	0.986	0.986	0.992	0.988	0.990	1.003	1.010	1.009	0.983

Legenda: Uo < 0.950 pu Uo > 1.050 pu - n/a Uo [0.95-1.05] pu

Tabla 6.31 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 4

6.6.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Transformadores” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.32 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, se verifica que no hay observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Transformadores”, entre otros por el modelamiento de la puesta en operación de los proyectos “LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte, SE Tarapoto Norte 220/138 kV y ampliaciones asociadas”, y la “Ampliación de capacidad de la SE Moyobamba”.

Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Belaunde Terry	220/138/22.9	100.0	62.6	65.4	19.1	19.9	19.8	20.4	21.2	21.5	21.3	23.0	27.3	28.5
Moyobamba	132/60/10	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moyobamba	138/60/10	50.0	37.8	38.0	38.1	39.5	39.3	40.4	41.6	42.6	42.0	45.6	53.9	56.2
Tarapoto Norte	220/138/22.9	120.0	-	-	40.8	41.1	41.9	44.0	45.5	46.9	50.4	53.3	65.4	66.2
Tarapoto T1	132/22.9/10	30.0	69.6	68.8	32.5	32.9	34.4	35.1	36.8	37.3	39.6	40.2	53.5	50.6
Tarapoto T2	132/60/22.9	45.0	52.4	58.2	57.5	64.4	61.8	69.8	67.5	75.3	77.3	88.0	56.8	62.5
Picota	132/22.9/10	20.0	20.4	20.6	20.8	21.5	21.8	22.1	22.7	23.3	22.9	23.2	26.2	27.9
Bellavista T1	138/10	15.0	16.5	34.0	34.1	35.5	33.7	34.2	16.6	33.7	33.9	34.5	33.9	32.8
Bellavista T2	132/22.9/10	15.0	47.1	47.3	50.6	52.1	55.6	55.9	60.2	61.5	68.2	68.5	92.4	97.9
Juanjui	144.9/11	12.2	67.7	69.4	69.0	70.6	70.1	54.3	53.5	73.1	57.1	48.7	52.4	57.1
Tocache T1	132/22.9/10	20.0	24.5	25.7	25.2	26.9	26.2	27.6	26.9	28.5	28.2	29.9	32.4	35.8
Tocacha T2	132/22.9/10	7.0	32.2	33.8	33.1	35.3	34.4	36.3	35.3	37.5	37.0	39.2	42.6	47.0


Leyenda: 

Tabla 6.32 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 4

6.6.2.1.3 Carga en Líneas de Transmisión

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Líneas de Transmisión” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.33 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, se observa que no hay observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Líneas de Transmisión”, entre otros por el modelamiento de la puesta en operación del proyecto “LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte, SE Tarapoto Norte 220/138 kV y ampliaciones asociadas”.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Líneas de Transmisión de 220kV														
Cáclic - Belaunde Terry T1	220	220.0	28.5	29.7	29.2	29.8	16.0	16.7	17.3	17.2	18.8	19.2	53.4	53.4
Cáclic - Belaunde Terry T2	220	220.0	-	-	-	-	16.0	16.7	17.3	17.2	18.8	19.2	53.4	53.4
Belaunde Terry - Tarapoto Norte T1	220	320.0	-	-	7.7	7.9	8.0	8.3	8.6	8.8	9.5	10.0	12.3	12.5
Belaunde Terry - Tarapoto Norte T2	220	320.0	-	-	7.6	7.8	8.0	8.2	8.5	8.8	9.4	10.0	12.2	12.4
Líneas de Transmisión de 138kV														
Belaunde Terry - Moyobamba	138	44.9	42.0	42.3	42.3	44.0	43.7	45.0	46.3	47.4	46.8	50.7	60.0	62.6
Belaunde Terry - Tarapoto	138	44.9	97.0	98.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarapoto - Tarapoto Norte T1	138	44.9	-	-	44.9	44.8	44.8	48.1	48.3	51.4	53.7	57.5	57.5	57.4
Tarapoto - Tarapoto Norte T2	138	44.9	-	-	20.7	20.5	20.5	21.9	22.1	23.4	24.4	26.1	26.1	25.9
Tarapoto Norte - Picota	138	44.9	-	-	5.7	5.7	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Picota - Tarapoto	138	44.9	6.5	6.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bellavista - Tarapoto	138	44.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bellavista - Picota	138	44.9	9.5	9.6	9.7	10.0	10.2	10.3	10.6	10.9	10.7	10.8	12.2	13.0
Juanjui - Bellavista	138	44.9	24.0	25.7	26.6	27.3	28.2	28.4	29.0	30.3	33.0	33.3	41.4	43.7
Juanjui - Tocache	138	44.9	35.1	35.2	36.0	37.2	38.0	40.7	40.2	41.6	45.3	48.4	55.7	58.2
Líneas de Transmisión de 60kV														
Moyobamba - Rioja	60	55.1	26.3	26.4	27.4	27.9	28.6	28.6	30.1	30.2	32.9	33.0	38.5	38.6
Rioja - Cemento Selva	60	49.4	20.3	20.7	21.0	21.7	21.8	22.2	22.8	23.3	24.8	25.2	28.4	29.0
Cemento Selva - Nueva Cajamarca	60	49.4	13.5	13.4	14.3	14.4	15.1	15.0	16.0	16.0	17.7	17.7	21.5	21.5
Moyobamba - Gera	60	28.1	20.5	20.4	21.1	22.3	20.3	20.1	20.2	20.2	17.7	21.2	18.8	17.6
Tarapoto - Pongo de Caynarachi	60	41.6	25.5	28.3	27.9	31.3	30.0	33.8	32.8	36.5	37.5	42.7	27.6	30.4
Pongo de Caynarachi - Yurimaguas	60	39.2	19.5	21.6	21.4	23.8	22.9	25.7	25.0	27.7	28.5	32.3	20.8	22.7

Legenda: 
 Carga(%) 100< 100-110 110-120 >120 n/a

Tabla 6.33 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 4

6.6.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.6.2.2.1 Casos de contingencias simples en Líneas de Transmisión

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) definidas como salidas individuales de las principales líneas de transmisión en los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW en el Área de Demanda 4.

El resultado de dicho análisis se muestra en la Tabla 6.34, para la hora de máxima demanda. Las observaciones al análisis señalado son los siguientes:

- Los problemas de colapso de tensión en el corto plazo se solucionan con el modelamiento de la puesta en operación de los proyectos “LT 220 kV Caclic – Belaunde Terry” (2do Circuito) y “LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte, SE Tarapoto Norte 220/138 kV y ampliaciones asociadas”.
- Ante un evento de contingencia de la línea de 138 kV L-1049 Belaunde Terry – Moyobamba, el sistema eléctrico Moyobamba no cumple el análisis de redundancia “N-1”, en el largo plazo.

Circuito F/S	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Cáclic - Belaunde Terry T1	220												
Cáclic - Belaunde Terry T2	220	-	-	-	-								
Belaunde Terry - Tarapoto Norte T1	220	-	-										
Belaunde Terry - Tarapoto Norte T2	220	-	-										
Belaunde Terry - Tarapoto	138	f/s	f/s	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Belaunde Terry - Moyobamba	138	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s
Tarapoto - Tarapoto Norte T1	138	-	-										
Tarapoto - Tarapoto Norte T2	138	-	-										

Legenda:

	Operación factible
	Colapso de tensión
f/s	Interrupción de Suministro
-	n/a

Tabla 6.34 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 4

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la Tabla 6.35.

Circuito F/S	Barra	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
Cáctic - Belaunde Terry T1	Belaunde Terry	0.975	0.971	0.997	1.002	1.008	0.978	1.006	0.972	0.994	0.961	1.010	0.982	1.003	0.975	0.997	0.965	0.994	0.953	1.000	0.959				
	Belaunde Terry	0.986	1.014	0.979	0.984	0.991	0.962	0.988	0.956	0.986	0.955	0.991	0.966	1.017	0.990	1.008	0.978	1.004	0.963	1.008	0.966				
	Moyobamba	1.012	1.040	1.005	1.009	1.017	0.988	1.014	0.981	1.012	0.980	1.017	0.991	1.015	0.987	1.005	0.975	1.001	0.960	1.005	0.963				
	Tarapoto Norte	-	-	0.994	1.000	1.007	0.975	1.003	0.969	0.991	0.957	1.006	0.978	1.000	0.971	0.992	0.959	0.985	0.942	0.993	0.950				
	Tarapoto Norte	-	-	1.013	1.002	1.019	0.986	1.004	0.968	1.012	0.976	1.005	0.976	1.010	0.979	1.000	0.965	0.999	0.953	1.000	0.954				
	Tarapoto	0.984	1.010	1.009	0.999	1.016	0.983	1.000	0.964	1.009	0.972	1.002	0.972	1.007	0.976	0.996	0.961	0.995	0.949	0.997	0.950				
	Tarapoto	1.030	1.033	1.021	1.016	1.025	0.988	1.014	0.972	1.014	0.972	1.011	0.977	1.015	0.979	0.996	0.954	1.028	0.976	1.026	0.973				
	Yurimaguas	0.951	0.945	0.933	0.917	0.931	0.889	0.906	0.858	0.910	0.861	0.894	0.854	0.895	0.852	0.858	0.805	0.943	0.884	0.932	0.871				
	Picota	0.975	0.991	0.993	0.985	0.982	0.982	0.998	0.980	0.980	0.982	0.981	0.989	0.989	1.005	1.005	0.989	0.988	0.956	0.956					
	Bellavista	0.977	0.993	0.995	0.987	0.984	0.984	1.000	1.000	0.982	0.982	0.984	0.984	0.991	0.991	1.007	1.007	0.991	0.990	0.959	0.958				
	Toache	0.983	0.990	0.993	0.986	0.986	0.986	0.992	0.992	0.988	0.988	0.990	0.990	1.003	1.003	1.010	1.010	1.009	1.008	0.983	0.983				
	Cáctic - Belaunde Terry T2	Belaunde Terry	0.975	0.971	0.997	1.002	1.008	0.978	1.006	0.972	0.994	0.961	1.010	0.982	1.003	0.975	0.997	0.965	0.994	0.953	1.000	0.959			
Belaunde Terry		0.986	1.014	0.979	0.984	0.991	0.962	0.988	0.956	0.986	0.955	0.991	0.966	1.017	0.990	1.008	0.978	1.004	0.963	1.008	0.966				
Moyobamba		1.012	1.040	1.005	1.009	1.017	0.988	1.014	0.981	1.012	0.980	1.017	0.991	1.015	0.987	1.005	0.975	1.001	0.960	1.005	0.963				
Tarapoto Norte		-	-	0.994	1.000	1.007	0.975	1.003	0.969	0.991	0.957	1.006	0.978	1.000	0.971	0.992	0.959	0.985	0.942	0.993	0.950				
Tarapoto Norte		-	-	1.013	1.002	1.019	0.986	1.004	0.968	1.012	0.976	1.005	0.976	1.010	0.979	1.000	0.965	0.999	0.953	1.000	0.954				
Tarapoto		0.984	1.010	1.009	0.999	1.016	0.983	1.000	0.964	1.009	0.972	1.002	0.972	1.007	0.976	0.996	0.961	0.995	0.949	0.997	0.950				
Tarapoto		1.030	1.033	1.021	1.016	1.025	0.988	1.014	0.972	1.014	0.972	1.011	0.977	1.015	0.979	0.996	0.954	1.028	0.976	1.026	0.973				
Yurimaguas		0.951	0.945	0.933	0.917	0.931	0.889	0.906	0.858	0.910	0.861	0.894	0.854	0.895	0.852	0.858	0.805	0.943	0.884	0.932	0.871				
Picota		0.975	0.991	0.993	0.985	0.985	0.982	0.982	0.998	0.980	0.980	0.982	0.981	0.989	0.989	1.005	1.005	0.989	0.988	0.956	0.956				
Bellavista		0.977	0.993	0.995	0.987	0.987	0.984	0.984	1.000	1.000	0.982	0.982	0.984	0.984	0.991	0.991	1.007	1.007	0.991	0.990	0.959	0.958			
Toache		0.983	0.990	0.993	0.986	0.986	0.986	0.992	0.992	0.988	0.988	0.990	0.990	1.003	1.003	1.010	1.010	1.009	1.008	0.983	0.983				
Belaunde Terry - Tarapoto Norte T1		Belaunde Terry	0.975	0.971	0.997	1.002	1.008	0.965	1.002	0.966	1.008	0.992	1.006	0.989	0.994	0.977	1.010	0.992	1.003	0.985	0.997	0.978	0.994	0.980	1.000
	Belaunde Terry	0.986	1.014	0.979	0.984	0.990	0.950	0.984	0.950	0.991	0.975	0.988	0.971	0.986	0.971	0.991	0.975	1.017	1.000	1.008	0.990	1.004	0.990	1.008	0.994
	Moyobamba	1.012	1.040	1.005	1.009	1.017	0.975	1.009	0.974	1.017	1.001	1.014	0.996	1.012	0.996	1.017	1.000	1.015	0.998	1.005	0.987	1.001	0.986	1.005	0.990
	Tarapoto Norte	-	-	0.994	1.000	1.007	0.950	1.000	0.954	1.007	0.981	1.003	0.976	0.991	0.963	1.006	0.977	1.000	0.969	0.992	0.959	0.985	0.953	0.993	0.963
	Tarapoto Norte	-	-	1.013	1.002	1.019	0.967	1.002	0.954	1.019	0.992	1.004	0.975	1.012	0.983	1.005	0.975	1.010	0.978	1.000	0.965	0.999	0.965	1.000	0.968
	Tarapoto	0.984	1.010	1.009	0.999	1.016	0.963	0.999	0.951	1.016	0.989	1.000	0.971	1.009	0.979	1.002	0.971	1.007	0.974	0.996	0.961	0.995	0.961	0.997	0.964
	Tarapoto	1.030	1.033	1.021	1.016	1.025	0.969	1.016	0.961	1.025	0.995	1.014	0.981	1.014	0.980	1.011	0.976	1.015	0.978	0.996	0.953	1.028	0.990	1.026	0.989
	Yurimaguas	0.951	0.945	0.933	0.917	0.931	0.875	0.917	0.854	0.931	0.897	0.906	0.868	0.910	0.871	0.894	0.853	0.895	0.850	0.858	0.805	0.943	0.900	0.932	0.890
	Picota	0.975	0.991	0.993	0.985	0.985	0.982	0.982	0.998	0.980	0.980	0.982	0.981	0.989	0.989	1.005	1.005	0.989	0.989	0.956	0.956				
	Bellavista	0.977	0.993	0.995	0.987	0.987	0.984	0.984	1.000	1.000	0.982	0.982	0.984	0.984	0.991	0.991	1.007	1.007	0.991	0.991	0.959	0.959			
	Toache	0.983	0.990	0.993	0.986	0.986	0.986	0.992	0.992	0.988	0.988	0.990	0.990	1.003	1.003	1.010	1.010	1.009	1.009	0.983	0.983				
	Belaunde Terry - Tarapoto Norte T2	Belaunde Terry	0.975	0.971	0.997	1.002	1.008	0.965	1.002	0.966	1.008	0.992	1.006	0.989	0.994	0.977	1.010	0.992	1.003	0.985	0.997	0.978	0.994	0.980	1.000
Belaunde Terry		0.986	1.014	0.979	0.984	0.990	0.950	0.984	0.950	0.991	0.975	0.988	0.971	0.986	0.971	0.991	0.975	1.017	1.000	1.008	0.990	1.004	0.990	1.008	0.994
Moyobamba		1.012	1.040	1.005	1.009	1.017	0.975	1.009	0.974	1.017	1.001	1.014	0.996	1.012	0.996	1.017	1.000	1.015	0.998	1.005	0.987	1.001	0.986	1.005	0.990
Tarapoto Norte		-	-	0.994	1.000	1.007	0.950	1.000	0.954	1.007	0.981	1.003	0.976	0.991	0.963	1.006	0.977	1.000	0.969	0.992	0.959	0.985	0.953	0.993	0.963
Tarapoto Norte		-	-	1.013	1.002	1.019	0.967	1.002	0.954	1.019	0.992	1.004	0.975	1.012	0.983	1.005	0.975	1.010	0.978	1.000	0.965	0.999	0.965	1.000	0.968
Tarapoto		0.984	1.010	1.009	0.999	1.016	0.963	0.999	0.951	1.016	0.989	1.000	0.971	1.009	0.979	1.002	0.971	1.007	0.974	0.996	0.961	0.995	0.961	0.997	0.964
Tarapoto		1.030	1.033	1.021	1.016	1.025	0.969	1.016	0.961	1.025	0.995	1.014	0.981	1.014	0.980	1.011	0.976	1.015	0.978	0.996	0.953	1.028	0.990	1.026	0.989
Yurimaguas		0.951	0.945	0.933	0.917	0.931	0.875	0.917	0.854	0.931	0.896	0.906	0.868	0.910	0.871	0.894	0.853	0.895	0.850	0.858	0.804	0.943	0.900	0.932	0.890
Picota		0.975	0.991	0.993	0.985	0.985	0.982	0.982	0.998	0.980	0.980	0.982	0.981	0.989	0.989	1.005	1.005	0.989	0.989	0.956	0.956				
Bellavista		0.977	0.993	0.995	0.987	0.987	0.984	0.984	1.000	1.000	0.982	0.982	0.984	0.984	0.991	0.991	1.007	1.007	0.991	0.991	0.959	0.959			
Toache		0.983	0.990	0.993	0.986	0.986	0.986	0.992	0.992	0.988	0.988	0.990	0.990	1.003	1.003	1.010	1.010	1.009	1.009	0.983	0.983				
Belaunde Terry - Tarapoto		Belaunde Terry	0.975	1.003	0.971	1.002	0.997	1.002	1.008	1.006															

6.6.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha las “Corrientes de Cortocircuito Monofásico” – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.37 se presentan las máximas corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 4.

Del análisis señalado, se observa que el valor máximo de la intensidad de cortocircuito, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 3.4 kA en la barra “Moyobamba 60 kV”.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]
Zona Moyobamba - Rioja - Ncajamarca						
Belaunde Terry 220	1.2	1.4	2.1	2.5	2.5	2.5
Belaunde Terry 138	1.7	1.9	2.4	2.7	2.7	2.7
Moyobamba 138	1.6	1.7	2.2	2.4	2.4	2.4
Moyobamba 60	2.7	2.8	3.2	3.4	3.4	3.4
Rioja 60	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2
Cemento Selva 60	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Nva Cajamarca 60	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Gera 60	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1
Zona Tarapoto						
Tarapoto 220		1.2	1.6	1.9	1.9	1.9
Tarapoto Norte 138		1.6	2.1	2.3	2.3	2.3
Tarapoto 138	0.9	1.5	1.9	2.1	2.1	2.1
Tarapoto 60	0.9	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
P. Caynarichi 60	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Yurimaguas 60	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Zona Bellavista - Juanjui						
Picota 138	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Bellavista 138	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Juanjui 138	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Tocache 138	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

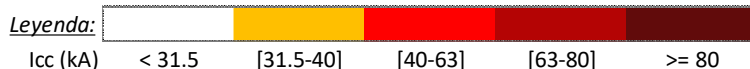


Tabla 6.37 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 4

6.6.3 Conclusiones

v) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:

- d. Tensiones en barras. Luego de la entrada en operación de los proyectos vinculantes, todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, excepto la barra “Yurimaguas 60 kV”, la cual presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en todo el periodo de estudio

e. Carga en transformadores. Todos los transformadores operan con un factor de utilización menor a “100 %”, es decir no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

f. Carga en líneas. Todas las líneas de transmisión operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

vi) Diagnóstico de la operación en contingencia.

Se ha identificado que el sistema eléctrico Moyobamba no cumple el criterio de redundancia N-1, cuya demanda asociada es de 30 MW en el año 2028 y 37 MW el año 2032.

vii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 3.4 kA en todo el periodo de estudio.

6.7 Área de demanda 5

6.7.1 Información base

6.7.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 5 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.38.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
5	Chanchamayo, Tarma, Tarma Rural	Condorcocha	44	ELECTROCENTRO S.A.	ELECTROCENTRO S.A. STATKRAFT PERÚ S.A. UNACEM S.A.A. CONENHUA S.A. ADINELSA RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. ELECTRO PERÚ S.A. CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.
	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural	Huancavelica	220		
	Huaytará-Chocorvos			ELECTRO DUNAS S.A.A.	
	Huánuco, Huánuco Rural 1, Huánuco Rural 2	Huánuco	138	ELECTROCENTRO S.A.	
	Huancayo, Valle del Mantaro 1, Valle del Mantaro 2, Valle del Mantaro 3, Valle del Mantaro 4	Huayucachi	220		
	Ayacucho, Ayacucho Rural, Cangallo-Llusita, Huanta Ciudad, Huanta Rural, Pampas, San Francisco, Tablachaca	Mantaro			
	Aucayacu, Tingo María, Tingo María Rural	Tingo María	138		
	Carhuamayo, Chalhuamayo-Satipo, Junín, Oroya, Pasco, Pasco Rural, Pichanaki, Pozuzo, San José, Yaupi	Oroya Nueva 50	50		
	Pangoa			ELECTRO PANGO A.S.A.	
	Tocache	Tocache		ELECTRO TOCACHE S.A.	
PSE Pasco Rural (Huachón)	Yaupi	138	ADINELSA		

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.38 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 5

En la Figura 6.18 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 5.



Figura 6.18 Ubicación geográfica del Área de Demanda 5



Figura 6.19 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 5

6.7.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.20 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 5 incluyendo los principales planes vinculantes.

- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.7.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras
- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.7.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.51 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Todas las barras analizadas en MAT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado.

Barra	Vn (kV)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Huanuco-T. María													
HUALLANCA NUEVA 220	225	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
HUALLANCA NUEVA 60	60,2	0,991	0,992	0,993	0,992	0,993	0,992	0,993	0,992	0,996	0,996	0,996	0,995
TINGO MARIA 220 - TR1	221	1,004	1,000	1,010	1,003	1,010	1,002	1,007	0,998	1,008	1,000	1,001	0,996
NUEVA TINGO MARIA 220	220	-	-	1,015	1,009	1,015	1,007	1,012	1,004	1,009	1,001	1,003	0,997
TINGO MARIA 138	139	0,994	0,988	0,994	0,990	0,996	0,989	0,999	1,003	1,001	0,997	1,020	1,010
AUCAYACU 138	138	1,001	0,994	1,001	0,995	1,005	0,996	1,004	1,007	0,998	0,996	1,017	1,009
TOCACHE 138	140	0,982	0,972	0,980	0,972	0,991	0,979	0,980	0,981	0,987	0,989	1,006	1,002
YAROS 220	220	1,009	1,011	1,012	1,010	1,011	1,007	1,009	1,004	0,999	0,994	0,995	0,990
AMARILIS 138A	133	1,012	1,008	1,008	1,007	1,007	1,004	1,006	1,007	0,983	0,980	0,975	0,980
LORENZA138	138	-	0,961	0,958	0,959	0,957	0,956	0,956	0,958	0,984	0,980	0,978	0,982
PIEDRA BLANCA 138	138	0,994	0,989	0,993	0,990	0,994	0,989	0,996	0,999	0,997	0,993	1,007	1,002
HUANUCO 138	133	1,008	1,003	1,004	1,003	1,003	1,000	1,002	1,002	0,979	0,975	0,969	0,974
2. Pasco													
PARAGSHA II 220A	224	0,999	1,000	1,004	1,005	1,002	1,003	1,003	1,002	1,007	1,007	1,001	1,002
PARAGSHA I 138	128	0,988	1,002	0,992	0,996	0,990	0,992	0,990	0,993	0,968	0,962	0,963	0,965
PARAGSHA II 138	128	0,989	1,003	0,993	0,997	0,991	0,993	0,991	0,994	1,043	1,037	1,038	1,040
OXIDOS CERRO 138	128	0,989	1,002	0,992	0,996	0,990	0,992	0,991	0,993	1,042	1,036	1,038	1,040
CINCO MANANTIALES 138	128	0,973	0,985	0,977	0,983	0,976	0,979	0,976	0,980	1,022	1,017	1,020	1,021
3. Junin													
CARHUAMAYO 220A	225	0,992	0,994	0,998	1,001	0,996	0,998	0,998	0,999	1,007	1,008	1,000	1,003
CARHUAMAYO STAT 138	128	0,970	0,983	0,976	0,985	0,974	0,982	0,975	0,983	1,017	1,016	1,017	1,020
CARHUAMAYO ATN138	128	0,972	0,985	0,978	0,987	0,976	0,984	0,976	0,985	1,020	1,019	1,021	1,023
4. Oroya													
CARIPA 138	121	1,004	1,019	1,011	1,024	1,011	1,022	1,012	1,023	1,027	1,032	1,029	1,036
OROYA NUEVA 138	121	0,983	1,000	0,992	1,007	0,991	1,004	0,994	1,007	1,000	1,007	1,003	1,012
5. Tarma-Chanchamayo													
LA VIRGEN138	128	0,969	0,980	0,972	0,983	0,974	0,982	0,974	0,982	0,981	0,985	0,982	0,987
6. Huancayo													
HUAYUCACHI 220	231	0,976	0,976	0,976	0,975	0,974	0,974	0,975	0,974	1,004	1,001	0,976	0,983
ORCOTUNA 220A	231	0,975	0,975	0,975	0,975	0,973	0,973	0,975	0,974	1,005	1,002	0,978	0,985
7. Huancavelica													
CAMPO ARMIÑO 220B	230	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,010
HUANCAVELICA 220B	230	0,989	0,989	0,993	0,995	0,987	0,988	0,989	0,991	1,018	1,016	0,996	1,005
CHIRIBAMBA220B(1)	223	1,010	1,012	1,020	1,024	1,006	1,009	1,011	1,014	1,011	1,008	0,993	1,002
8. Ayacucho													
MOLLEPATA 220	225	0,994	0,981	0,992	0,991	0,986	0,983	0,990	0,987	1,008	1,000	0,984	0,983
9. Oxapampa-Satipo													
OXAPAMPA 138	138	0,998	0,998	1,002	1,003	0,998	1,000	1,000	1,000	0,999	0,999	0,995	0,995

Legenda:

Uo < 0.950 pu	operación infactible
Uo [0.95-1.05] pu	- n/a
Uo > 1.050 pu	

Tabla 6.40 Tensiones en Barra - Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 5

6.7.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.41 para la hora de máxima demanda. En esta tabla solo se muestran los resultados para los transformadores MAT/AT.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- Los transformadores MAT/AT de las subestaciones Mollepata y Huayucachi presentan sobrecarga al final del período de evaluación (año 2032), lo que implica que los suministros de 220 kV que atienden a las ciudades de Ayacucho y Huancayo no tendrían suficiente capacidad para atender el crecimiento de la demanda desde el 2032 en adelante.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMeh	2023_EsMax	2024_AvMeh	2024_EsMax	2025_AvMeh	2025_EsMax	2026_AvMeh	2026_EsMax	2028_AvMeh	2028_EsMax	2032_AvMeh	2032_EsMax
1. Transformadores 220/138															
HUALLANCA NUEVA 220	Tr3 HuallancaNueva 220/60	220/60/33	50	57.7	44.0	52.9	43.9	53.1	44.5	54.1	42.4	54.5	42.2	51.7	44.4
TINGO MARIA 220 - TR1	TR1_TINGO MARIA 220/138	220/138/10	50	29.0	28.8	28.9	29.9	29.5	31.6	32.0	36.5	29.1	33.6	41.3	40.3
TINGO MARIA 220 - TR2	TR2_TINGO MARIA 220/138	220/138/10	50	30.4	30.2	30.4	31.4	31.0	33.1	33.6	38.3	30.5	35.3	43.4	42.4
CARHUAMAYO 220B	TR CARHUAMAYO 220/138	220/125/10	150	11.0	15.3	11.1	17.0	10.9	16.9	11.4	18.5	23.0	26.8	25.9	28.0
PARAGSHA II 220B	TR PARAGSHA 220/138	220/127/10	120	29.4	40.1	28.1	37.1	28.5	36.8	29.8	38.5	32.3	41.1	33.4	42.7
YAROS 220	TR YAROS 220/138	220/138/33	100	32.1	27.2	21.7	28.1	22.4	28.5	19.1	24.9	17.6	26.4	16.2	27.0
OROYA NUEVA 220	TR OROYA 220/50	220/50/13.8	100	68.3	30.8	61.2	28.9	58.9	29.5	59.6	27.7	60.6	30.1	55.7	34.3
2. Transformadores 220/60															
HUAYUCACHI 220	TR1 HUAYUCACHI 220/60	225/62.3/10.3	30	90.3	91.8	90.9	92.1	91.2	92.5	91.8	93.3	90.9	97.7	100.3	116.5
HUAYUCACHI 220	TR2 HUAYUCACHI 220/60	225/62/10	50	49.3	53.9	51.6	55.1	52.6	56.4	53.4	58.9	56.0	63.3	63.3	72.6
ORCOTUNA 220A	TR ORCOTUNA 220/60	220/60/10	50	20.2	28.7	21.1	30.0	21.8	32.5	23.4	42.5	28.1	49.3	39.9	53.7
CAMPO ARMIÑO 220B	TR COBRIZA 220/60	230/69/10	50	37.4	36.1	35.9	38.3	37.8	39.7	38.4	40.6	39.8	44.0	46.2	48.7
HUANCAVELICA 220B	TR HUANCAVELICA 220/60	225/62.3/10.3	30	56.4	61.7	57.9	63.2	60.0	65.5	61.7	67.4	67.8	76.5	79.0	84.9
MOLLEPATA 220	TR MOLLEPATA 220/66	220/66/10	50	65.0	93.1	73.9	88.4	75.9	92.7	75.8	94.1	79.6	98.0	87.2	111.6
CHIRIBAMBA 220B(1)	TR Chiribamba 220/60	225/60/22.9	25	27.0	36.6	27.6	33.9	34.2	40.2	32.6	39.0	39.7	43.9	40.2	44.7
3. Transformadores 138/50															
OROYA NUEVA 138	TR1 OROYA 138/50	115/48/11	30	76.8	45.1	71.2	41.6	70.6	41.0	64.2	37.8	71.7	55.7	65.0	53.4
OROYA NUEVA 138	TR2 OROYA 138/50	115/48/11	30	76.8	45.1	71.2	41.6	70.6	41.0	64.2	37.8	71.7	55.7	65.0	53.4
OXAPAMPA 138	TR OXAPAMPA 138/60	132/60/22.9	25	60.1	49.7	36.5	51.2	41.1	55.0	38.0	44.7	43.1	50.6	46.6	54.8
PARAGSHA I 138	TR1 PARAGSHA 138/50	120/48/12.6	44	21.1	24.4	21.6	24.7	22.4	25.5	22.7	26.0	22.0	26.5	24.1	28.6
PARAGSHA I 138	TR2 PARAGSHA 138/50	120/48/12.6	44	21.1	24.4	21.6	24.7	22.4	25.5	22.7	26.0	22.0	26.5	24.1	28.6
CARHUAMAYO STAT 138	TR CARHUAMAYO 138/50	125/48/11	30	48.7	47.1	50.3	49.5	52.4	52.1	56.9	55.7	63.7	62.8	71.8	70.9

Legenda: 
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.41 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 5

6.7.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.54 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- De todas las líneas MAT consideradas en la evaluación, solo la línea 138 kV Carhuamayo – Caripa presenta una sobrecarga puntual en el escenario de avenida del año 2026, esta situación se origina debido a que su capacidad nominal ha sido disminuida por aspectos operativos de protección. Para el largo plazo, se supera esta restricción de capacidad.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Líneas de 220 kV														
LT MOLLEPATA - FRIASPATA	220	250,0	14,9	21,0	17,2	19,8	17,4	20,6	17,2	20,8	15,9	19,6	17,4	22,3
2. Líneas de 138 kV														
LT 138 kV TINGO MARIA - PIEDRA BLANCA	138	44,9	71,6	44,7	66,4	43,9	66,1	46,3	64,5	48,9	58,9	41,4	62,7	41,9
LT 138 kV PIEDRA BLANCA - AMARILIS	138	44,9	82,1	54,3	76,9	53,9	76,9	56,6	76,2	60,2	68,2	49,6	75,0	53,0
LT 138 kV Paragsha-Amarilis	138	75,0	40,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LT 138 kV AMARILIS - STA LORENZA	138	75,0	-	16,8	22,4	18,5	22,4	18,6	18,5	17,4	6,0	6,2	7,0	3,9
LT 138 kV STA LORENZA - PARAGSHA II	138	75,0	-	35,0	41,0	36,5	41,1	36,9	36,5	34,1	23,5	23,4	19,9	19,7
LT 138 kV PARAGSHA II - OXIDOS	125	72,1	26,3	26,4	25,0	20,6	25,4	20,8	28,1	21,7	21,8	18,3	21,5	19,4
LT 138 kV OXIDOS - CINCO MANANTIALES	125	72,1	29,6	28,0	28,4	22,4	29,0	23,0	32,4	24,7	23,0	18,7	23,1	20,3
LT 138 kV CINCO MANANTIALES - CARHUAMAYO	125	72,1	53,1	50,4	53,1	50,1	54,0	51,7	58,9	55,1	34,7	31,3	36,6	34,4
LT 138 kV CARHUAMAYO ATN - CARHUAMAYO	138	99,9	18,3	25,4	18,5	28,1	18,2	28,0	19,0	30,7	35,6	41,7	39,6	43,2
LT 138 kV CARHUAMAYO - CARIPA	126	63,3	98,6	55,4	96,2	54,5	96,7	57,9	103,6	58,1	58,3	35,0	59,7	39,6
LT 138 kV CARIPA - OROYA NUEVA	125	62,8	79,8	46,8	73,9	43,2	73,3	42,5	66,7	39,3	37,6	29,2	34,0	28,0
LT 138 kV Yaupi-Oxapampa	138	60,0	26,2	21,7	15,5	22,3	17,9	24,0	11,6	17,1	11,8	18,1	14,2	19,9

Legenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.42 Carga en Líneas MAT – Hora Máxima Demanda – en el Área de Demanda 5

6.7.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.7.2.2.1 Casos de contingencias simples en líneas

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión. Para tal efecto, se ha considerado sólo las zonas donde se presentan condiciones operativas deficientes o inadecuadas.

Los resultados de las simulaciones de contingencias se resumen en la Tabla 6.55.

Circuito F/S	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
LT 220 kV MOLLEPATA - FRIASPATA												
LT 220 kV Mantaro-Huayucachi												

Legenda:
 operación factible
 operación infactible
 @ operación infactible en condición N
 - n/a

Tabla 6.43 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 5

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
LT 220 kV MOLLEPATA - FRIASPATA	LT 60 kV COBRIZA I - COBRIZA II	28,4	26,2	27,0	27,0	28,0	28,0	28,6	28,6	29,1	29,1	28,9	28,9	29,8	29,8	30,0	30,0	31,3	31,3	32,8	32,8	33,6	33,6	33,6	33,6
LT 220 kV Mantaro-Huayucachi	LT 220 kV Orcotuna-Huanua	17,3	28,2	12,8	38,4	25,5	31,6	13,1	40,0	27,5	33,3	15,1	42,5	23,4	34,4	14,3	46,3	22,2	37,0	12,7	50,8	39,5	47,6	28,6	59,0

Leyenda:
 [50-60]% carga
 [60-80]% carga
 [80-100]% carga
 [100-110]% carga
 [110-120]% carga
 >120% carga
 operación ineficaz
 n/a

Tabla 6.44 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
LT 220 kV MOLLEPATA - FRIASPATA	MOLLEPATA 220	0,994	0,981	0,992	0,991	0,991	0,991	0,986	0,983	0,983	0,984	0,987	1,006	1,006	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Mollepatas65	1,000	1,004	0,999	1,001	0,997	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001
	COBRIZA II 69	0,999	0,997	0,992	0,997	0,997	0,997	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001
	HUANTA 69	1,012	1,014	1,007	1,014	1,014	1,014	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017
	CANGALLO 66	0,987	1,016	0,980	1,011	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004	0,979	1,004
	SAN FRANCISCO 66	0,985	0,989	0,976	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988	0,982	0,988
LT 220 kV Mantaro-Huayucachi	HUAYUCACHI 220	0,976	0,911	0,976	0,906	0,976	0,913	0,975	0,904	0,974	0,907	0,974	0,898	0,975	0,906	0,974	0,896	1,004	0,949	1,001	0,935	0,976	0,919	0,983	0,969
	HUAYUCACHI 60	0,966	0,904	0,965	0,897	0,965	0,904	0,963	0,892	0,962	0,896	0,961	0,883	0,964	0,894	0,962	0,882	0,976	0,928	0,981	0,923	0,976	0,922	0,983	0,915
	ORCOTUNA 220A	0,975	0,918	0,975	0,914	0,975	0,930	0,975	0,911	0,973	0,915	0,973	0,906	0,975	0,914	0,974	0,904	1,005	0,957	1,002	0,944	0,978	0,927	0,985	0,919
	ORCOTUNA 66A	0,982	0,927	0,985	0,925	0,983	0,959	0,984	0,932	0,980	0,932	0,982	0,916	0,984	0,932	0,985	0,915	0,974	0,928	0,981	0,927	0,977	0,980	0,927	0,980
	PARKUE INDUSTRIAL ELC 60	0,974	0,913	0,974	0,905	0,974	0,913	0,972	0,901	0,974	0,905	0,969	0,893	0,975	0,905	0,973	0,880	0,969	0,912	0,963	0,906	0,909	0,905	0,960	0,894
	SALESIANOS 60	0,978	0,915	0,977	0,908	0,977	0,915	0,975	0,903	0,974	0,907	0,972	0,895	0,975	0,905	0,973	0,892	0,963	0,916	0,968	0,910	0,963	0,909	0,967	0,899
	JAUJAO	0,965	0,909	0,968	0,906	0,966	0,910	0,966	0,902	0,962	0,902	0,963	0,895	0,965	0,901	0,965	0,894	0,962	0,906	0,960	0,904	0,954	0,907	0,956	0,890

Leyenda:
 Uo < 0,950 pu
 Uo [0,950-0,975] pu
 Uo [0,975-1,025] pu
 Uo [1,025-1,050] pu
 Uo > 1,050 pu
 operación ineficaz
 n/a

Tabla 6.45 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.

Observaciones a los estudios de contingencias se resaltan las siguientes:

- En todo el período de evaluación, la contingencia de la línea 220 kV Friaspata – Mollepata provocaría colapso del sistema eléctrico Ayacucho debido a que la red de 66 kV en paralelo no tiene suficiente capacidad, por lo que la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas no cuentan con un suministro confiable. En la siguiente figura se muestra la zona de influencia y el impacto que tendría la contingencia antes señalada en el 2032.

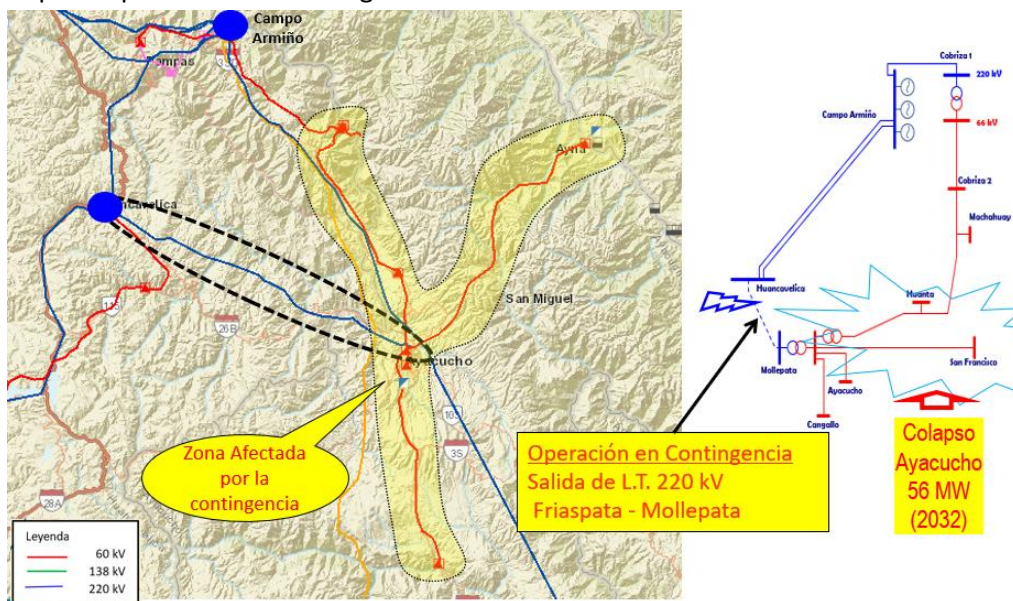


Figura 6.21 Zona de Influencia de la red de subtransmisión de la zona de Ayacucho.

- En el sistema eléctrico Huancayo, la salida de la línea 220 kV Mantaro – Huayucachi provocarían condiciones de operación severas (tensiones menores a 0.9 p.u. en barras 60 kV) desde el 2025 en adelante, situación que podría ocasionar rechazos de carga en la ciudad de Huancayo y zonas aledañas, lo que indica que la redundancia en 220 kV no es la más adecuada para la zona.

6.7.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.46 se presentan los cálculos de las corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 5.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- El valor máximo de la intensidad de cortocircuito observado, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 28,7 kA en la barra CAMPO ARMIÑO 220.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
HUALLANCA NUEVA 220	7,3	7,3	7,3	7,4	7,2	7,2
TINGO MARIA 220 - TR1	3,0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
NUEVA TINGO MARIA 220	-	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0
YAROS 220	12,5	12,5	12,5	13,8	13,8	13,8
AMARILIS 138A	5,3	5,4	5,4	5,4	5,6	5,6
TINGO MARIA 138	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
AUCAYACU 138	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
TOCACHE 138	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PARAGSHA II 220A	8,7	8,8	8,8	8,9	8,7	8,8
CARHUAMAYO 220A	9,2	9,2	9,2	9,3	9,1	9,1
PARAGSHA I 138	6,5	6,5	6,5	6,6	7,1	7,1
CARHUAMAYO STAT 138	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5
CARIPA 138	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9
OROYA NUEVA 138	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
LA VIRGEN138	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
HUAYUCACHI 220	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,9
ORCOTUNA 220A	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3
CAMPO ARMIÑO 220B	28,0	27,6	27,7	28,0	28,7	28,6
HUANCAVELICA 220B	5,4	5,4	5,5	5,5	5,3	5,3
MOLLEPATA 220	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
CHIRIBAMBA220B(1)	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
OXAPAMPA 138	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
PARAGSHA II 138	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,1
CARHUAMAYO ATN138	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,9

Leyenda:

icc [kA]	< 31.5	[31.5-40]	[40-63]	[63-80]	>= 80	n/a
----------	--------	-----------	---------	---------	-------	-----

Tabla 6.46 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 5

6.7.3 Conclusiones

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales

- a. Tensiones en barras. Todas las barras en MAT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado
- b. Carga en transformadores. En el largo plazo, los transformadores MAT/AT de las subestaciones Mollepata y Huayucachi presentan sobrecarga, lo que indica la falta de capacidad en los puntos de suministros 220 kV que alimentan a las ciudades de Ayacucho y Huancayo.
- c. Carga en líneas. En todo período de evaluación, solo se presenta una sobrecarga puntal de la línea 138 kV Carhuamayo – Caripa en el año 2026.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia

El sistema eléctrico de Ayacucho presentaría riesgo de colapso por la salida de la línea 220 kV Friaspata – Mollepata debido a que la red 66 kV en paralelo no cuenta con la suficiente capacidad en todo el período de evaluación, por lo que la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas no cuentan con un suministro confiable.

El sistema eléctrico Huancayo presentaría bajo perfil de tensión en barras AT ante la salida de la línea 220 kV Mantaro – Huayucachi, debido a que la redundancia en 220 kV para la ciudad de Huancayo y zonas aledañas no es suficiente para condiciones N-1.

iii) Niveles de cortocircuito

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 29 kA en todo el periodo de estudio.

iv) Síntesis

Ante la pérdida de la línea 220 kV Friaspata – Mollepata, ocasionaría el colapso total de la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas, debido a la insuficiencia del sistema 66 kV. Por lo anterior, se concluye que la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas no cuentan con suministro confiable en el horizonte de evaluación. Asimismo, la salida de la línea 220 kV Mantaro – Huayucachi provocaría que en el sistema eléctrico Huancayo se presente bajo perfil de tensión en barras AT, debido a que la redundancia en 220 kV no es suficiente para condiciones N-1.

De otro lado, los puntos de suministros primarios que alimentan a los sistemas eléctricos Huancayo y Ayacucho no cuentan con la suficiente capacidad para atender el crecimiento de la demanda desde el 2032 en adelante.

6.8 Área de demanda 6 y 7

6.8.1 Información base

6.8.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 6 y 7 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.47.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
6	Andahuasi	Huacho	220	CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ S.A.C.	EDELNOR S.A.A. STATKRAFT PERÚ S.A. ADINELSA HIDRANDINA S.A. CONENHUA S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Huacho, Sayán-Humaya				
	Huaral-Chancay, Lima Norte	Lima			
	Pativilca, Supe-Barranca	Paramonga Nueva			
	Huamey				
Paramonga	Paramonga Existente	138	EMSEMSA		
7	Cañete, Lunahuaná	Cantera	220	EDECAÑETE S.A.	LUZ DEL SUR S.A.A. EDECAÑETE S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.
	Lima Sur	Lima		LUZ DEL SUR S.A.A.	

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD

Tabla 6.47 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 6 y 7

En la Figura 6.22 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 6 y 7.



Figura 6.22 Ubicación geográfica del Área de Demanda 6 y 7

6.8.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 6 se muestra en la Tabla 6.48 agrupado por nivel de tensión.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 2.3%.
- Esta Área no presenta demanda agregada en MAT
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.5 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 6

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
MT	1356.0	1380.8	1409.8	1489.2	1528.7	1564.4	1587.6	1630.2	1659.8	1690.3	1721.5	1753.6	1786.5	1820.2	1854.8		
AT	65.9	65.9	65.9	92.6	97.0	127.4	209.5	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6	295.6		
MAT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Total	1421.9	1446.7	1475.8	1581.8	1625.7	1691.9	1797.1	1925.7	1955.4	1985.8	2017.1	2049.1	2082.0	2115.8	2150.4		
															Tasa de demanda vegetativa 2018-2032	2.3%	
																Tasa de demanda global 2018-2032	3.0%
																Ratio demandas 2032/2018	1.5

Tabla 6.48 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 6

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 6 se muestra en la Tabla 6.49 agrupado por nivel de tensión.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 2.5%.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.4 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 7

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
MT	1462.1	1507.2	1557.8	1626.7	1676.4	1714.0	1749.0	1784.6	1821.1	1858.6	1897.1	1936.6	1977.1	2018.7	2061.4		
AT	49.6	60.6	65.0	104.4	110.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3		
MAT	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2		
Total	1641.0	1697.1	1752.1	1860.3	1916.0	1959.6	1994.5	2030.1	2066.6	2104.1	2142.6	2182.1	2222.6	2264.2	2306.9		
																Tasa de demanda vegetativa 2018-2032	2.5%
																Tasa de demanda global 2018-2032	2.5%
																Ratio demandas 2032/2018	1.4

Tabla 6.49 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 7

La proyección de demanda eléctrica para las Áreas de Demanda 6 y 7 se muestra en la Tabla 6.50. Para el periodo 2018–2032 presenta una tasa de crecimiento anualizada del 2.7%. El crecimiento esperado de demanda es de 1.5 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 6 y 7

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	2818.1	2888.0	2967.7	3115.9	3205.1	3278.5	3336.6	3414.8	3481.0	3548.9	3618.6	3690.1	3763.6	3838.9	3916.3
AT	115.5	126.5	130.9	197.0	207.3	243.7	325.8	411.8	411.8	411.8	411.8	411.8	411.8	411.8	411.8
MAT	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2	129.2
Total	3062.9	3143.7	3227.8	3442.1	3541.6	3651.4	3791.6	3955.8	4022.0	4090.0	4159.7	4231.2	4304.6	4380.0	4457.3

Tasa de demanda vegetativa 2018-2032 2.4%
Tasa de demanda global 2018-2032 2.7%
Ratio demandas 2032/2018 1.5

Tabla 6.50 Proyección de demanda para las Áreas de Demanda 6 y 7

En la Figura 6.23 se presenta la distribución espacial de la proyección de demanda en el Área de Demanda 6 y 7.

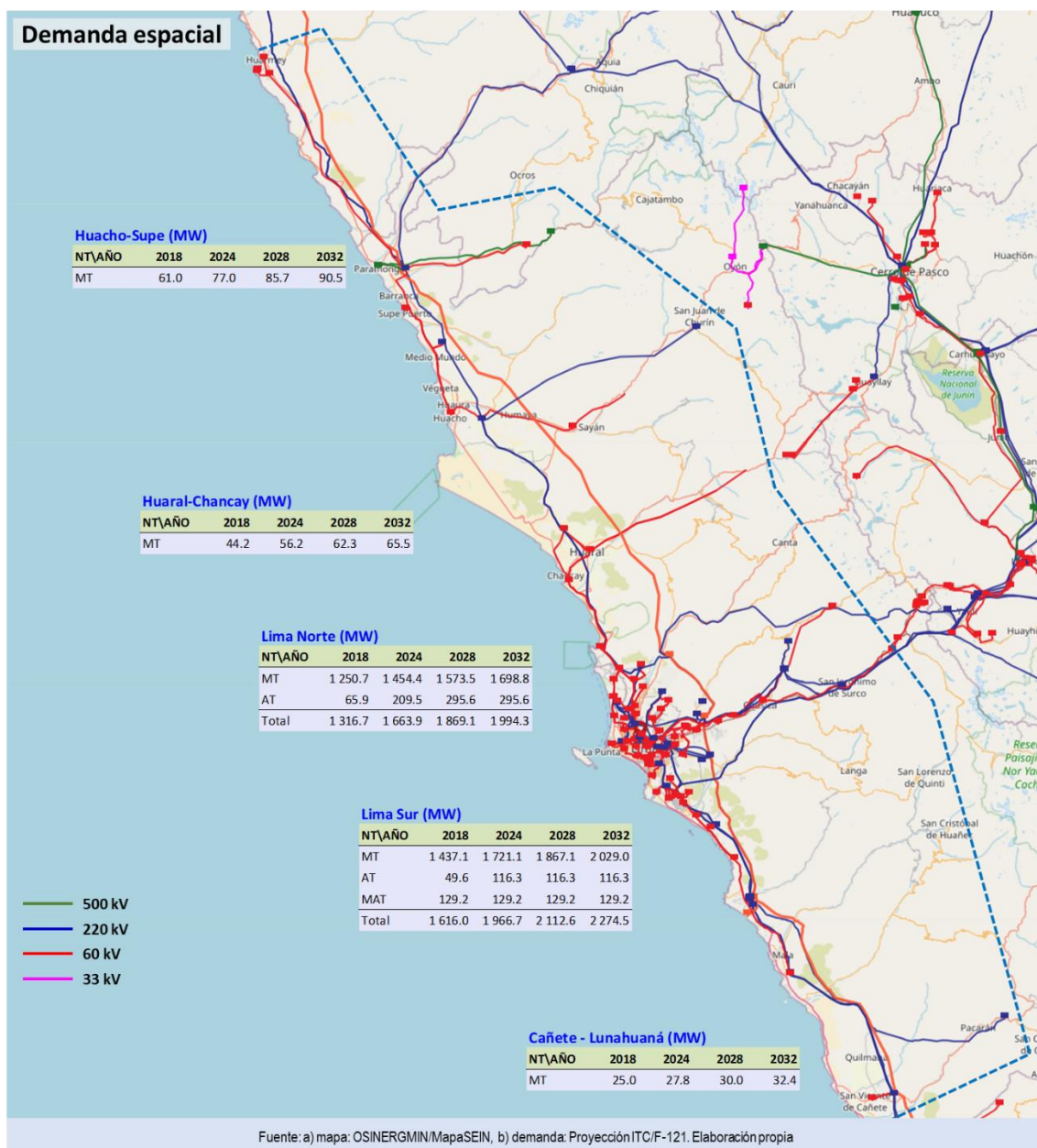


Figura 6.23 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 6 y 7

6.8.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red en las Áreas de Demanda 6 y 7, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.24 se muestra el esquema unifilar simplificado en la situación actual.

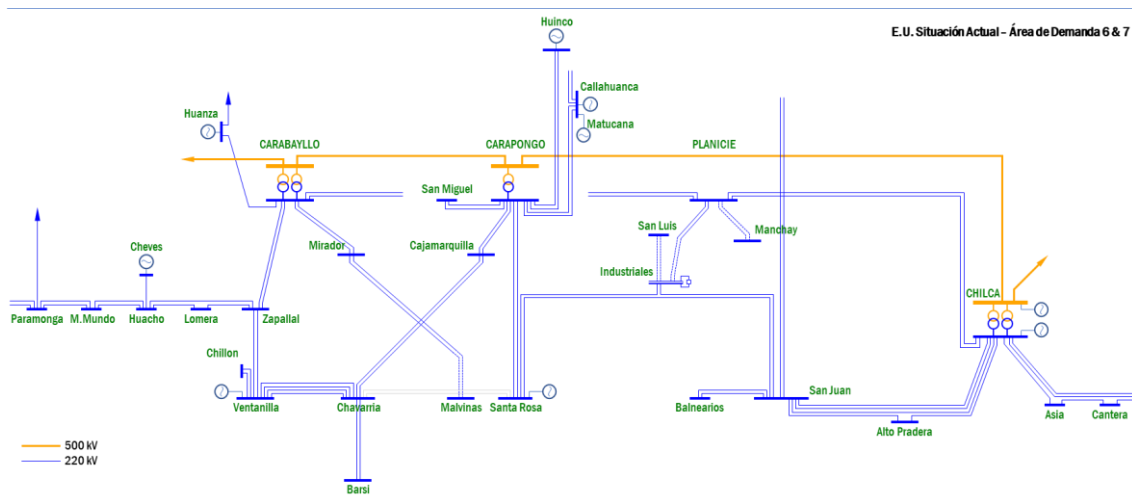


Figura 6.24 Esquema Unifilar en la situación Actual del Área de Demanda 6 y 7

En la Figura 6.25 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo. Este esquema corresponde a la configuración con la línea L-2010 [SANTA ROSA – INDUSTRIALES] Doble Terna y acoplamiento 220 kV INDUSTRIALES cerrado desde cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV del circuito Chilca – Planicie – Carabayllo (2023/Estiaje).

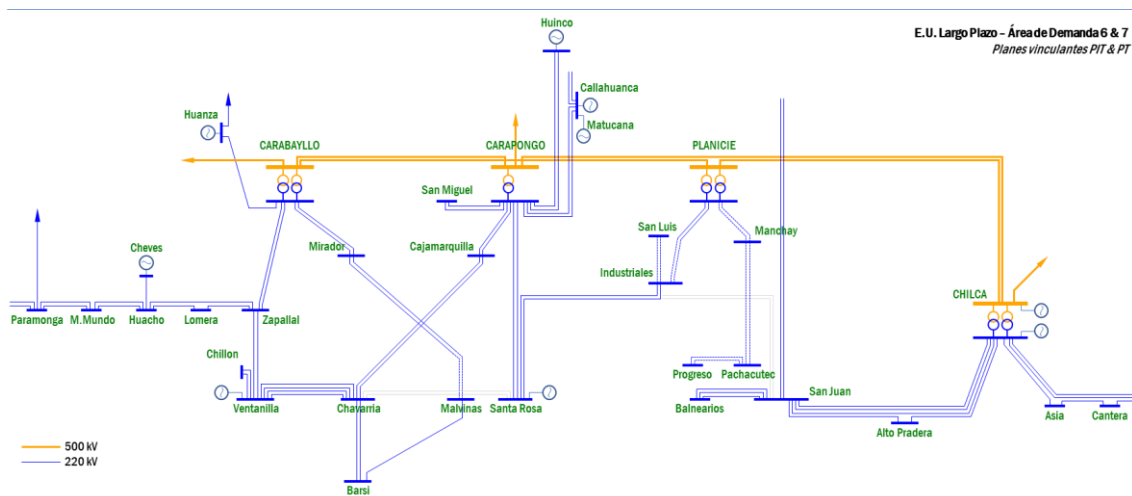


Figura 6.25 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 6 y 7

6.8.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales
- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.8.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras
- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.8.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.51 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras de 220 kV se resaltan las siguientes:

- En las Áreas de Demanda 6 y 7, las barras de 220 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado. Este resultado se obtiene considerando la operación de todos los bancos de capacitores en MT.

Barra	CORTO PLAZO										LARGO PLAZO				
	Vn (kV)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	Vn (kV)	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax	
1. Huacho .. Paramonga															
HUACHO 220	224	0.992	0.998	0.993	1.000	0.994	0.997	0.992	0.997	220	1.002	1.004	0.994	1.001	
LOMERA 220	222.5	0.988	0.993	0.991	0.997	0.991	0.993	0.986	0.993	220	0.989	0.991	0.978	0.989	
MEDIO MUNDO 220	220	1.015	1.021	1.015	1.022	1.016	1.019	1.015	1.019	220	1.006	1.008	0.999	1.006	
Nva. HUARMEY 220	224			0.994	1.003	0.999	1.001	1.001	1.002	220	1.010	1.010	1.003	1.010	
PARAMONGA NUEVA 220	226	0.992	0.997	0.990	0.998	0.992	0.995	0.993	0.995	220	1.010	1.011	1.004	1.010	
2. Lima Norte															
BARSI 220A	216	0.977	0.979	0.976	0.978	0.974	0.976	0.971	0.975	220	0.962	0.963	0.955	0.962	
CAJAMARQUILLA 220A	215	1.002	1.017	1.022	1.017	1.023	1.024	1.023	1.028	220	0.995	0.996	0.996	0.998	
CARABAYLLO 220A	221	0.993	1.001	1.004	1.009	1.005	1.005	1.004	1.005	220	0.993	0.994	0.986	0.993	
CARAPONGO 220A	216	1.000	0.997	1.002	0.996	1.004	1.005	1.006	1.011	220	1.001	1.002	1.003	1.005	
CHAVARRIA 220A	216	0.985	0.986	0.985	0.985	0.983	0.985	0.980	0.983	220	0.973	0.974	0.967	0.973	
LA PLANICIE 220A	220	0.993	1.004	0.997	0.995	0.992	0.996	0.997	1.004	220	1.000	1.003	1.014	1.005	
MALVINAS220A	220	0.976	0.975	0.975	0.979	0.973	0.975	0.971	0.974	220	0.961	0.962	0.953	0.961	
MIRADOR 220A	220	0.986	0.987	0.987	0.993	0.987	0.988	0.985	0.988	220	0.975	0.976	0.966	0.975	
VENTANILLA 220A	217	0.989	0.990	0.990	0.991	0.989	0.990	0.986	0.989	220	0.979	0.980	0.973	0.979	
ZAPALLAL 220A	220	0.992	0.998	1.000	1.004	1.000	1.000	0.999	1.000	220	0.989	0.989	0.981	0.988	
3. Lima Norte & Lima Sur															
SANTA ROSA 220A	216	0.983	0.989	0.987	0.986	0.985	0.988	0.991	0.998	220	0.989	0.992	0.997	0.993	
4. Lima Sur															
ALTO PRADERA 220	215	0.981	0.980	0.994	0.986	0.969	0.974	0.987	0.992	220	0.974	0.973	0.976	0.982	
BALNEARIOS 220A	214	0.975	0.975	0.986	0.980	0.962	0.967	0.978	0.985	220	0.966	0.965	0.966	0.972	
INDUSTRIALES 220A	218	0.994	0.992	0.989	0.987	0.985	0.989	0.991	0.998	220	0.991	0.994	1.001	0.995	
LOS SAUCES 220	220	0.985	0.992	0.989	0.987	0.985	0.989	0.991	0.998	220	0.991	0.994	1.001	0.995	
MANCHAY220A	220	0.994	1.005	0.998	0.996	0.993	0.997	0.998	1.005	220	1.001	1.004	1.015	1.006	
PACHACUTEC 220A	220	0.998	1.008	1.002	1.000	0.996	1.000	1.001	1.008	220	1.004	1.007	1.018	1.009	
PROGRESO 220	220	0.998	1.009	1.002	1.000	0.997	1.001	1.001	1.008	220	1.005	1.008	1.019	1.009	
SAN JUAN 220A	214	0.985	0.983	0.997	0.989	0.972	0.977	0.989	0.995	220	0.976	0.976	0.978	0.984	
SAN LUIS220A	220	0.984	0.991	0.987	0.986	0.984	0.988	0.989	0.997	220	0.990	0.993	1.000	0.994	
SAN MIGUEL 220A	220	0.982	0.996	1.002	0.995	1.003	1.004	1.005	1.010	220	1.000	1.001	1.002	1.004	
5. Cañete															
CANTERA 220	219	0.992	0.993	1.007	1.012	0.980	0.990	0.999	1.005	220	0.977	0.975	0.973	0.982	

Legenda:

Uo < 0.950 pu	operación infactible
Uo [0.95-1.05] pu	n/a
Uo > 1.050 pu	

Nota.- En esta simulación se consideran todos los bancos de capacitores de MT en operación

Tabla 6.51 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7

Caso de sensibilidad

Se ha realizado para el largo plazo un caso de sensibilidad sin generación local. Para el año 2028 se consideran en las barras de 220 kV como tensión de operación las mismas definidas en el corto plazo y el requerimiento de servicios complementarios existentes de reactivos.

El resumen de los resultados muestra en la siguiente tabla:

Barra	Vo (kV)	LARGO PLAZO							
		2028				2032			
		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje	
max	med	max	med	max	med	max	med		
2. Lima Norte									
BARSI 220A	216	0.97	0.97	0.97	0.98	0.97	0.97	0.97	0.98
CAJAMARQUILLA 220A	215	1.02	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
CHAVARRIA 220A	216	0.98	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99
LA PLANICIE 220A	220	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MALVINAS220A	220	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95	0.95	0.95	0.96
MIRADOR 220A	220	0.96	0.97	0.97	0.98	0.96	0.96	0.96	0.98
VENTANILLA 220A	217	0.98	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99
3. Lima Norte & Lima Sur									
SANTA ROSA 220A	216	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
4. Lima Sur									
BALNEARIOS 220A	214	0.99	0.98	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	1.00
PACHACUTEC 220A	220	1.03	1.03	1.03	1.04	1.03	1.03	1.03	1.04
SAN JUAN 220A	214	1.00	1.00	1.00	1.01	1.00	1.00	1.00	1.01
SAN LUIS220A	220	1.01	1.00	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02

Tabla 6.52 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima

De estos resultados, no se observan problemas de tensión relevantes en el sistema de subtransmisión de Lima para el año intermedio (2028), pero si para el año final del horizonte (2032) se presentaría situación crítica de colapso de tensión.

6.8.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.53 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- Los transformadores 500/220 kV de las subestaciones PLANICIE, CARAPONGO y CARABAYLLO no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
- En el Área de Demanda 6, las subestaciones 220/60 kV BARSI y MALVINAS presentan transformadores con problemas de sobrecarga a partir del año 2025. En el horizonte del largo plazo, estos transformadores presentan sobrecargas por encima del 115%.
- En el Área de Demanda 7, los transformadores 220/60 kV no presentan problemas de sobrecarga en el largo plazo.

Barra	Transformador	Ric (kV)	Pn (MVA)	2023_AnMax	2023_EsMax	2024_AnMax	2024_EsMax	2025_AnMax	2025_EsMax	2026_AnMax	2026_EsMax	2027_AnMax	2027_EsMax	2028_AnMax	2028_EsMax	2029_AnMax	2029_EsMax
1. SEIN																	
CARABAYLLO 500B	AT73-523	500/220/33	600	38.7	45.1	48.7	47.7	50.4	50.1	56.9	56.3	59.9	61.2	67.6	67.2		
CARABAYLLO 500B	AT74-523	500/220/33	600	38.7	45.1	48.7	47.7	50.4	50.1	56.9	56.3	59.9	61.2	67.6	67.2		
CARAPONGO 500A	AT114-623	500/220/33	750	26.9	41.1	42.2	37.4	45.9	46.5	47.8	49.6	53.0	52.9	61.9	63.1		
LA PLANICIE 500A	SE Planicie TR-1	500/220/33	600		61.2	46.6	43.6	46.5	47.3	45.6	45.8	50.3	49.6	58.0	55.0		
LA PLANICIE 500A	SE Planicie TR-2	500/220/33	600			46.6	43.6	46.5	47.3	45.6	45.8	50.3	49.6	58.0	55.0		
2. Huacho .. Paramonga																	
PARAMONGA NUEVA 22(AT10-216		220/132/66	65	37.3	36.6	35.2	36.7	35.5	37.0	35.9	35.8	36.0	35.4	35.7	37.3		
PARAMONGA NUEVA 22(T113-261		220/66/10	30	22.2	24.4	15.4	14.9	15.8	15.4	16.2	16.3	16.3	16.8	19.4	18.6		
PARAMONGA NUEVA 22(T18-261		220/66/10	30	21.9	24.1	15.2	14.7	15.6	15.2	15.9	16.1	16.1	16.5	19.1	18.4		
HUACHO 220B	T34-261	220/66/10	30	28.2	26.2	29.5	26.8	32.2	30.0	32.5	31.0	33.9	32.6	38.6	36.6		
HUACHO 220B	T94-261	220/66/10	50	25.1	23.3	26.2	23.8	28.6	26.7	28.9	27.6	30.1	29.0	34.3	32.5		
LOMERA 220B	Tr3 Lomera_1	220/60/10	50	37.1	37.7	43.0	39.4	47.6	43.6	57.9	44.9	59.2	53.7	72.5	57.7		
MEDIO MUNDO 220B	TR1-MMUNDO-220/60	200/66/10	50	32.3	30.4	33.3	31.6	40.9	38.3	42.6	39.4	44.1	41.6	48.8	45.5		
LOMERA 220B	Tr3 Lomera_2	220/60/10	50	37.1	37.7	43.0	39.4	47.6	43.6	57.9	44.9	59.2	53.7	72.5	57.7		
Nva. HUARMEY 220	TR3 Nva.Huarmey	220/66/10	30			18.0	20.5	18.2	20.9	18.4	21.2	19.2	22.2	20.6	23.8		
3. Lima Norte																	
BARSI 220A	TR-1	200/62.46/10	180	78.8	74.1	94.4	92.1	104.8	102.8	106.7	104.5	111.6	110.3	120.3	116.6		
BARSI 220A	TR-2	200/62.46/10	180	68.6	63.2	65.3	63.2	70.5	68.5	72.0	69.8	75.7	74.0	82.2	78.9		
BARSI 220A	TR-3	200/62.46/10	85	60.1	55.3	57.2	55.3	61.8	60.0	63.0	61.1	66.4	64.8	72.0	69.2		
CHAVARRIA 220B	TR1.	200/62.46/10	120	58.1	56.1	61.4	59.5	68.5	67.3	69.4	68.2	72.1	69.9	77.8	75.3		
CHAVARRIA 220B	TR2.	200/62.46/10	180	60.7	58.6	64.1	62.1	71.5	70.3	72.5	71.2	75.3	72.9	81.2	78.6		
CHAVARRIA 220A	TR3.	200/62.46/10	85	59.9	58.2	63.2	60.1	68.9	66.6	70.0	67.7	72.8	69.8	79.2	75.6		
CHAVARRIA 220A	TR4.	200/62.46/10	180	56.2	54.6	59.3	56.4	64.7	62.5	65.7	63.5	68.3	65.5	74.3	71.0		
MALVINAS220B	Tr3 Malvinas T1	200/62.46/10	180	76.8	79.6	95.4	93.7	100.8	99.0	103.8	101.7	109.1	108.3	118.9	115.6		
MALVINAS220B	Tr3 Malvinas T2	200/62.46/10	180	76.8	79.6	95.4	93.7	100.8	99.0	103.8	101.7	109.1	108.3	118.9	115.6		
ZAPALLAL 220B	Tr2 Zapallal-ENEL D	200/62.46	180	67.9	77.6	76.2	79.9	84.9	88.7	86.4	91.6	90.3	100.1	102.8	108.6		
MIRADOR 220B	TR3 Mirador	200/62.46/10	120	36.9	36.9	47.4	40.1	50.0	46.6	45.7	41.0	47.5	43.7	42.7	48.0		
SANTA ROSA 220B	TR1-SR	200/62.46	180	65.4	54.0	58.4	58.2	61.7	56.9	62.3	58.9	67.4	63.9	73.9	71.6		
SANTA ROSA 220A	TR2-SR	200/62.46/10	120	62.6	51.7	55.9	55.7	59.0	54.4	59.6	56.3	64.5	61.1	70.7	68.6		
4. Lima Sur																	
SANTA ROSA 220B	TR3-SR	210/62.46/10	120	48.3	46.5	49.2	47.4	51.1	48.0	53.2	49.9	57.3	55.7	62.1	60.3		
SANTA ROSA 220A	TR4-SR	200/62.46/10	120	48.6	46.2	48.9	47.1	50.8	47.7	52.9	49.6	56.9	55.3	61.7	59.9		
ALTO PRADERAS 220B	TR3 AP	200/62.46/10	240	56.8	57.2	54.7	56.0	57.1	57.5	56.8	57.2	57.6	58.4	61.2	61.5		
ASIA 220	TR3 Asia	200/62.46/10	85	40.5	32.7	39.2	34.1	42.5	36.3	42.9	36.8	44.8	38.3	48.7	40.6		
BALNEARIOS 220B	TR-2.	200/62.46/10	120	65.7	61.4	68.1	61.3	66.3	60.8	67.4	61.4	74.0	67.8	82.1	75.6		
BALNEARIOS 220B	TR-3.	198/60/10	203.4	62.8	60.8	64.4	58.6	76.7	75.0	80.5	76.3	77.9	74.5	83.7	82.4		
BALNEARIOS 220B	TR-4.	200/60/10	180	58.5	57.8	68.7	61.9	66.0	60.7	67.4	61.4	73.3	67.2	81.2	75.4		
BALNEARIOS 220B	TR-5.	200/62.46/10	120	66.0	61.6	68.3	61.5	66.6	61.0	67.6	61.6	74.3	68.0	82.3	75.9		
CHILCA REP 220A	tr3 Chilca_LdSur_TR1	200/62.46/10	120	57.1	57.8	61.6	60.2	62.8	60.8	62.0	60.2	63.8	61.7	66.4	64.1		
INDUSTRIALES 220A	T11-IN	200/62.46/10	240	71.0	59.3	65.5	63.2	67.4	64.4	68.9	65.5	74.5	72.4	81.3	78.8		
MANCHAY220A	Tr3 Manchay	210/62.46/10	120	39.8	34.0	38.4	38.2	39.5	39.0	41.4	40.5	45.6	45.3	52.2	50.5		
PACHACUTEPEC 220B	tr3 Pachacutec1	200/62.46/10	240	28.7	27.0	30.7	28.0	30.3	28.7	30.9	29.3	33.2	31.5	36.4	35.0		
SAN JUAN 220B	TR1(2)	200/62.46/10	180	98.0	97.6	101.1	101.3	107.9	104.2	106.2	102.1	86.4	85.2	93.0	88.0		
SAN JUAN 220A	TR2(2)	200/62.46/10	180	53.5	52.9	55.5	55.3	59.8	57.0	58.5	55.4	83.6	82.5	90.1	85.2		
SAN LUIS220A	Tr3_SanLuis-T1	220/60/10	240	79.4	68.7	81.0	71.1	47.8	35.9	42.1	36.5	43.3	37.8	47.6	42.2		
SAN LUIS220A	Tr3_SanLuis-T2	220/60/10	240					40.1	35.9	42.1	36.5	43.3	37.8	47.6	42.2		
5. Cañete																	
CANTERA 220B	tr3 cant_261	214/60/10	20	60.7	57.6	58.7	60.0	64.4	63.0	64.5	63.3	72.0	71.5	79.6	74.8		
CANTERA 220B	tr3 cantera T2	214/60/13.8	25	44.4	42.1	47.2	43.6	47.0	45.8	47.1	46.1	52.4	51.9	58.0	54.5		

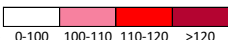
Legenda:  Carga(%) 0-100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.53 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7

6.8.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.54 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- En general las líneas de 220 kV no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	Carga (%)											
			2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
Lineas de 500 kv														
LT500kV Chilca - Carapongo	500	1401.7	42.8	46.3	43.2	45.3	44.0	47.3	45.2	52.5	51.7	53.0	59.0	59.2
LT500kV Chilca - Planicie	500	1401.7		53.0	61.2	59.5	62.0	63.2	60.0	66.2	68.6	68.7	79.6	77.1
LT500kV Planicie - Carabayllo	500	1401.7		26.4	22.6	22.2	24.7	24.6	24.1	29.7	26.5	27.4	30.6	31.3
Lineas de 220 kv														
L-2003 Santa Rosa - Chavarría	220	152.0	37.6	25.6	49.9	33.7	42.3	50.9						
L-2004 Santa Rosa - Chavarría	220	152.0	37.6	25.6	49.9	33.7	42.3	50.9						
L-2010 Santa Rosa - Industriales	220	228.5	26.0	34.2	10.8	13.5	5.0	15.5	2.5	8.1	10.8	16.2	22.9	16.5
L-2011 Santa Rosa - San Juan	220	228.5	26.7											
L-2018 San Juan - Industriales	220	228.5	26.7											
L-2011 Santa Rosa - Industriales	220	228.5		34.2	10.8	13.5	5.0	15.5	2.2	8.1	10.8	16.2	22.9	16.5
L-2012 San Juan - Bañeros	220	304.8	47.3	45.3	50.5	45.7	52.1	48.7	53.7	49.4	55.4	51.4	61.2	57.9
L-2013 San Juan - Bañeros	220	304.8	46.9	44.9	50.2	45.3	51.8	48.4	53.3	49.0	55.0	51.0	60.7	57.4
L-2014 Cajamarquilla - Chavarría	220	339.9	39.5	38.4	51.6	41.6	51.8	47.7	65.2	65.2	70.6	68.0	81.8	75.0
L-2015 Cajamarquilla - Chavarría	220	339.9	39.5	38.4	51.6	41.6	51.8	47.7	65.2	65.2	70.6	68.0	81.8	75.0
L-2016 Ventanilla - Chillón	220	228.6	51.7	48.4	48.9	49.7	54.5	54.5	54.7	55.4	56.6	55.3	59.7	59.7
L-2017 Ventanilla - Chillón	220	228.6	51.7	48.4	48.9	49.7	54.5	54.5	54.7	55.4	56.6	55.3	59.7	59.7
L-2080 Industriales - San Luis	220	328.5	33.6	29.3	34.3	30.4	34.9	30.7	35.7	31.2	36.6	32.2	40.2	35.9
L-2081 Industriales - San Luis	220	328.5	33.6	29.3	34.3	30.4	34.9	30.7	35.7	31.2	36.6	32.2	40.2	35.9
L-2088 Chilca - Alto Pradera	220	345.6	65.6	72.0	68.2	68.4	69.6	69.6	69.0	70.7	75.5	73.6	80.8	79.1
L-2092 San Juan - Alto Pradera	220	350.6	27.8	33.8	35.7	35.9	35.8	35.5	34.5	37.0	40.1	37.3	42.6	40.6
L-2093 San Juan - Chilca	220	350.6	50.7	57.0	55.0	55.0	55.8	55.6	55.1	56.9	61.3	59.0	65.5	63.7
L-2094 San Juan - Chilca	220	350.6	50.0	56.3	54.4	54.5	55.2	55.0	54.3	56.3	60.7	58.4	64.8	63.0
L-2095 San Juan - Chilca	220	350.6	50.0	56.3	54.4	54.5	55.2	55.0	54.3	56.3	60.7	58.4	64.8	63.0
L-2107 Carabayllo - Zapallal	220	476.3	24.5	23.9	26.8	27.3	26.4	28.4	31.6	34.6	34.4	37.2	41.1	41.5
L-2108 Carabayllo - Zapallal	220	476.3	24.5	23.9	26.8	27.3	26.4	28.4	31.6	34.6	34.4	37.2	41.1	41.5
L-2110 Huanza - Carabayllo	220	152.4	73.6	75.1	84.2	79.7	88.0	86.2	53.9	54.3	54.4	53.5	62.9	57.2
L-2112 Carabayllo - Mirador	220	390.6	49.3	51.1	50.9	48.4	53.8	52.0	57.0	53.9	58.7	56.9	63.8	61.1
L-2113 Carabayllo - Mirador	220	390.6	49.3	51.1	50.9	48.4	53.8	52.0	57.0	53.9	58.7	56.9	63.8	61.1
L-2114A Mirador - Malvinas (aereo)	220	389.8	34.7	35.8	33.1	34.0	35.0	34.5	39.8	38.6	41.0	40.6	43.9	43.2
L-2114B Mirador - Malvinas (subt)	220	512.5	27.0	28.0	26.1	27.0	27.6	27.2	31.3	30.3	32.0	31.8	34.1	33.7
L-2115A Mirador - Malvinas (aereo)	220	389.8	34.7	35.8	33.1	34.0	35.0	34.5	39.8	38.6	41.0	40.6	43.9	43.2
L-2115B Mirador - Malvinas (subt)	220	512.5	27.0	28.0	26.1	27.0	27.6	27.2	31.3	30.3	32.0	31.8	34.1	33.7
L-2118 Planicie - Industriales [s]	220	321.2	63.0	49.4	67.5	64.1	66.0	67.9	63.2	63.3	57.3	56.9	66.9	63.0
L-2118 Planicie - Industriales [a]	220	321.2	60.8	44.6	65.4	62.0	64.5	66.5	61.7	62.2	55.5	55.1	64.5	61.2
L-2119 Planicie - Industriales [s]	220	321.2	63.0	49.4	67.5	64.1	66.0	67.9	63.2	63.3	57.3	56.9	66.9	63.0
L-2119 Planicie - Industriales [a]	220	321.2	60.8	44.6	65.4	62.0	64.5	66.5	61.7	62.2	55.5	55.1	64.5	61.2
L-2242 Zapallal - Ventanilla	220	270.3	36.2	23.8	32.3	31.6	30.5	28.7	40.6	35.4	38.4	35.3	39.5	37.2
L-2243 Zapallal - Ventanilla	220	270.3	36.2	23.8	32.3	31.6	30.5	28.7	40.6	35.4	38.4	35.3	39.5	37.2
L-2244 Chavarría - Ventanilla	220	189.0	47.9	44.5	35.6	47.4	47.3	44.5	50.4	47.8	51.2	50.5	51.2	52.3
L-2245 Chavarría - Ventanilla	220	189.0	47.9	44.5	35.6	47.4	47.3	44.5	50.4	47.8	51.2	50.5	51.2	52.3
L-2246 Chavarría - Ventanilla	220	189.0	46.1	42.8	34.2	45.5	45.5	42.7	48.4	45.9	49.2	48.5	49.2	50.2
L-2247 Chavarría - Ventanilla	220	189.0	47.9	44.5	35.6	47.4	47.3	44.5	50.4	47.8	51.2	50.5	51.2	52.3
L-2701 Carapongo - Santa Rosa	220	339.9	47.6	51.3	58.9	49.3	60.4	53.8	46.6	38.2	45.2	38.1	46.9	42.1
L-2702 Carapongo - Santa Rosa	220	339.9	47.6	51.3	58.9	49.3	60.4	53.8	46.6	38.2	45.2	38.1	46.9	42.1
L-2708 Carapongo - Cajamarquilla	220	339.9	49.7	49.7	62.1	52.3	61.7	58.0	75.6	75.4	80.9	78.3	91.5	85.2
L-2709 Carapongo - Cajamarquilla	220	339.9	49.7	49.7	62.1	52.3	61.7	58.0	75.6	75.4	80.9	78.3	91.5	85.2


Legenda: 
 Carga(%) 0-100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.54 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 6 y 7

6.8.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión de 220 kv.

En la siguiente Tabla se presenta el resumen de los resultados de las contingencias

Circuito F/S	2022_AvMax	2022_EsMax	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
L-2107 Carabayllo - Zapallal														
L-2242 Zapallal - Ventanilla														
L-2708 Carapongo - Cajamarquilla														
L-2014 Cajamarquilla - Chavarría														
L-2003 Santa Rosa - Chavarría									-	-	-	-	-	-
L-2118 Planicie - Industriales														
L-2010 Santa Rosa - Industriales														
L-2094 San Juan - Chilca														

Legenda:

- operación factible
- operación infactible
- operación infactible en condición N
- n/a

Tabla 6.55 Resumen de resultado de contingencias

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-2107 Carabayllo - Zapallal	L-2108 Carabayllo - Zapallal	24.5	44.4	23.9	43.9	26.8	48.1	27.3	48.8	26.4	47.2	28.4	50.8	31.6	56.9	34.6	62.4	34.4	62.1	37.2	67.2	41.1	78.4	41.5	74.9
L-2242 Zapallal - Ventanilla	L-2243 Zapallal - Ventanilla	36.2	54.7	23.8	36.7	32.3	47.3	31.6	45.8	30.5	44.4	28.7	41.8	40.6	60.5	35.4	52.6	38.4	57.7	35.3	52.9	39.5	59.8	37.2	55.9
L-2708 Carapongo - Cajamarquilla	L-2709 Carapongo - Cajamarquilla	49.7	89.3	49.7	89.3	62.1	101.6	52.3	94.0	61.7	100.6	58.0	104.2	75.6	142.6	75.4	142.0	80.9	152.9	78.3	147.8	91.5	173.7	85.2	161.1
L-2003 Santa Rosa - Chavarría	L-2003 Santa Rosa - Chavarría	37.6	44.8	25.6	27.2	49.9	60.6	33.7	42.8	42.3	53.0	50.9	60.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-2004 Santa Rosa - Chavarría	L-2004 Santa Rosa - Chavarría	37.6	44.8	25.6	27.2	49.9	60.6	33.7	42.8	42.3	53.0	50.9	60.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-2014 Cajamarquilla - Chavarría	L-2015 Cajamarquilla - Chavarría	39.5	54.4	38.4	53.0	51.6	71.0	41.6	57.2	51.8	71.3	47.7	65.6	65.2	105.1	65.2	104.6	70.6	116.9	68.0	110.8	81.8	135.1	75.0	122.6
L-2003 Santa Rosa - Chavarría	L-2003 Santa Rosa - Chavarría	37.6	54.9	25.6	32.5	49.9	76.9	33.7	55.7	42.3	69.7	50.9	75.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-2004 Santa Rosa - Chavarría	L-2004 Santa Rosa - Chavarría	37.6	54.9	25.6	32.5	49.9	76.9	33.7	55.7	42.3	69.7	50.9	75.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-2018 Planicie - Industriales	L-2119 Planicie - Industriales	63.0	122.0	48.4	85.1	67.5	116.6	64.1	109.6	66.0	113.6	67.9	116.8	63.2	111.1	63.3	111.6	57.3	101.3	56.9	100.4	66.9	116.6	63.0	111.1
L-2010 Santa Rosa - Industriales	L-2011 Santa Rosa - Industriales	-	-	34.2	62.6	10.8	19.5	13.5	24.2	5.0	9.0	15.5	28.0	2.2	4.2	8.1	14.8	10.8	19.7	16.2	29.7	22.9	41.9	16.5	30.2
L-2094 San Juan - Chilca	L-2088 Chilca - Alto Pradera	65.6	78.7	72.0	88.9	68.2	84.3	68.4	84.4	69.6	85.8	69.6	85.8	69.0	85.2	70.7	87.4	75.5	93.6	73.6	90.8	80.8	100.2	79.1	97.7
L-2094 San Juan - Chilca	L-2092 San Juan - Alto Pradera	27.8	41.4	33.8	50.9	35.7	52.2	35.9	52.3	35.8	52.4	35.5	52.1	34.5	50.8	37.0	53.8	40.1	58.9	37.8	55.0	42.6	62.2	40.6	59.8
L-2094 San Juan - Chilca	L-2093 San Juan - Chilca	50.7	64.1	57.0	74.2	55.0	71.4	55.0	71.4	55.8	72.4	55.6	72.2	55.1	71.6	56.9	74.0	61.3	79.7	59.0	76.6	65.5	85.3	63.7	82.8
L-2094 San Juan - Chilca	L-2095 San Juan - Chilca	50.0	63.3	56.3	73.3	54.4	70.7	54.5	70.7	55.2	71.6	55.0	71.4	54.3	70.7	56.3	73.1	60.7	78.9	58.4	75.8	64.8	84.3	63.0	81.9

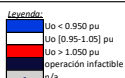
- Legenda:**
- 0-100% carga
 - 100-110% carga
 - 110-120% carga
 - >120% carga
 - operación infactible
 - n/a

Tabla 6.56 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-2242 Carabayillo - Zapallal	LA PLANICIE 220A	0.993	0.994	1.004	1.003	0.997	0.997	0.995	0.995	0.992	0.992	0.996	0.996	0.997	0.997	1.004	1.004	1.000	1.000	1.003	1.003	1.014	1.014	1.005	1.005
	INDUSTRIALES 220A	0.994	0.995	0.992	0.992	0.989	0.988	0.987	0.987	0.985	0.985	0.989	0.989	0.991	0.991	0.998	0.998	0.991	0.991	0.994	0.994	1.001	1.001	0.995	0.995
	PACHACUTEC 220A	0.998	0.999	1.008	1.008	1.002	1.002	1.000	1.000	0.996	0.996	1.000	1.000	1.001	1.001	1.008	1.008	1.004	1.004	1.007	1.007	1.018	1.018	1.009	1.009
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.983	0.989	0.989	0.987	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.992	0.997	0.997	0.996	0.993
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.984	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.985	0.980	0.979	0.983	0.983	0.973	0.972	0.974	0.973	0.967	0.965
L-2107 Zapallal - Ventanilla	LA PLANICIE 220A	0.977	0.976	0.979	0.979	0.976	0.976	0.978	0.978	0.974	0.974	0.976	0.976	0.971	0.971	0.975	0.974	0.972	0.972	0.963	0.963	0.955	0.953	0.962	0.962
	INDUSTRIALES 220A	0.993	0.995	1.004	1.003	0.997	0.997	0.995	0.995	0.992	0.992	0.996	0.996	0.997	0.997	1.004	1.004	1.000	1.000	1.003	1.003	1.014	1.013	1.005	1.005
	PACHACUTEC 220A	0.998	1.000	1.008	1.008	1.002	1.002	1.000	1.000	0.996	0.996	1.000	1.000	1.001	1.001	1.008	1.008	1.004	1.004	1.007	1.007	1.018	1.017	1.009	1.009
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.981	0.989	0.988	0.987	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.992	0.997	0.997	0.996	0.993
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.982	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.985	0.980	0.978	0.983	0.982	0.973	0.970	0.974	0.973	0.967	0.965
L-2708 Carapongo - Cajamarquilla	LA PLANICIE 220A	0.977	0.974	0.979	0.979	0.976	0.976	0.978	0.978	0.974	0.974	0.976	0.976	0.971	0.971	0.975	0.974	0.962	0.962	0.953	0.953	0.962	0.962	0.955	0.955
	INDUSTRIALES 220A	0.994	0.994	0.992	0.992	0.989	0.988	0.987	0.987	0.985	0.985	0.989	0.989	0.991	0.991	0.998	0.998	0.991	0.991	0.994	0.994	1.001	1.000	0.995	0.995
	PACHACUTEC 220A	0.998	0.998	1.008	1.008	1.002	1.002	1.000	1.000	0.996	0.996	1.000	1.000	1.001	1.001	1.008	1.008	1.004	1.004	1.007	1.007	1.018	1.017	1.009	1.009
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.983	0.989	0.989	0.987	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.992	0.997	0.997	0.996	0.993
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.984	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.985	0.980	0.978	0.983	0.982	0.973	0.970	0.974	0.973	0.967	0.965
L-2014 Cajamarquilla - Chavarría	LA PLANICIE 220A	0.993	0.992	1.004	1.003	0.997	0.997	0.995	0.995	0.992	0.992	0.996	0.996	0.997	0.997	1.004	1.005	1.000	1.000	1.003	1.003	1.014	1.011	1.005	1.004
	INDUSTRIALES 220A	0.994	0.993	0.992	0.992	0.989	0.988	0.987	0.987	0.985	0.984	0.989	0.989	0.991	0.991	0.998	0.998	0.991	0.991	0.994	0.994	1.001	0.998	0.995	0.994
	PACHACUTEC 220A	0.998	0.997	1.008	1.008	1.002	1.001	1.000	1.000	0.996	0.996	1.000	1.000	1.001	1.001	1.008	1.010	1.004	1.004	1.007	1.007	1.018	1.015	1.009	1.008
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.983	0.989	0.989	0.987	0.986	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.992	0.997	0.997	0.996	0.993
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.984	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.985	0.980	0.978	0.983	0.982	0.973	0.970	0.974	0.973	0.967	0.965
L-2003 Santa Rosa - Chavarría	LA PLANICIE 220A	0.977	0.974	0.979	0.979	0.976	0.974	0.978	0.977	0.974	0.971	0.976	0.974	0.971	0.965	0.975	0.969	0.962	0.952	0.963	0.954	0.955	0.936	0.962	0.948
	INDUSTRIALES 220A	0.993	0.993	1.004	1.005	0.997	0.998	0.995	0.996	0.992	0.992	0.996	0.997	0.997	-	1.004	-	1.000	-	1.003	-	1.014	-	1.005	-
	PACHACUTEC 220A	0.994	0.994	0.992	0.994	0.989	0.990	0.987	0.987	0.985	0.986	0.989	0.990	0.991	-	0.998	-	0.991	-	0.994	-	1.001	-	0.995	-
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.983	0.989	0.990	0.987	0.988	0.986	0.986	0.985	0.986	0.988	0.990	0.991	-	0.998	-	0.989	-	0.992	-	0.997	-	0.993	-
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.985	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.980	-	0.983	-	0.973	-	0.974	-	0.967	-	0.973
L-2118 Planicie - Industriales	LA PLANICIE 220A	0.977	0.977	0.979	0.979	0.976	0.976	0.978	0.978	0.974	0.973	0.976	0.976	0.971	0.975	0.969	0.962	0.953	0.963	0.955	0.955	0.962	0.962	0.955	0.955
	INDUSTRIALES 220A	0.993	0.989	1.004	1.007	0.997	0.998	0.995	0.996	0.992	0.991	0.996	0.996	0.997	0.994	1.004	1.001	1.000	0.999	1.003	1.002	1.014	1.013	1.005	1.004
	PACHACUTEC 220A	0.998	0.998	1.008	1.010	1.002	1.003	1.000	1.000	0.996	0.997	1.000	1.001	1.001	-	1.008	-	1.004	-	1.007	-	1.018	-	1.009	-
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.981	0.989	0.985	0.987	0.983	0.986	0.982	0.985	0.981	0.988	0.985	0.991	0.988	0.992	0.989	0.981	0.992	0.984	0.997	0.985	0.993	0.984	0.984
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.983	0.986	0.983	0.985	0.982	0.985	0.982	0.983	0.980	0.985	0.983	0.980	0.978	0.983	0.982	0.973	0.970	0.974	0.971	0.967	0.961	0.973	0.970
L-2010 Santa Rosa - Industriales	LA PLANICIE 220A	0.977	0.975	0.979	0.977	0.976	0.973	0.978	0.976	0.974	0.970	0.976	0.974	0.971	0.969	0.975	0.973	0.962	0.959	0.963	0.950	0.955	0.936	0.962	0.959
	INDUSTRIALES 220A	0.994	0.995	0.992	0.995	0.989	0.989	0.987	0.988	0.985	0.985	0.989	0.990	0.991	0.990	0.998	0.998	0.991	0.991	0.994	0.995	1.001	1.002	0.995	0.996
	PACHACUTEC 220A	0.998	0.998	1.008	1.011	1.002	1.002	1.000	1.001	0.996	0.996	1.000	1.001	1.001	1.001	1.008	1.008	1.004	1.005	1.007	1.007	1.018	1.018	1.009	1.010
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.985	0.989	0.988	0.987	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.991	0.997	0.996	0.993	0.992
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.986	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.980	0.980	0.983	0.983	0.973	0.973	0.974	0.974	0.967	0.967	0.973
L-2094 San Juan - Chilca	LA PLANICIE 220A	0.977	0.978	0.979	0.979	0.976	0.976	0.978	0.978	0.974	0.974	0.976	0.976	0.971	0.971	0.975	0.974	0.962	0.962	0.953	0.955	0.955	0.955	0.962	0.962
	INDUSTRIALES 220A	0.993	0.992	1.004	1.003	0.997	0.997	0.995	0.995	0.992	0.992	0.996	0.996	0.997	0.996	1.004	1.003	1.000	1.000	1.003	1.003	1.014	1.014	1.005	1.005
	PACHACUTEC 220A	0.994	0.993	0.992	0.992	0.989	0.988	0.987	0.987	0.985	0.985	0.989	0.989	0.991	0.991	0.998	0.998	0.991	0.991	0.994	0.994	1.001	1.000	0.995	0.995
	SANTA ROSA 220A	0.983	0.982	0.989	0.989	0.987	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.988	0.988	0.991	0.991	0.998	0.998	0.989	0.989	0.992	0.991	0.997	0.997	0.996	0.993
	CHAVARRIA 220A	0.985	0.983	0.986	0.985	0.985	0.984	0.985	0.984	0.985	0.984	0.983	0.985	0.985	0.980	0.980	0.983	0.983	0.973	0.973	0.974	0.974	0.967	0.967	0.973

Legenda:


- Uo < 0.950 pu
- Uo [0.95-1.05] pu
- Uo > 1.050 pu
- operación infactible
- n/a

Tabla 6.57 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.

Observaciones a los estudios de contingencias se resaltan las siguientes:

- No se presentan casos de contingencias con consecuencias severas para el sistema, ante salidas de líneas de 220 kV.
- Para la condición N-1, en el enlace doble terna L-2708/2709 CARAPONGO – CAJAMARQUILLA la línea activa se sobrecargaría en forma severa (>120%) desde el año 2026.
- Para la condición N-1, en el enlace doble terna L-2114/2115 CAJAMARQUILLA - CHAVARRÍA la línea activa se sobrecargaría en forma severa (>120%) después del año 2028.
- Para la condición N-1, en el enlace doble terna L-2118/2119 PLANICIE – INDUSTRIALES la línea activa se sobrecargaría en más de 115% desde el año 2023.

6.8.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año para el Área de Demanda 6 y 7.

En la Tabla 6.58 se presentan las corrientes de cortocircuito monofásico para cada escenario en todo el periodo de estudio.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- Las barras 220 kV CHAVARRÍA, VENTANILLA y SANTA ROSA presentan niveles de cortocircuito por encima de 31.5 kA pero debajo del umbral 40 kA mientras el enlace L-2003/2004 esté operando. A partir de su apertura en el año 2026 todas las barras de 220 kV quedan controladas con niveles de cortocircuito por debajo del umbral 31.5 kA.

Barra	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
CARABAYLLO 220A	31.7	32.9	30.1	30.8	29.5	29.6	29.7
CARAPONGO 220A	29.9	30.6	30.3	31.3	30.1	30.9	30.3
LA PLANICIE 220A	20.3	22.8	27.7	28.7	25.4	26.4	25.6
BARSI 220A	25.5	25.9	27.9	28.8	25.5	25.6	25.7
CAJAMARQUILLA 220A	24.0	24.4	23.8	24.5	23.9	24.8	24.6
CHAVARRIA 220A	35.1	35.7	34.8	36.4	29.1	29.2	29.3
CHILLON 220A	30.4	30.8	29.2	30.1	26.6	26.7	26.8
MALVINAS220A	12.4	12.6	21.7	22.2	20.6	20.6	20.7
MIRADOR 220A	17.7	18.0	19.5	19.9	19.1	19.2	19.2
VENTANILLA 220A	32.8	33.4	31.9	33.0	28.8	28.8	29.0
ZAPALLAL 220A	26.6	27.2	25.4	25.9	24.7	24.8	24.9
SANTA ROSA 220A	33.5	33.8	33.1	35.4	25.2	27.2	25.4
ALTO PRADERA 220	13.7	13.5	12.4	12.5	12.5	12.5	12.6
BALNEARIOS 220A	20.8	20.5	16.6	16.8	16.8	16.9	16.9
INDUSTRIALES 220A	16.5	26.0	28.3	29.9	24.1	25.6	24.3
LOS SAUCES 220	16.2	24.9	27.0	28.5	23.2	24.6	23.4
MANCHAY220A	19.5	21.8	26.2	27.1	24.1	25.1	24.3
PACHACUTEC 220A	15.9	17.3	19.9	20.4	18.7	19.2	18.8
PROGRESO 220	14.8	16.0	18.2	18.6	17.2	17.7	17.3
SAN JUAN 220A	26.3	25.8	19.7	19.9	19.9	20.0	20.1
SAN LUIS220A	15.7	23.8	25.7	27.1	22.3	23.5	22.4
SAN MIGUEL 220A	19.6	19.9	19.5	19.9	19.4	19.7	19.5

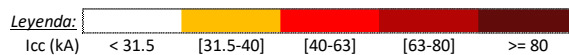


Tabla 6.58 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 6 y 7

Cabe resaltar que en el año 2015 el COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA para las instalaciones de 220 kV de la zona de Lima Metropolitana. No obstante, a la fecha aún se tienen equipos con capacidad de ruptura de 31,5 kA.. Tal como se puede apreciar en la Tabla 6.58 los niveles de cortocircuito en la barra 220 kV de la subestación Santa Rosa presentan valores por encima de 31.5 kA en el corto plazo.

6.8.3 Conclusiones

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales

a. Tensiones en barras

- Todas las barras de 220 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado.

b. Carga en transformadores

- Los transformadores 500/220 kV de las subestaciones PLANICIE, CARAPONGO y CARABAYLLO no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
- En cuanto a la transformación 220/60 kV, solo en el Sistema Lima Norte las subestaciones 220/60 kV BARSÍ y MALVINAS presentarían transformadores con problemas de sobrecarga a partir del año 2025. En el horizonte del largo plazo, estos transformadores presentarían sobrecargas por encima del 115%.

c. Carga en líneas

- En general las líneas de 220 kV no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia

- No se presentan casos de contingencias con consecuencias severas para el sistema, ante salidas de líneas de 220 kV.
- Los enlaces 220 kV de doble terna que en condición N-1 se sobrecargarían en forma severa ($>120\%$) son los siguientes:
 - L-2708/2709 CARAPONGO – CAJAMARQUILLA (desde el año 2026).
 - L-2114/2115 CAJAMARQUILLA – CHAVARRÍA (después del año 2028).

iii) Niveles de cortocircuito

- Las barras 220 kV CHAVARRÍA, VENTANILLA y SANTA ROSA presentan niveles de cortocircuito por encima de 31.5 kA pero debajo del umbral 40 kA mientras el enlace L-2003/2004 esté operando. A partir de su apertura en el año 2026 todas las barras de 220 kV quedan controladas con niveles de cortocircuito por debajo del umbral 31.5 kA.

iv) Síntesis

En el Área de Demanda 6 y 7 (Lima)

Desempeño de la operación por tensión:

El desempeño de la operación eléctrica en condiciones normales de las redes de subtransmisión de Lima tiene una gran dependencia de la operación de generación local (CT Ventanilla, CT Santa Rosa), debido a que sirven de soporte de tensión y reducción de los flujos en las redes de la zona. Sin embargo, cuando estas no despachen por “orden de mérito” van a ocasionar un impacto negativo en el desempeño de la transmisión por lo que de ser el caso obligaría a un despacho económico forzado lo que distorsiona la operación óptima del sistema. Por lo anterior, la red debería ser planificada para no ser

dependiente de la generación local, esto es sobre todo cuando nueva generación de bajo costo reemplace a la generación local.

Por lo anterior se ha considerado dos casos del desempeño de la transmisión en Lima con y sin la generación local:

- Caso Base - con generación local
- Caso de Sensibilidad - sin generación local

iii. Caso Base - con generación local: el resumen de los resultados en operación normal del desempeño de tensión de la subtransmisión en Lima con generación local se muestra en la siguiente tabla:

Barra	Vn (kV)	LARGO PLAZO			
		2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
2. Lima Norte					
BARSI 220A	220	0.962	0.963	0.955	0.962
CAJAMARQUILLA 220A	220	0.995	0.996	0.996	0.998
CHAVARRIA 220A	220	0.973	0.974	0.967	0.973
MALVINAS220A	220	0.961	0.962	0.953	0.961
MIRADOR 220A	220	0.975	0.976	0.966	0.975
VENTANILLA 220A	220	0.979	0.980	0.973	0.979
ZAPALLAL 220A	220	0.989	0.989	0.981	0.988
3. Lima Norte & Lima Sur					
SANTA ROSA 220A	220	0.989	0.992	0.997	0.993
4. Lima Sur					
BALNEARIOS 220A	220	0.966	0.965	0.966	0.972
INDUSTRIALES 220A	220	0.991	0.994	1.001	0.995
PACHACUTEC 220A	220	1.004	1.007	1.018	1.009
SAN JUAN 220A	220	0.976	0.976	0.978	0.984
SAN LUIS220A	220	0.990	0.993	1.000	0.994

Tabla 6.59 Tabla Resultados de tensiones del Caso Base - con generación local en Lima

De estos resultados, no se observan problemas de tensión en el sistema de subtransmisión de Lima en todo el horizonte de la evaluación.

iv. Caso de sensibilidad - sin generación local: el resumen de los resultados en operación normal del desempeño de tensión de la subtransmisión en Lima sin generación local se muestra en la siguiente tabla:

Barra	Vo (kV)	LARGO PLAZO							
		2028				2032			
		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje	
max	med	max	med	max	med	max	med		
2. Lima Norte									
BARSI 220A	216	0.97	0.97	0.97	0.98				
CAJAMARQUILLA 220A	215	1.02	1.01	1.02	1.02				
CHAVARRIA 220A	216	0.98	0.98	0.98	0.99				
LA PLANICIE 220A	220	1.02	1.02	1.03	1.03				
MALVINAS220A	220	0.95	0.95	0.95	0.96				
MIRADOR 220A	220	0.96	0.97	0.97	0.98				
VENTANILLA 220A	217	0.98	0.98	0.98	0.99				
3. Lima Norte & Lima Sur									
SANTA ROSA 220A	216	1.02	1.02	1.03	1.03				
4. Lima Sur									
BALNEARIOS 220A	214	0.99	0.98	0.99	1.00				
PACHACUTEC 220A	220	1.03	1.03	1.03	1.04				
SAN JUAN 220A	214	1.00	1.00	1.00	1.01				
SAN LUIS220A	220	1.01	1.00	1.01	1.02				

Tabla 6.60 Tabla Resultados de tensiones del Caso de sensibilidad - sin generación local en Lima

De estos resultados, no se observan problemas de tensión relevantes en el sistema de subtransmisión de Lima para el año intermedio (2028), pero si para el año final del horizonte (2032) se presentaría situación crítica de colapso de tensión.

En la siguiente Figura se ilustra el problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión y su impacto en la tensión de operación.

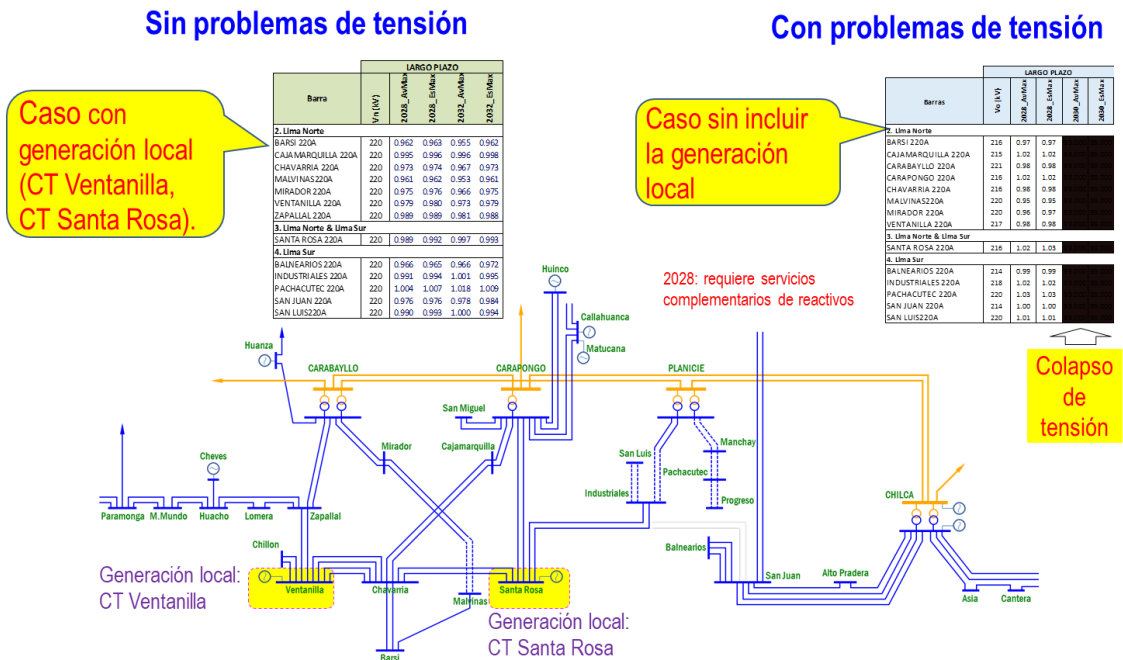


Figura 6.26 Problema de la dependencia de la generación local en la operación de las redes de subtransmisión en Lima Metropolitana.

Desempeño de la operación por confiabilidad:

Para el año 2028 se ha identificado problemas de confiabilidad de suministro en dos zonas de Lima:

- Sistema de Lima Norte - eje Carapongo – Cajamarquilla – Chavarría
 Se ha observado que el suministro a la subestación de Chavarría, la más grande la zona de Lima, resulta afectada de manera crítica ante la salida de un circuito de la línea Carapongo - Cajamarquilla para el año 2028, y además para el 2032 la salida de un circuito de la línea Cajamarquilla – Chavarría, siendo esta una contingencia severa.
- Sistema de Lima Sur - eje Planicie – Industriales
 Se ha observado que el suministro a la subestación Industriales y San Luis de la zona Sur de Lima resultarían afectadas ante la salida de un circuito de la línea Planicie – Industriales para el año 2032.

En la siguiente Figura se ilustra el desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana.

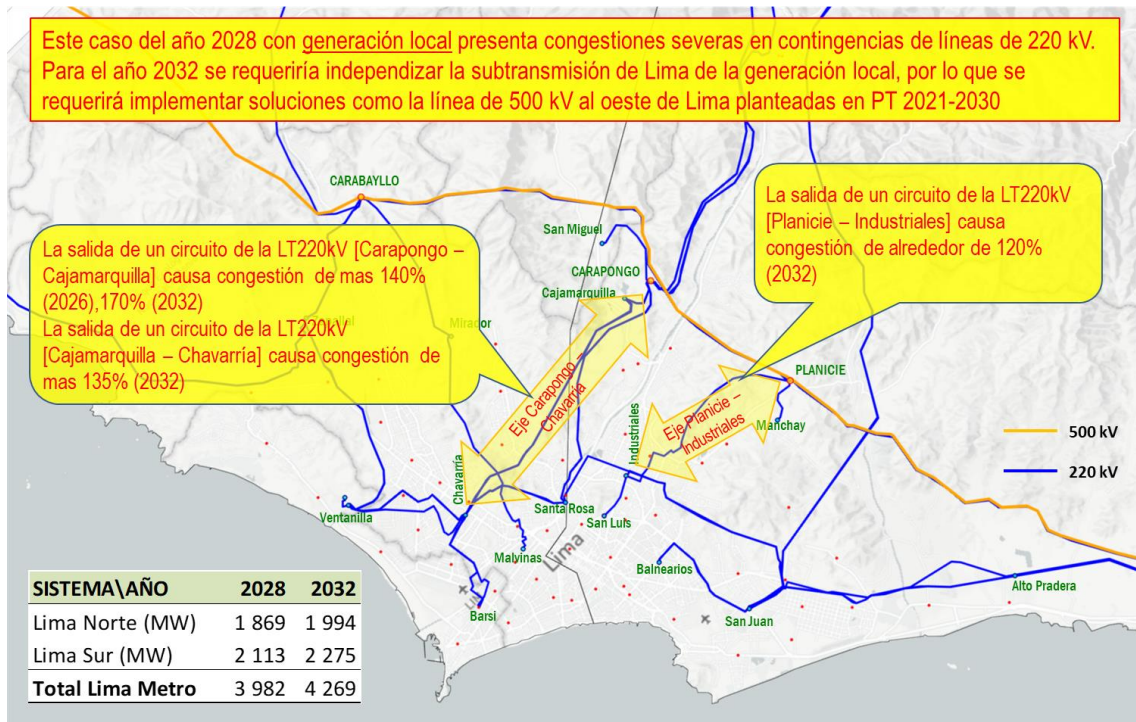


Figura 6.27 Desempeño de la operación ante salida de líneas de 220 kV en Lima Metropolitana.

6.9 Área de Demanda 8

6.9.1 Información base

6.9.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 8 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.61.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
8	Villacuri	Ica	220	CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ S.A.C. ELECTRO DUNAS S.A.A.	ELECTRO DUNAS S.A.A. ADINELSA CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ S.A.C. SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Ica, Santa Margarita, Tacama	Independencia	220		
	Chincha, Chincha Baja Densidad, Paracas, Pisco, Pisco Urbano Rural	Marcona	220		
	Chaviña, Coracora, Incahuasi, Nazca, Nazca Rural, Palpa, Palpa Rural, Pampa, Piquio, Piquio Rural, Tambo Quemado				
Bella Unión-Chala			SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.		

Tabla 6.61 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 8

En la Figura 6.28 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 8.



Figura 6.28 Ubicación geográfica del Área de Demanda 8

6.9.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 8 se muestra en la Tabla 6.69 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.29 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 2.9%.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 2.3 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 8															
NT/AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	352.0	358.8	366.6	377.3	390.1	403.0	417.6	435.1	448.1	459.2	471.1	482.5	494.2	506.1	528.2
AT	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7
MAT	78.0	78.0	78.0	159.3	171.8	195.3	195.3	195.3	195.3	281.6	314.9	384.5	384.5	384.5	495.7
Total	448.6	455.4	463.2	555.2	580.6	617.0	631.6	649.1	662.1	759.4	804.6	885.7	897.3	909.2	1042.5
															Tasa de demanda vegetativa 2018-2032 2.9%
															Tasa de demanda global 2018-2032 6.2%
															Ratio demandas 2032/2018 2.3

Tabla 6.62 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 8



Figura 6.29 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 8

6.9.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.30 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 8 incluyendo los principales planes vinculantes.

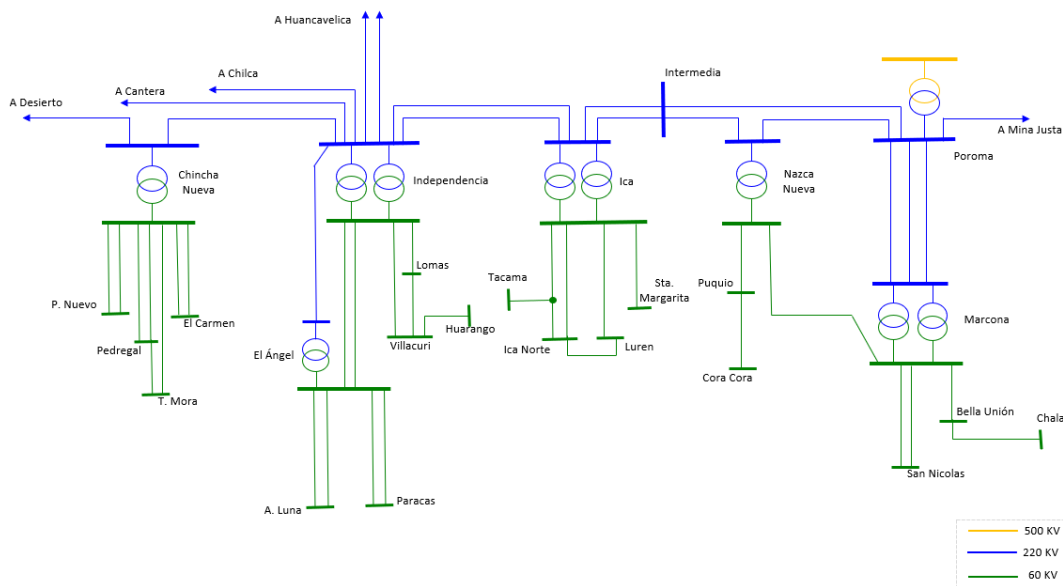


Figura 6.30 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 8

6.9.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales
- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.9.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras

- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.9.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.63 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Todas las barras MAT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.

Barra	Vn (kV)	Escenarios											
		2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Pisco-Paracas													
INDEPENDENCIA 220A	221	0,985	0,988	0,997	1,001	1,003	1,010	1,008	1,017	1,006	1,008	0,993	1,007
EL ANGEL 220	220	-	-	1,000	1,005	1,006	1,013	1,011	1,020	1,004	1,006	0,990	1,005
2. Ica													
INTERMEDIA 220A	220	-	-	-	-	1,009	1,014	1,012	1,020	1,017	1,015	1,003	1,015
ICA 220A	220	0,987	0,986	0,994	0,999	1,005	1,011	1,009	1,018	1,007	1,009	0,994	1,007
3. Chincha													
NCHINCHA220	220	-	-	0,993	0,994	0,996	1,002	1,002	1,010	0,993	0,992	0,979	0,992
4. Nazca													
NUEVANAZCA220	220	-	-	0,992	1,000	1,008	1,013	1,012	1,017	1,022	1,018	1,009	1,020
5. Marcona													
MARCONA 220A	221	1,004	0,983	0,980	0,990	0,999	1,002	1,002	1,004	1,019	1,012	1,008	1,017
POROMA 220B	220	1,016	0,997	0,987	0,999	1,006	1,010	1,010	1,012	1,024	1,018	1,012	1,021

Leyenda:

	Uo < 0.950 pu		operación infactible
	Uo [0.95-1.05] pu		n/a
	Uo > 1.050 pu		

Tabla 6.63 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8

6.9.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.64 para la hora de máxima demanda. En esta tabla solo se muestran los resultados para los transformadores MAT/AT.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- Los transformadores de potencia de la subestación Independencia presentan sobrecarga en el año 2023 (escenario de avenida). Dicha situación se mejora con el ingreso de la subestación Chincha Nueva 220/60 kV a partir del 2024.
- Es del caso mencionar que actualmente la ciudad de Ica cuenta con un solo punto de suministro en 220 kV y en el largo plazo la demanda atendida en la zona supera los 100

MW, lo que evidencia la necesidad de implementar otro punto suministro a fin de atender el crecimiento de la demanda y mejorar la confiabilidad de suministro.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Transformadores 220/60 kV															
NCHINCHA220	tr2_Chincha Nueva 220/60	210/60/10	120	-	-	37.1	31.5	37.9	32.7	39.4	34.2	41.5	41.2	55.8	48.6
INDEPENDENCIA 220B	T3-261_Independencia 220/60	210/62.3/10.3	50	113.0	69.2	32.9	6.5	34.5	8.5	35.9	5.5	20.0	8.0	28.3	14.8
INDEPENDENCIA 220B	T4-261_Independencia 220/60	210/62.3/10.3	50	102.8	65.6	32.6	7.0	34.1	9.1	35.5	6.1	20.7	8.6	29.1	15.5
ICA 220B	T5-261_ICA 220/60	210/62.3/10.3	50	49.0	41.8	51.4	43.7	53.6	45.3	55.7	47.2	59.5	51.0	70.7	59.7
ICA 220B	T112-261_ICA 220/60	210/62.3/10.3	100	48.4	40.4	49.7	42.2	51.9	43.8	53.9	45.7	57.5	49.3	68.3	57.7
NUEVANAZCA220	TR3_Nueva Nazca 220/60	210/62.3/10.3	75	-	-	29.7	32.1	11.6	12.0	12.9	12.9	14.0	14.5	15.4	17.2
MARCONA 220B	T6-261_Marcona 220/60	210/62.3/10.3	75	66.9	75.9	52.9	58.3	51.6	55.4	53.1	57.1	54.6	58.9	63.9	69.2
MARCONA 220B	T62-261_Marcona 220/60	210/62.3/10.3	75	68.7	77.7	55.0	59.6	53.7	57.6	54.3	58.6	56.4	60.5	65.4	70.8
EL ANGEL 220	TR_El Angel 220/60	220/60/23	120	-	-	24.4	17.5	25.5	20.6	26.6	22.4	26.1	22.9	33.2	26.1

Leyenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.64 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8

6.9.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.65 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- En general, la línea de 220 kV analizada no presenta sobrecarga en todo el periodo de estudio.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Líneas de 220 kV														
LT_Independencia_El Angel_220	220	403,9	-	-	7,3	5,2	7,6	6,1	7,9	6,6	7,7	6,8	9,9	7,8

Leyenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.65 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 8

6.9.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión. Para tal efecto, se ha considerado sólo las zonas donde se presentan condiciones operativas deficientes o inadecuadas.

En la siguiente Tabla se presenta el resumen de los resultados de las contingencias.

Circuito F/S	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
LT_Independencia_El Angel_220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LT CHINCHA-INDEPENDENCIA_220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Legenda:

- operación factible
- operación infactible
- @ operación infactible en condición N
- n/a

Tabla 6.66 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 8

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
LT_Independencia_El Angel_220	LT_Independencia_El Angel T1	-	-	-	-	19,8	61,3	24,6	56,0	19,5	62,6	22,0	59,5	19,7	65,1	21,6	62,4	24,1	71,4	25,7	67,8	25,3	87,1	33,0	81,5
	LT_60_Independencia_El Angel T2	-	-	-	-	19,8	61,3	24,6	56,0	19,5	62,6	22,0	59,5	19,7	65,1	21,6	62,4	24,1	71,4	25,7	67,8	25,3	87,1	33,0	81,5
	LT DESIERTO-CHINCHA_220	-	-	-	-	48,2	29,6	57,2	26,7	34,2	32,5	46,8	28,0	41,3	33,6	40,9	29,0	49,4	34,8	37,4	32,9	30,9	45,1	25,8	39,2

- Legenda:**
- [50-60]% carga
 - [60-80]% carga
 - [80-100]% carga
 - [100-110]% carga
 - [110-120]% carga
 - >120% carga
 - operación infactible
 - n/a

Tabla 6.67 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
LT_Independencia_El Angel_220	EL ANGEL 220	-	-	-	-	1,000	0,943	1,005	0,957	1,006	0,949	1,013	0,952	1,011	0,950	1,020	0,944	1,004	0,936	1,006	0,939	0,990	0,898	1,005	0,936
	EL ANGEL 60	-	-	-	-	1,017	0,933	1,021	0,977	1,024	0,969	1,027	0,972	1,028	0,970	1,030	0,965	1,018	0,925	1,018	0,959	1,011	0,917	1,009	0,946
	ALTO LA LUNA 60	0,924	-	0,912	-	0,986	0,929	1,012	0,967	1,014	0,959	1,017	0,961	1,018	0,959	1,020	0,954	1,006	0,944	1,007	0,947	0,998	0,911	0,995	0,931
	PARACAS 60	1,014	-	1,010	-	1,001	0,945	1,015	0,971	1,017	0,962	1,021	0,965	1,021	0,962	1,024	0,958	1,009	0,947	1,011	0,952	1,001	0,916	1,000	0,937
LT CHINCHA-INDEPENDENCIA_220	PISCO 60	0,927	-	0,915	-	0,988	0,931	1,011	0,966	1,013	0,958	1,016	0,961	1,017	0,958	1,019	0,953	1,005	0,943	1,006	0,947	0,997	0,911	0,995	0,930
	NCHINCHAGO	-	-	-	-	0,993	0,974	1,025	0,988	1,026	0,980	1,023	0,979	1,021	0,981	1,021	0,979	1,027	0,994	1,012	0,971	1,004	0,968	1,010	0,971
	EL CARMENGO	0,991	-	0,988	-	0,991	0,972	1,024	0,986	1,024	0,978	1,021	0,977	1,019	0,979	1,019	0,977	1,025	0,992	1,010	0,969	1,001	0,965	1,007	0,968
	PIEDREGALGO	0,947	-	0,930	-	0,973	0,959	1,010	0,972	1,017	0,971	1,016	0,972	1,012	0,972	1,013	0,972	1,025	0,991	1,001	0,964	0,990	0,958	0,997	0,962
	PUEBLO NUEVOGO	0,943	-	0,924	-	0,975	0,956	1,009	0,971	1,008	0,962	1,007	0,961	1,003	0,962	1,004	0,961	1,006	0,991	0,991	0,963	0,979	0,972	0,986	0,959
	TAMBO DE MORAGO	0,951	-	0,954	-	0,976	0,960	1,013	0,975	1,017	0,971	1,017	0,972	1,012	0,972	1,014	0,972	1,021	0,989	1,002	0,964	0,990	0,957	0,998	0,962

- Legenda:**
- Uo < 0.950 pu
 - Uo [0.950-0.975] pu
 - Uo [0.975-1.025] pu
 - Uo [1.025-1.050] pu
 - Uo > 1.050 pu
 - operación infactible
 - n/a

Tabla 6.68 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias.

Observaciones a los estudios de contingencias se resaltan las siguientes:

- En el horizonte del largo plazo, la salida del enlace 220 kV Independencia – El Ángel provocaría que las tensiones en las barras 60 kV de las subestaciones Alto La Luna, Paracas y Pisco se deterioren llegando a valores cercanos a 0.9 p.u.

6.9.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año para el Área de Demanda 8.

En la Tabla 6.69 se presentan las corrientes de cortocircuito monofásico para cada escenario en todo el periodo de estudio.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- El valor máximo de la intensidad de cortocircuito observado, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 17,3 kA en la barra POROMA 220.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]	Max CC/1φ [kA]
INDEPENDENCIA 220A	7,2	7,4	9,3	9,3	9,3	9,5
MARCONA 220A	6,3	6,5	9,1	9,4	9,8	11,0
POROMA 220B	8,2	8,6	14,0	14,9	15,8	17,3
NCHINCHA220	-	4,7	5,1	5,1	5,1	5,2
ICA 220A	5,0	5,0	6,4	6,5	6,5	6,7
INTERMEDIA 220A	-	-	5,1	5,2	5,2	5,4
NUEVANAZCA220	-	3,4	4,7	4,8	4,9	5,1
EL ANGEL 220	-	4,4	5,0	5,0	5,0	5,1

Leyenda:

icc [kA]	< 31.5	[31.5-40]	[40-63]	[63-80]	>= 80	n/a
----------	--------	-----------	---------	---------	-------	-----

Tabla 6.69 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 8

6.9.3 Conclusiones

- i. Diagnóstico de la operación en condiciones normales
 - a. Tensiones en barras. Todas las barras 220 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado.
 - b. Carga en transformadores. Luego de la entrada en servicio de las subestaciones Nazca Nueva, Chincha Nueva y el Ángel, los transformadores MAT/AT no presentan sobrecargas. Por lo tanto, los puntos de suministros en 220 kV cuentan con capacidad para atender el crecimiento de la demanda desde el 2024 en adelante.
 - c. Carga en líneas. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
- ii. Diagnóstico de la operación en contingencia

En el largo plazo, la salida del enlace 220 kV Independencia – El ángel provocaría que se presenten subtensiones (valores cercanos a 0.9 p.u.) en las barras 60 kV del sistema eléctrico Pisco, lo que denota la pérdida de robustez del sistema en cuestión.

iii. Niveles de cortocircuito

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 18 kA en todo el periodo de estudio.

iv. Síntesis

- En el largo plazo, el sistema eléctrico que atiende a la zona de Pisco - Paracas pierde robustez y presentaría rechazos de carga ante contingencia de la línea 220 kV Independencia – El Ángel.
- La ciudad de Ica cuenta con un solo suministro primario en 220 kV y atendería una demanda superior a 100 MW en el año 2032, lo que denota la necesidad de evaluar otro punto de inyección a fin de mejorar la confiabilidad en el largo plazo.

6.10 Área de demanda 9

6.10.1 Información base

6.10.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 9 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.70.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
9	Puquina-Omate-Ubinas	Arequipa	138	ELECTROSUR S.A.	SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A. ELECTROSUR S.A. EGASA CONENHUA S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Arequipa				
	Islay	Mollendo			
	Camaná, Chuquibamba, Majes-Siguas, Repartición-La Cano, Valle de Majes	Repartición			
	Oropampa, Valle del Colca	Callali			
PSE Chuquibamba	ADINELSA				

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.70 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 9

En la Figura 6.31 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 9.



Figura 6.31 Ubicación geográfica del Área de Demanda 9

6.10.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 9 se muestra en la Tabla 6.71 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.32 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 3.2%.
- La demanda agregada (clientes libres) en AT presenta un crecimiento constante en esta Área de Demanda.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.3 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 9

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	206.0	211.1	218.1	227.2	232.4	237.8	243.4	254.2	265.1	278.3	289.7	301.2	307.9	314.7	321.7
AT	45.7	46.5	46.7	49.5	49.5	49.6	49.6	52.5	55.5	58.5	61.4	64.4	66.4	66.4	66.4
MAT	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	457.9	467.7	555.9	555.9	555.9
Total	709.6	715.6	722.7	734.6	739.9	745.3	750.9	764.7	778.6	794.7	809.0	833.3	930.3	937.1	944.0
															Tasa de demanda vegetativa 2018-2032 3.2%
															Tasa de demanda global 2018-2032 2.1%
															Ratio demandas 2032/2018 1.3

Tabla 6.71 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 9

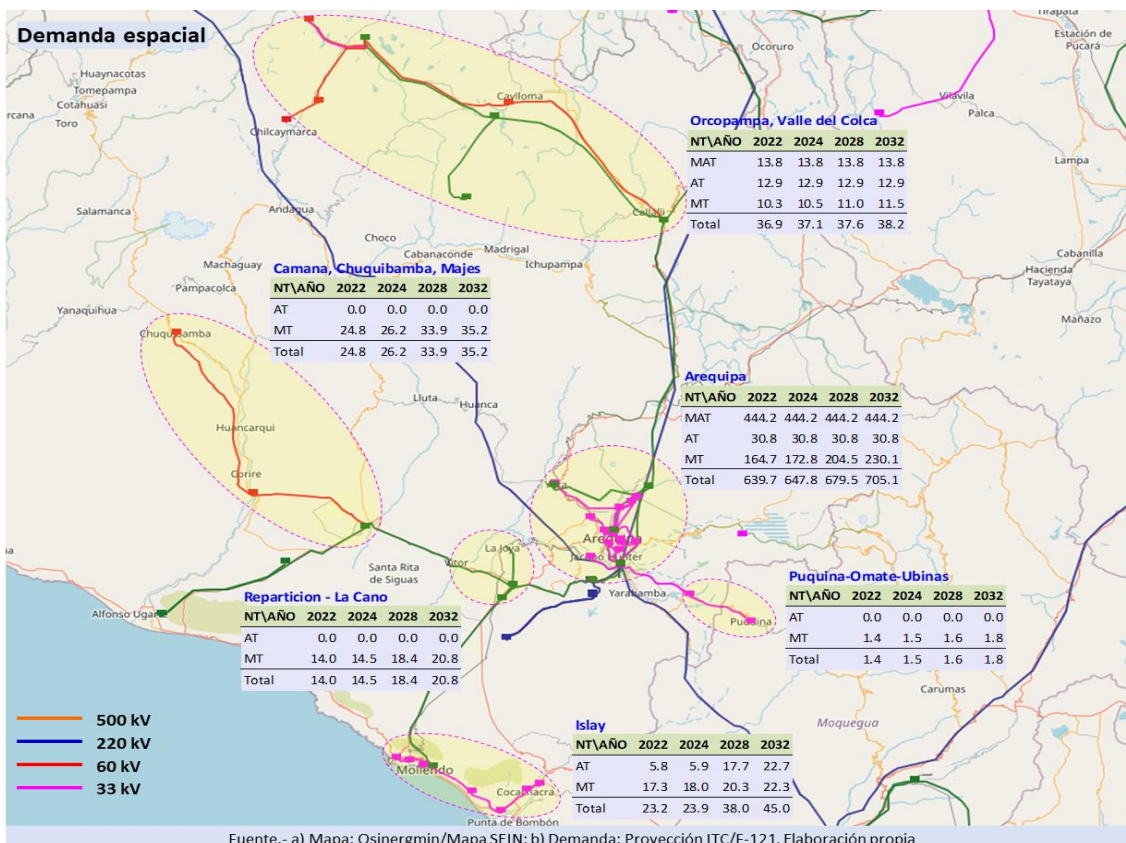


Figura 6.32 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 9

6.10.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red del Área de Demanda 9, se ha considerado la información de las siguientes fuentes:

- Resolución N° 033-2019-OS/CD, que consolida los proyectos aprobados en los diversos Plan de Inversiones de Transmisión hasta el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021.
- Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprueba y publica el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025.
- Plan de Transmisión Vinculantes.

En el Anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos del Plan de Inversión utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.33 se muestra el Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 9.

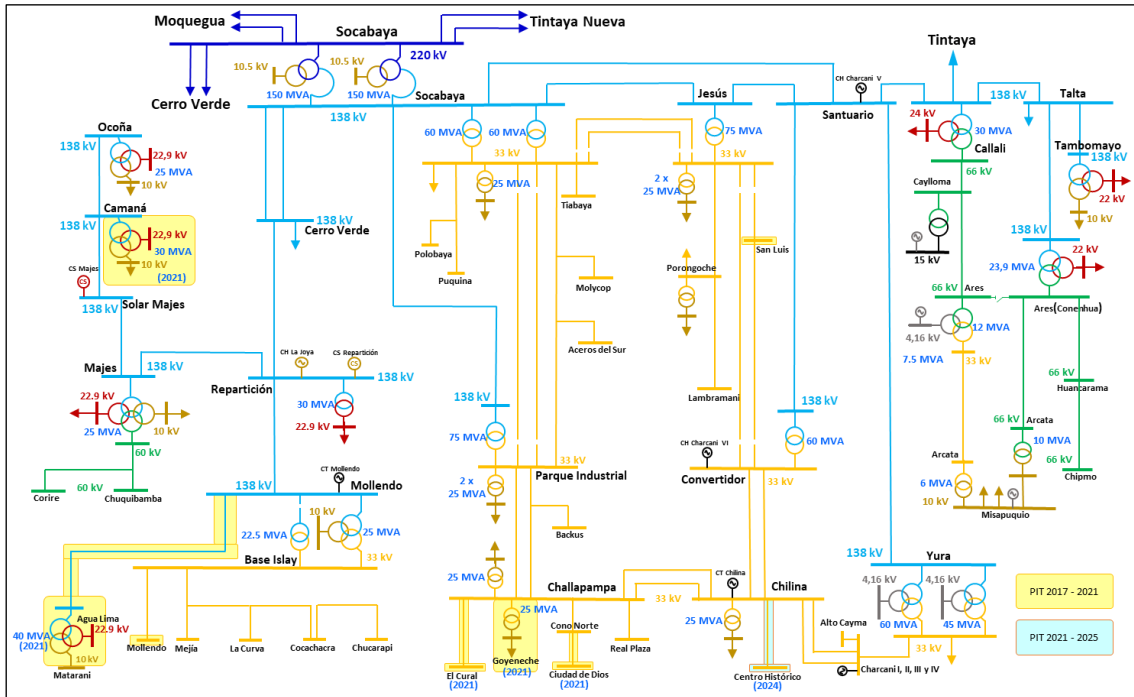


Figura 6.33 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9

6.10.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda 9 comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales.
- Flujo de Potencia en contingencia.
- Cálculo de Cortocircuito.

6.10.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en Barras.
- Carga en Transformadores.
- Carga en Líneas.

6.10.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación, en cuanto a las tensiones en barras, se muestran en la Tabla 6.72 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, se verifica que las “Tensiones de Operación” de todas las barras de 220 kV, 138 kV, 60 kV y 33 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.

Barra	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Zona: Repartición - Majes - Mollendo													
Repartición	138	1.002	0.997	0.998	0.996	1.000	0.995	0.988	0.990	1.009	1.006	1.007	1.011
Mollendo	138	1.002	1.002	1.000	1.001	1.002	0.999	0.986	0.994	0.983	0.985	0.966	0.976
Matarani	138	1.002	1.001	1.000	1.000	1.001	0.999	0.985	0.993	0.981	0.982	0.962	0.971
Majes	138	1.000	0.997	0.995	0.995	0.996	0.994	0.981	0.987	0.990	0.988	0.986	0.992
Solar Majes	138	0.997	0.995	0.991	0.993	0.992	0.991	0.977	0.984	0.988	0.987	0.983	0.990
Camaná	138	0.982	0.984	0.975	0.982	0.975	0.979	0.959	0.971	0.977	0.978	0.969	0.979
Ocoña	138	0.983	0.985	0.976	0.983	0.976	0.980	0.960	0.972	0.977	0.979	0.970	0.980
Majes	60	1.010	1.005	1.002	1.001	1.002	0.998	0.981	0.986	0.991	0.996	0.994	0.998
Chuquibamba	60	0.991	0.984	0.982	0.980	0.981	0.975	0.959	0.962	0.955	0.959	0.954	0.956
Corire	60	0.997	0.992	0.989	0.987	0.988	0.983	0.966	0.970	0.967	0.972	0.968	0.970
Base Islay	33	1.010	1.010	0.994	1.009	0.994	1.007	0.986	0.987	0.985	0.988	0.992	0.986
Zona: Socabaya - Arequipa - Yura													
Socabaya	220	0.995	0.990	1.000	1.000	1.006	1.002	1.002	1.000	1.010	1.010	1.012	1.010
Socabaya	138	1.042	1.031	1.037	1.031	1.040	1.031	1.031	1.028	1.040	1.033	1.050	1.049
Cerro Verde	138	1.034	1.025	1.029	1.025	1.032	1.025	1.023	1.022	1.032	1.026	1.040	1.041
Parque Industrial	138	1.028	1.017	1.023	1.017	1.026	1.017	1.017	1.014	1.025	1.018	1.032	1.031
Jesús	138	1.032	1.021	1.027	1.021	1.029	1.021	1.023	1.018	1.030	1.023	1.037	1.035
Chilina	138	1.003	0.992	0.997	0.994	0.998	0.991	0.996	0.987	1.002	0.994	1.001	0.999
Santuario	138	1.027	1.016	1.021	1.017	1.023	1.016	1.023	1.013	1.027	1.019	1.030	1.028
Yura	138	1.012	0.997	1.005	0.997	1.007	0.996	1.007	0.993	1.009	0.998	1.012	1.007
Socabaya	33	1.046	1.024	1.040	1.034	1.043	1.034	1.023	1.030	1.041	1.033	1.047	1.046
Parque Industrial	33	1.035	1.023	1.029	1.022	1.030	1.022	1.019	1.018	1.030	1.022	1.025	1.024
Jesús	33	1.029	1.018	1.023	1.016	1.024	1.017	1.018	1.013	1.028	1.021	1.029	1.027
Challapampa	33	1.003	0.991	0.997	0.987	0.997	0.989	0.989	0.984	1.002	0.992	0.989	0.986
Chilina	33	1.009	0.997	1.003	0.993	1.003	0.995	0.994	0.989	1.010	1.001	1.000	0.997
Yura	30	1.006	0.989	0.999	0.989	1.001	0.987	1.001	0.984	1.000	0.985	1.003	0.995
Zona: Callali - Ares													
Callali	138	1.039	1.036	1.039	1.039	1.041	1.036	1.034	1.034	1.001	0.997	1.003	1.003
Talta	138	1.010	1.010	1.010	1.013	1.012	1.009	1.006	1.007	0.998	0.995	1.000	1.003
Tambomayo	138	1.008	1.007	1.008	1.010	1.010	1.007	1.003	1.005	0.995	0.992	0.997	1.000
Ares Conenhua	138	1.004	1.005	1.004	1.008	1.006	1.005	1.000	1.003	0.994	0.992	0.996	1.001
Callali	66	1.031	1.027	1.030	1.040	1.032	1.025	1.025	1.023	1.011	1.007	1.012	1.012
Caylloma	66	1.009	1.004	1.008	1.018	1.010	1.002	1.003	1.000	0.985	0.981	0.985	0.985
Ares	66	1.008	1.003	1.007	1.017	1.009	1.001	1.001	0.999	0.984	0.980	0.983	0.983
Ares Conenhua	66	1.015	1.024	1.017	1.025	1.019	1.023	1.013	1.021	1.015	1.016	1.018	1.027
Huancarama	66	0.993	1.006	0.995	1.007	0.996	1.005	0.991	1.003	0.997	1.001	0.998	1.015
Chipmo	66	0.993	1.006	0.994	1.007	0.995	1.005	0.991	1.003	0.996	1.000	0.997	1.016
Arcata	66	1.019	1.028	1.021	1.029	1.022	1.027	1.017	1.026	1.021	1.021	1.023	1.032

Legenda:



Uo < 0.950 pu

Uo > 1.050 pu

n/a

Uo [0.95-1.05] pu

Tabla 6.72 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 9

6.10.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Transformadores” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.73 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Transformadores” son los siguientes:

- La sobrecarga que presenta el transformador 138/33 kV – 60 MVA de la SE Chilina desde el año 2023, corresponde al incremento de la demanda en el nivel de 33 kV.
- Sobrecarga de los dos (02) transformadores de 220/138/10 kV – 150/150/30 MVA de la SE Socabaya, desde el año 2028, por el incremento de la demanda en conjunto de los Sistemas Eléctricos “Arequipa”, “Puquina - Omate - Ubinas” y la carga de Cerro Verde.
- La sobrecarga que presenta el transformador 138/33 kV – 75 MVA de la SE Parque Industrial, en el largo plazo (2032), corresponde al incremento de la demanda en el nivel de 33 kV.

Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Socabaya T1	220/138/10	150.0	74.9	78.0	75.7	75.9	75.2	76.3	73.4	82.3	89.3	100.1	117.9	121.1
Socabaya T2	220/138/10	150.0	74.9	78.0	75.7	75.9	75.2	76.3	73.4	82.3	89.3	100.1	117.9	121.1
Socabaya T1	138/35	60.0	32.6	33.9	33.9	35.7	34.7	36.4	35.9	38.3	39.8	42.0	47.1	48.9
Socabaya T2	138/35	60.0	32.6	33.9	33.9	35.7	34.7	36.4	35.9	38.3	39.8	42.0	47.1	48.9
Repartición	138/22.9/10	30.0	44.0	47.3	45.2	48.5	46.2	49.7	50.7	54.0	53.7	57.1	65.4	68.7
Mollendo	138/33/10.2	25.0	59.8	36.3	59.4	37.2	60.8	38.1	64.5	39.0	69.0	42.9	80.2	49.9
Matarani	132/33/10	40.0	7.2	13.2	7.2	13.3	7.2	13.5	14.6	20.9	30.7	37.8	52.7	60.1
Majes	138/60/23	25.0	70.7	73.6	73.1	75.8	75.0	78.0	82.6	85.1	93.6	96.0	90.0	92.9
Camaná	132/22.9/10	30.0	52.3	42.8	54.2	44.2	55.7	45.5	58.7	47.5	52.8	44.2	60.2	50.0
Ocoña	138/60/33	25.0	12.8	13.0	13.3	13.4	13.6	13.8	14.3	14.3	14.8	15.0	16.6	16.7
Jesús	138/33	75.0	63.2	66.4	65.8	68.7	67.6	70.0	71.6	73.9	76.1	79.6	89.8	92.0
Chilina	138/35	60.0	100.3	101.0	102.1	98.9	106.2	106.4	113.9	111.2	114.6	113.9	130.8	131.8
Parque Industrial	138/35	75.0	80.1	84.2	82.4	85.3	84.0	86.2	87.5	89.5	92.4	96.6	108.5	111.0
Callali	132/66/24	30.0	26.8	31.8	27.5	32.3	28.2	33.6	29.4	34.9	31.8	37.7	36.0	42.4
Ares Conenhua	132/66/21.9	23.9	36.8	32.0	32.1	33.6	32.7	32.0	32.6	31.5	25.8	27.0	23.5	27.4
Tambomayo	138/22/10	26.0	31.9	33.0	31.9	32.9	31.8	33.0	32.0	33.1	32.3	33.5	32.2	33.2
Yura T1	138/30/4.16	45.0	26.8	31.8	27.5	32.5	27.4	32.5	27.4	32.6	28.3	33.5	28.2	33.3
Yura T2	138/30	60.0	30.9	37.5	31.8	38.3	31.8	38.4	31.8	38.5	32.2	39.0	32.1	38.6

Levenda:  Carga(%) 100< 100-110 110-120 >120 n/a

Tabla 6.73 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 9

En la siguiente figura se muestra gráficamente los resultados más severos del análisis antes mencionado:

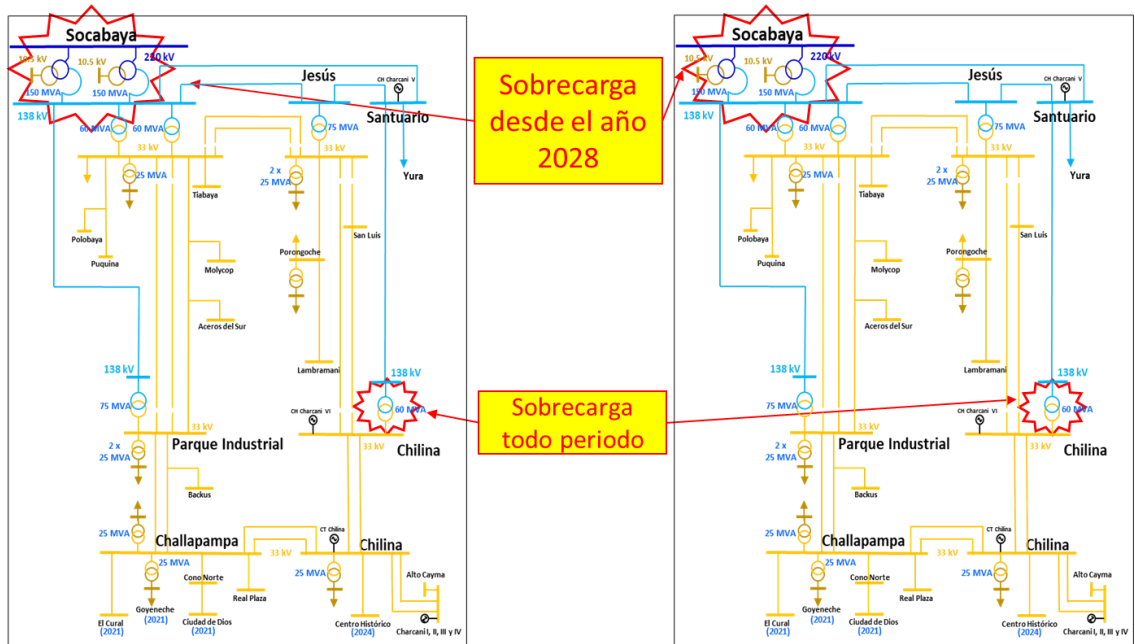


Figura 6.34 Identificación de sobrecarga de transformadores en el Sistema Eléctrico Arequipa

6.10.2.1.3 Carga en Líneas de Transmisión

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Líneas de Transmisión” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.74 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Líneas de Transmisión” son las siguientes:

- Todas las líneas de 220 kV y 60 kV operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal. Es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.
- La sobrecarga en la línea de 138 kV L-1126 Santuario – Chilina, a partir del año 2022, se origina porque dicha línea es modelada considerando su capacidad operativa (60 MVA) por límite por TC, sin embargo, en el largo plazo se modela con su capacidad nominal (132 MVA).
- La línea de 138 kV L-1029 Cerro Verde – Repartición presenta sobrecarga en el largo plazo (2032) por el crecimiento de la demanda en los sistemas eléctricos “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigvas y Pampacolca”, “Islay” y “Repartición - La Cano”.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)			
Líneas de Transmisión de 220kV																												
Socabaya - Tintaya T1	220	199.7	29.2	38.7	29.2	37.3	12.3	22.1	11.1	22.4	19.0	33.2	25.7	29.5														
Socabaya - Tintaya T2	220	199.7	29.3	38.7	29.2	37.3	12.3	22.2	11.2	22.5	19.1	33.3	25.8	29.6														
Socabaya - Moquegua T1	220	149.8	49.8	38.4	25.5	18.0	26.3	20.4	28.0	10.8	14.2	15.0	23.1	22.7														
Socabaya - Moquegua T2	220	149.8	49.8	38.4	25.5	18.0	26.3	20.4	28.0	10.8	14.2	15.0	23.1	22.7														
Socabaya - Cerro Verde T1	220	228.6	23.8	26.1	23.8	25.9	23.8	25.9	23.8	25.9	21.0	22.5	21.0	22.5														
Socabaya - Cerro Verde T2	220	228.6	23.8	26.1	23.8	25.9	23.8	25.9	23.8	25.9	21.0	22.5	21.0	22.5														
Líneas de Transmisión de 138kV																												
Socabaya - Cerro Verde T1	138	57.1	72.7	60.2	68.6	57.7	69.8	59.0	74.8	63.7	80.3	71.5	96.0	85.4														
Socabaya - Cerro Verde T2	138	57.1	72.7	60.2	68.6	57.7	69.8	59.0	74.8	63.7	80.3	71.5	96.0	85.4														
Cerro Verde - Repartición	138	90.0	56.7	52.6	58.7	54.1	60.4	55.8	68.1	62.9	80.9	76.5	100.9	94.4														
Repartición - Majes	138	135.0	22.1	20.7	23.0	21.4	23.6	22.1	25.4	23.5	26.9	25.5	28.9	27.1														
Majes - Solar Majes	138	108.8	13.5	11.3	14.1	11.6	14.5	12.0	15.4	12.6	15.4	13.3	17.5	14.9														
Solar Majes - Camaná	138	108.8	14.7	12.1	15.3	12.5	15.7	12.9	16.6	13.5	15.7	13.3	17.9	15.1														
Camaná - Ocoña	138	131.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2														
Repartición - Mollendo	138	90.0	19.7	16.0	19.7	16.3	20.1	16.7	24.5	20.4	33.2	29.1	46.5	41.4														
Mollendo - Matarani	138	39.9	7.5	13.8	7.6	14.0	7.5	14.1	15.3	21.9	32.2	39.6	55.2	63.0														
Socabaya - Parque Industrial	138	132.9	45.2	47.5	46.5	48.1	47.4	48.6	49.4	50.5	52.1	54.5	61.2	62.6														
Socabaya - Jesús	138	135.0	26.6	32.3	28.5	31.2	29.2	31.3	23.0	34.0	32.0	45.8	46.6	53.0														
Socabaya - Santuario	138	135.0	21.1	15.1	20.1	14.4	24.7	16.7	17.6	15.4	13.8	17.6	18.9	22.1														
Jesús - Santuario	138	135.0	25.9	15.6	24.4	16.6	29.9	19.8	26.3	17.5	18.4	5.5	15.2	11.9														
Santuario - Chilina	138	59.8	100.8	101.4	102.5	98.3	106.7	106.8	114.4	111.6	51.8	51.4	59.0	59.5														
Santuario - Yura	138	131.9	22.9	27.6	23.6	28.2	23.5	28.3	23.5	28.4	24.0	28.9	23.9	28.7														
Santuario - Callali	138	110.0	15.2	21.4	16.0	21.3	4.8	11.1	7.0	10.3	23.5	29.9	25.5	25.5														
Callali - Talta	138	119.5	5.6	4.6	6.4	4.6	6.4	4.6	6.1	4.7	5.2	4.1	5.9	3.7														
Callali - Tintaya	138	83.7	9.8	13.1	7.0	13.4	15.6	6.7	17.1	6.9	18.8	12.1	18.1	15.4														
Talta - Ares Conenhua	138	119.5	7.7	6.7	6.7	7.0	6.8	6.7	6.8	6.6	5.4	5.6	4.9	5.7														
Líneas de Transmisión en AT																												
Majes - Chuquibamba	60	35.9	6.1	6.4	6.3	6.6	6.5	6.8	6.8	7.0	7.5	7.7	8.3	8.6														
Derv. Corire - Corire	60	35.9	12.6	13.1	13.0	13.5	13.4	13.9	14.0	14.4	14.9	15.4	16.7	17.2														
Callali - Caylloma	66	25.0	20.9	21.3	21.2	20.6	21.3	21.5	21.3	21.2	22.4	21.9	23.1	22.3														
Caylloma - Ares	66	25.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.8	2.8														
Ares Conenhua - Arcata	66	43.4	5.0	5.4	4.5	5.7	4.4	5.2	4.6	5.8	5.3	6.2	4.9	5.9														
Ares Conenhua - Huancarama	66	25.0	36.8	31.3	34.1	31.0	34.6	31.7	33.9	30.8	29.5	26.5	28.7	24.2														
Huancarama - Chipmo	66	25.0	34.5	30.5	27.7	30.4	28.4	31.3	29.4	29.4	31.1	29.7	28.0	30.7														
Prq. Industrial - Challapampa T1	33	17.1	63.7	66.0	64.9	71.2	66.5	69.7	62.0	71.9	63.1	74.5	84.2	91.7														
Prq. Industrial - Challapampa T2	33	17.1	62.1	64.4	63.2	69.6	64.9	68.1	60.3	70.2	61.3	72.7	82.3	89.9														
Challapampa - Chilina T1	33	21.4	77.0	72.5	77.0	73.5	80.0	75.9	67.5	61.9	72.6	68.2	85.5	84.2														
Challapampa - Chilina T2	33	21.4	77.0	72.5	77.0	73.5	80.0	75.9	67.5	61.9	72.6	68.2	85.5	84.2														

Legenda: 100< 100-110 110-120 >120 n/a

Tabla 6.74 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 9

6.10.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.10.2.2.1 Casos de contingencias simples en Líneas de Transmisión

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) definidas como salidas individuales de las principales líneas de transmisión en los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW en el Área de Demanda 9; al respecto, los

sistemas eléctricos analizados son “Arequipa” y los sistemas eléctricos que se conectan a la SE Repartición.

El resultado de dicho análisis se muestra en la Tabla 6.75, para la hora de máxima demanda, verificándose que los sistemas eléctricos “Majes - Camaná” y “Mollendo - Islay” alimentados por las líneas 138 kV Repartición – Majes y Repartición - Mollendo, respectivamente, no resisten el análisis de redundancia “N-1”, generando Interrupción de Suministro en los sistemas mencionados. Asimismo, se verifica que ante un eventual escenario de salida de la línea L-1029 138 kV Cerro Verde - Repartición se interrumpiría el suministro a todos los sistemas eléctricos que se conectan a la SE Repartición, desde el año 2023.

Circuito F/S	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Socabaya - Cerro Verde T1	138												
Socabaya - Cerro Verde T2	138												
Cerro Verde - Repartición	138	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s
Repartición - Majes	138	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s
Repartición - Mollendo	138	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s	f/s
Socabaya - Parque Industrial	138												
Socabaya - Jesús	138												
Socabaya - Santuario	138												
Jesús - Santuario	138												
Santuario - Chilina	138												
Santuario - Yura	138												
Santuario - Callali	138												
Challapampa - Chilina T1	33												
Challapampa - Chilina T2	33												
Parque Industrial - Challapampa T1	33												
Parque Industrial - Challapampa T2	33												

Legenda:

	Operación factible
	Colapso de tensión
f/s	Interrupción de Suministro
-	n/a

Tabla 6.75 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 9

En la siguiente figura se muestra gráficamente los resultados correspondientes a los sistemas eléctricos “Majes - Camaná” y “Mollendo - Islay” alimentados por las líneas 138 kV Repartición – Majes y Repartición - Mollendo.

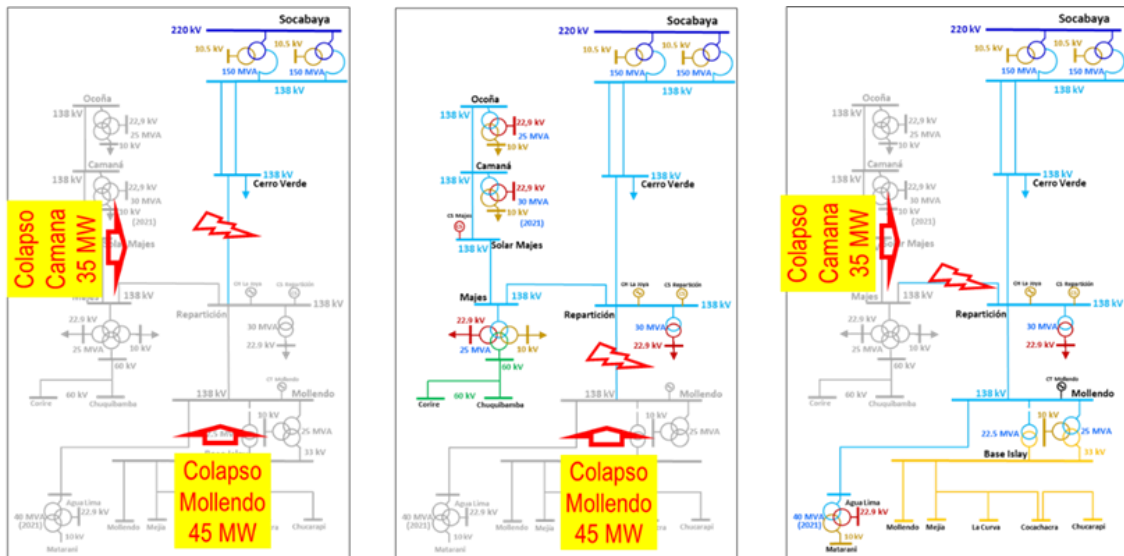


Figura 6.35 Zona de Influencia de la Línea 138kV Cerro Verde, Repartición, Mollendo, Majes y Camaná

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la Tabla 6.76. Al respecto, se observa que en el corto plazo, ante un evento de contingencia de la línea 138 kV Socabaya - Parque Industrial se verifica sobrecargas extremas en la línea 33 kV Challapampa – Chilina y línea 138 kV Santuario – Chilina, asimismo, ante un evento de contingencia de la línea 138 kV Santuario – Chilina se verifica sobrecargas extremas en la línea 33 kV Parque Industrial – Challapampa, generando en ambos escenarios Interrupción de Suministro en el sistema eléctrico Arequipa, afectando a un 34% de la carga total para el año 2023, un 40% para el año intermedio 2028 y un 45% para el año horizonte 2032.

Elemento en contingencia	Elemento monitoreado	2023		2024		2025		2026		2028		2032	
		Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
		max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
Socabaya - Cerro Verde T1	Socabaya - Cerro Verde T2	73	146	60	121	69	138	58	116	70	148	59	118
	Cerro Verde - Repartición	57	57	53	53	59	59	54	54	60	61	56	56
Socabaya - Cerro Verde T2	Socabaya - Cerro Verde T1	73	146	60	121	69	138	58	116	70	148	59	118
	Cerro Verde - Repartición	57	57	53	53	59	59	54	54	60	61	56	56
Repartición - Majes	Cerro Verde - Repartición	57	57	53	53	59	59	54	54	60	61	56	56
Repartición - Mollendo	Cerro Verde - Repartición	57	57	53	53	59	59	54	54	60	61	56	56
Socabaya - Parque Industrial	Santuario - Chilina	101	145	101	150	103	149	98	148	107	154	107	158
	Challapampa - Chilina T1	77	158	73	164	77	164	73	166	80	169	76	172
Socabaya - Jesús	Santuario - Chilina	101	101	101	101	103	102	98	98	107	107	107	106
	Parque Industrial - Challapampa T1	64	77	66	84	65	80	71	89	67	81	70	87
Socabaya - Santuario	Santuario - Chilina	101	101	101	99	103	102	98	97	107	108	107	106
	Parque Industrial - Challapampa T2	62	76	64	82	63	78	70	87	65	80	68	86
Jesús - Santuario	Santuario - Chilina	101	105	101	103	103	107	98	101	107	112	107	110
	Parque Industrial - Challapampa T1	64	162	66	172	65	167	71	175	67	174	70	184
Santuario - Yura	Santuario - Chilina	101	104	101	105	103	105	98	102	107	110	107	110
	Challapampa - Chilina T1	77	141	73	136	77	145	73	138	80	150	76	143
Challapampa - Chilina T2	Santuario - Chilina	101	99	101	100	103	101	98	96	107	105	107	105
	Challapampa - Chilina T1	77	144	73	136	77	145	73	138	80	150	76	143
Parque Industrial - Challapampa T1	Santuario - Chilina	101	105	101	107	103	107	98	104	107	112	107	112
	Challapampa - Chilina T1	77	81	73	79	77	82	73	81	80	85	76	84
Parque Industrial - Challapampa T2	Santuario - Chilina	101	105	101	106	103	107	98	104	107	111	107	112
	Challapampa - Chilina T1	77	81	73	79	77	82	73	80	80	85	76	83

Tabla 6.76 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 9.

En la siguiente figura se muestra gráficamente los resultados más severos del análisis antes escrito.

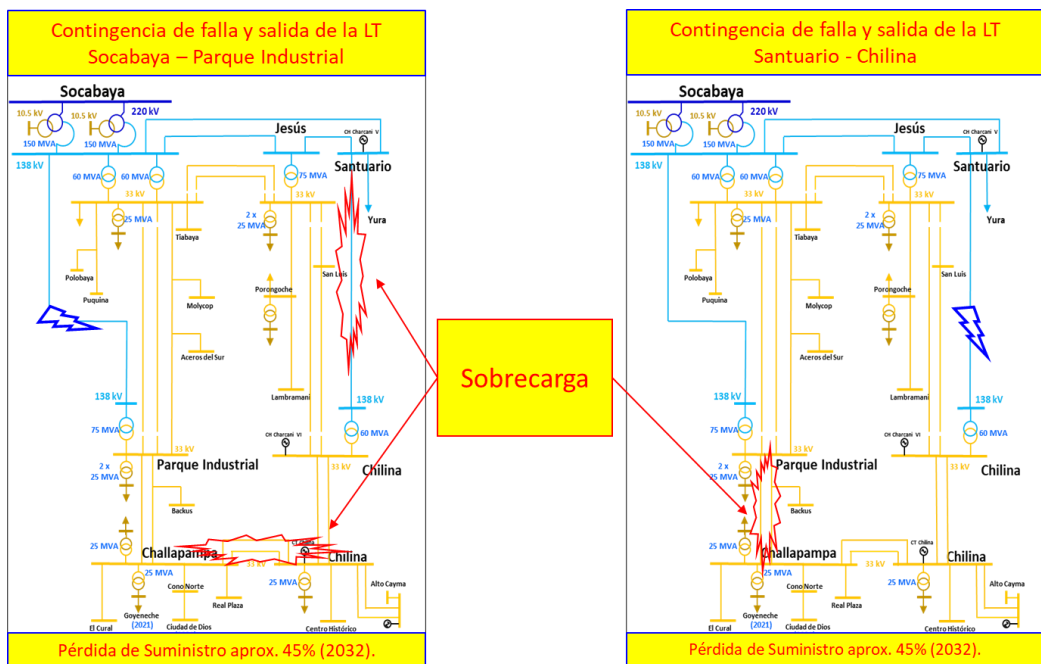


Figura 6.36 Identificación de sobrecarga de Líneas de 138kV y 33kV ante eventos de contingencia

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.77.

Elemento en contingencia	Elemento monitoreado	2023		2024		2025		2026		2028		2032					
		Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje				
		max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max				
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1				
Socabaya - Cerro Verde T1	Matarani	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	0.99	1.00	0.99	0.99	0.98	1.00	0.99	0.97	0.96
Socabaya - Cerro Verde T2	Matarani	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	0.99	1.00	0.99	0.99	0.98	1.00	0.99	0.97	0.96
Cerro Verde - Repartición																	
Repartición - Majes																	
Repartición - Mollendo																	
Socabaya - Parque Industrial	Parque Industrial	1.03	0.85	1.02	0.83	1.02	0.84	1.02	0.82	1.03	0.84	1.02	0.82	1.02	0.81	1.01	0.81
	Parque Industrial	1.04	0.91	1.02	0.89	1.03	0.90	1.02	0.88	1.02	0.88	1.02	0.87	1.03	0.89	1.02	0.88
	Challapampa	1.00	0.93	0.99	0.91	1.00	0.92	0.99	0.91	0.99	0.90	0.98	0.89	1.00	0.93	0.99	0.91
	Chilina	1.01	0.95	1.00	0.93	1.00	0.94	0.99	0.93	0.99	0.92	0.99	0.91	1.01	0.95	1.00	0.94
Socabaya - Jesús																	
Socabaya - Santuario																	
Jesús - Santuario																	
Santuario - Chilina	Chilina	1.00	0.83	0.99	0.81	1.00	0.83	0.99	0.83	1.00	0.82	0.99	0.80	1.00	0.78	0.99	0.78
	Parque Industrial	1.04	0.98	1.02	0.96	1.03	0.97	1.02	0.96	1.03	0.97	1.02	0.96	1.02	0.94	1.03	0.98
	Challapampa	1.00	0.90	0.99	0.88	1.00	0.89	0.99	0.88	1.00	0.89	0.99	0.87	0.99	0.84	0.98	0.85
	Chilina	1.01	0.90	1.00	0.87	1.00	0.89	0.99	0.88	1.00	0.88	0.99	0.87	0.99	0.84	0.99	0.84
Santuario - Yura																	
Challapampa - Chilina T1																	
Challapampa - Chilina T2																	
Parque Industrial - Challapampa T1																	
Parque Industrial - Challapampa T2																	

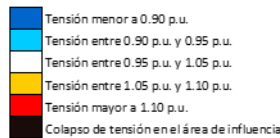



Tabla 6.77 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 9.

6.10.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las “Corrientes de Cortocircuito Monofásico” – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.78 se presentan las máximas corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 9.

Del análisis señalado, se observa que el valor máximo de la intensidad de cortocircuito, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 17.7 kA en la barra “Socabaya 220 kV”.

	2023	2024	2025	2026	2028	2032
Barra	Max CC/1 ϕ	Max CC/1 ϕ	Max CC/1 ϕ	Max CC/1 ϕ	Max CC/1 ϕ	Max CC/1 ϕ
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Zona: Repartición - Majes - Mollendo						
Repartición 138	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4
Mollendo 138	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0
Matarani 138	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9
Majes 138	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0
Solar Majes 138	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9
Camaná 138	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Ocoña 138	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
Majes 60	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Chuquibamba 60	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Corire 60	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Base Islay 33	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9
Zona: Socabaya - Arequipa - Yura						
Socabaya 220	11.9	12.1	12.4	14.4	17.0	17.7
Socabaya 138	12.3	12.4	12.6	13.4	14.4	14.6
Cerro Verde 138	8.2	8.2	8.3	8.7	9.0	9.2
Parque Industrial 138	6.5	6.5	6.6	6.8	7.0	7.1
Jesús 138	8.2	8.2	8.3	8.6	8.9	9.1
Chilina 138	4.1	4.1	4.1	4.2	3.8	3.9
Santuario 138	8.8	8.8	8.9	9.1	9.4	9.5
Yura 138	3.2	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3
Socabaya 33	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Parque Industrial 33	6.5	6.6	6.6	6.6	6.7	6.7
Jesús 33	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6
Challapampa 33	11.3	11.4	11.4	11.6	11.8	11.8
Chilina 33	12.8	12.9	12.9	13.0	13.2	13.3
Yura 30	10.2	10.2	10.3	10.3	10.4	10.5
Zona: Callali - Ares						
Callali 138	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9
Talta 138	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Tambomayo 138	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Ares Conenhua 138	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Ares Conenhua 66	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2
Huancarama 66	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Chipmo 66	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Arcata 66	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1

Legenda: 

Icc (kA) < 31.5 [31.5-40] [40-63] [63-80] >= 80

Tabla 6.78 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 9

6.10.3 Conclusiones

- i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:

- a. Tensiones en barras. Todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
- b. Carga en transformadores. Se presenta sobrecarga en el transformador 138/33 kV – 60 MVA de la SE Chilina desde el año 2023. Asimismo, en el largo plazo, el transformador 138/33 kV – 75 MVA de la SE Parque Industrial opera con un factor de utilización mayor a “100 %”.

Además, se identifica sobrecarga en los dos (02) transformadores 220/138/10 kV – 150/150/30 MVA de la SE Socabaya a partir del año 2028.

- c. Carga en líneas. Se presenta sobrecarga en la línea 138 kV L-1126 Santuario – Chilina, a partir del año 2022, originada porque dicha línea es modelada considerando su capacidad operativa limitada por TC y no su capacidad nominal. Además, la línea 138 kV L-1029 Cerro Verde – Repartición presenta sobrecarga en el largo plazo (2032).

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia.

En el corto plazo, se verifica que los sistemas eléctricos “Majes - Camaná” y “Mollendo - Islay” alimentados por las líneas 138 kV Repartición – Majes y Repartición - Mollendo, respectivamente, no resisten el análisis de redundancia “N-1”, generando Interrupción de Suministro a los sistemas mencionados. Asimismo, se verifica la línea 138 kV Cerro Verde - Repartición al no cumplir el análisis de contingencia produce la Interrupción del Suministro de todos los sistemas eléctricos que se conectan a la SE Repartición, desde el año 2023.

Además, en el corto plazo, ante un evento de contingencia de la línea 138 kV Socabaya - Parque Industrial se verifica sobrecargas extremas en la línea 138 kV Santuario – Chilina y línea 33 kV Challapampa – Chilina, asimismo, ante un evento de contingencia de la línea 138 kV Santuario – Chilina se verifica sobrecargas extremas en la línea 33 kV Parque Industrial – Challapampa, generando en ambos escenarios Interrupción de Suministro al centro de Arequipa.

iii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 17.7 kA en todo el periodo de estudio.

iv) Síntesis

Ciudad de Arequipa: Se ha encontrado insuficiencia de capacidad de transformación en la SE Socabaya 220/138 kV a partir del año 2028 y en la SE Chilina en todo el periodo de análisis. En cuanto a confiabilidad de líneas de transmisión en 138 kV para suministro primario que atiende la demanda la ciudad se presentarían deficiencia todo el período de análisis (2023-

2032), afectando a un 34% de la carga total de la ciudad para el año 2023, un 40% para el año intermedio 2028 y un 45% para el año horizonte 2032.

Ciudades de Mollendo/Matarani y Camaná/Ocoña: Se ha encontrado insuficiencia severa de capacidad de suministro confiable a las ciudades de Mollendo/Matarani (desde el año 2026) y Camaná/Ocoña (desde el año 2028) alimentados desde un sistema de 138 kV, conformado por líneas radiales de simple circuito sin redundancia, que parte desde la SE Cerro Verde en Arequipa y pasan por las subestaciones de Repartición, Mollendo, Majes y Camaná. Por lo que la pérdida de alguna de estas líneas ocasiona la pérdida total de la carga de estas ciudades. La condición más desfavorable para los dos (02) sistemas mencionados se presentaría a partir del año 2023 con la pérdida del enlace Cerro Verde – Repartición, debido a la insuficiencia de capacidad de suministro.

6.11 Área de demanda 10

6.11.1 Información base

6.11.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 10 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.79.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
10	Abancay, Abancay Rural, Andahuaylas, Chacapuente, Chuquibambilla, Valle Sagrado 1, Valle Sagrado 3	Cachimayo	138	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	ELECTRO SUR ESTE S.A.A. EGEMSA RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Chumbivilcas, Combapata, Sicuani, Sicuani Rural	Combapata			
	Cusco, Valle Sagrado 2	Cusco			
	La Convención, La Convención Rural, Machupicchu	Machupicchu			
	Mazuko	Mazuko			
	Puerto Maldonado, Puerto Maldonado Rural	Puerto Maldonado			
	Yauri	Tintaya			

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.79 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 10

En la Figura 6.37 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 10.



Figura 6.37 Ubicación geográfica del Área de Demanda 10

6.11.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 10 se muestra en la Tabla 6.80 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.38 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 2.4%.
- La demanda agregada (clientes libres) en AT es casi constante en todo el horizonte de análisis.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.4 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 10

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	132.4	135.5	138.8	142.1	145.5	148.9	152.5	156.2	159.9	163.7	167.7	171.7	175.8	180.1	184.4
AT	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
MAT	361.2	361.2	361.2	361.2	357.4	334.5	334.5	334.5	341.2	408.4	482.5	487.0	488.6	497.2	493.5
Total	502.5	505.7	508.9	512.2	511.8	505.4	509.0	512.6	523.0	594.0	672.1	680.6	686.3	699.2	699.8
															Tasa de demanda vegetativa 2018-2032 2.4%
															Tasa de demanda global 2018-2032 2.4%
															Ratio demandas 2032/2018 1.4

Tabla 6.80 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 10

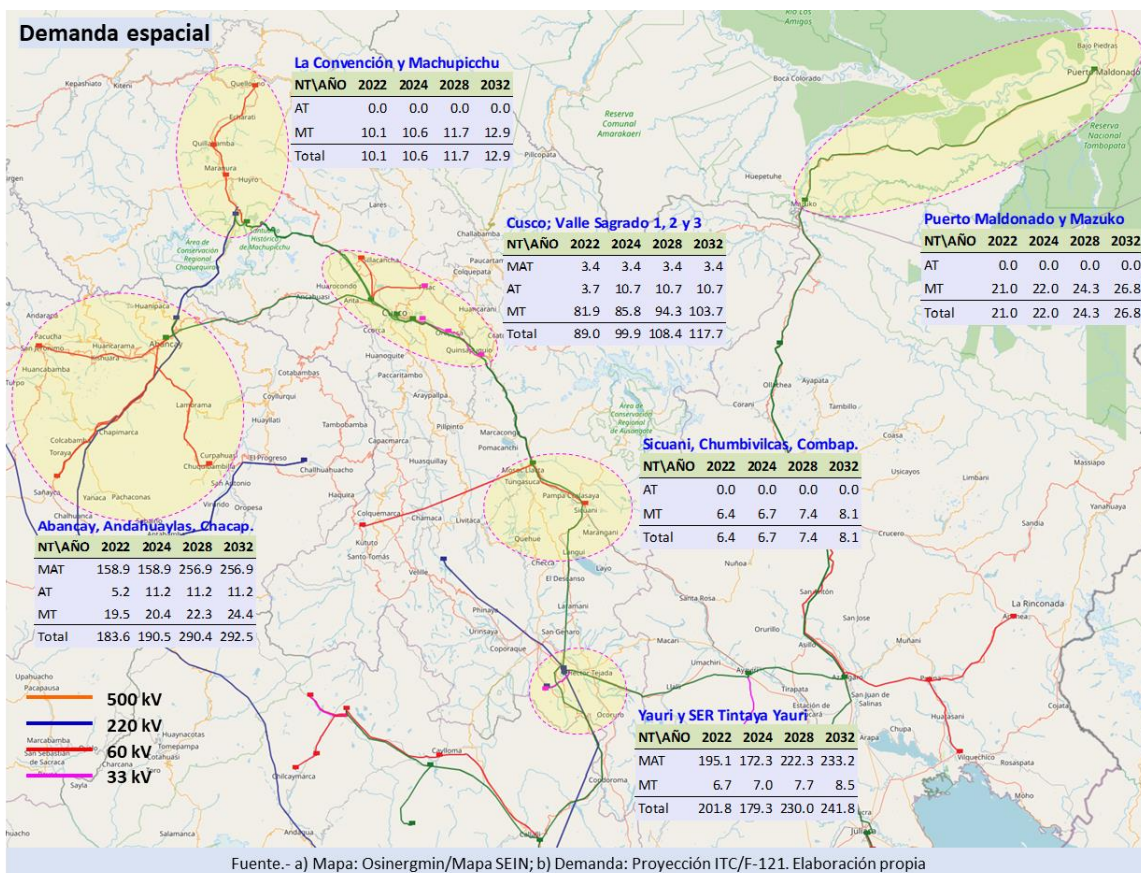


Figura 6.38 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 10

6.11.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red del Área de Demanda 10, se ha considerado la información de las siguientes fuentes:

- Resolución N° 033-2019-OS/CD, que consolida los proyectos aprobados en los diversos Plan de Inversiones de Transmisión hasta el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021.
- Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprueba y publica el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025.
- Plan de Transmisión Vinculantes.

En el Anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos del Plan de Inversión utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.39 se muestra el Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 10, donde se resalta el retiro de las Líneas 138kV Quencoro – Machupicchu y Cachimayo – Machupicchu, de acuerdo con la solicitud del SERNANP.

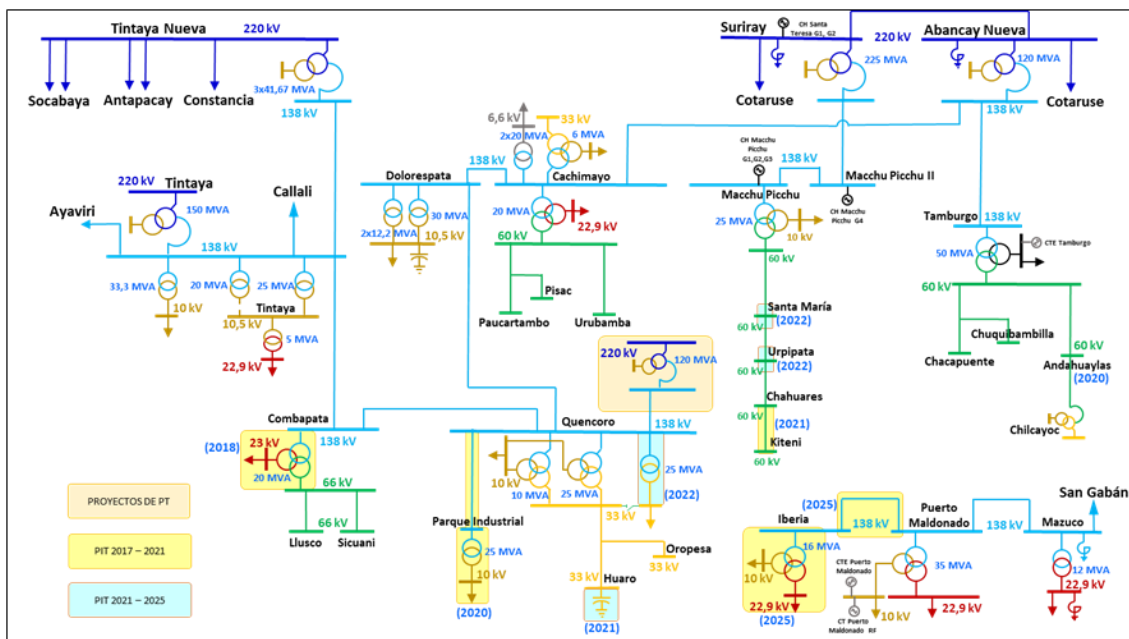


Figura 6.39 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 10

6.11.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda 10 comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales.
- Flujo de Potencia en contingencia.
- Cálculo de Cortocircuito.

6.11.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en Barras.
- Carga en Transformadores.
- Carga en Líneas.

6.11.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación, en cuanto a las tensiones en barras, se muestran en la Tabla 6.81 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a las “Tensiones de Operación” son las siguientes:

- Todas las barras de 220 kV y 138 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
- Respecto a las barras de 60 kV, la barra “Andahuaylas 60 kV” presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el todo el horizonte de evaluación.

Barra	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Zona: Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural													
Tintaya Nueva	220	1.022	1.020	1.022	1.017	1.016	1.009	1.007	1.009	1.014	1.008	1.014	1.016
Tintaya Nueva	138	1.006	1.011	1.010	1.009	1.005	1.002	1.001	1.004	1.003	1.001	1.004	1.005
Tintaya	220	1.005	1.009	1.009	1.008	1.004	1.001	1.000	1.004	1.002	1.000	1.003	1.004
Tintaya	138	1.005	1.010	1.009	1.008	1.004	1.001	1.000	1.004	1.002	1.000	1.003	1.004
Combapata	138	0.985	0.995	0.993	0.989	0.993	0.991	0.988	0.991	1.001	0.999	0.998	0.998
Combapata	60	1.015	1.025	1.023	1.019	1.023	1.021	1.018	1.020	1.005	1.002	1.001	1.001
Llusco	60	0.998	1.008	1.006	1.001	1.006	1.004	1.001	1.003	1.011	1.008	1.007	1.007
Sicuani	60	0.985	0.995	0.993	0.988	0.993	0.990	0.987	0.990	0.995	0.991	0.990	0.989
Zona: Cusco; Valle Sagrado 1, 2 y 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 2 y 3													
Quencoro	138	0.986	0.994	0.992	0.983	0.993	0.991	0.988	0.988	0.995	0.994	0.990	0.991
Quencoro	33	1.026	1.034	1.032	1.022	1.033	1.031	1.027	1.027	1.050	1.048	1.043	1.044
Parque Industrial	138	0.971	0.979	0.977	0.968	0.978	0.976	0.972	0.972	0.994	0.993	0.989	0.990
Dolorespata	138	0.988	0.995	0.994	0.983	0.995	0.993	0.989	0.989	0.994	0.992	0.988	0.990
Cachimayo	138	0.991	0.998	0.996	0.988	0.997	0.996	0.992	0.992	0.991	0.990	0.986	0.988
Cachimayo	60	1.007	1.013	1.012	1.003	1.013	1.011	1.007	1.007	1.024	1.020	1.016	1.016
Paucartambo	60	1.010	1.016	1.016	1.004	1.016	1.013	1.010	1.008	1.006	1.000	0.996	0.993
Pisac	60	1.013	1.018	1.018	1.007	1.019	1.015	1.013	1.010	1.010	1.005	1.000	0.998
Urubamba	60	1.011	1.017	1.017	1.006	1.017	1.014	1.011	1.010	1.010	1.004	1.000	0.998
Zona: La Convención, Machupicchu y La Convención Rural													
Machupicchu	138	0.997	1.000	1.000	0.998	1.000	1.000	0.998	0.996	0.992	0.996	0.992	0.996
Machupicchu	60	0.993	0.993	0.995	0.990	0.994	1.020	1.020	1.015	1.030	1.031	1.026	1.027
Santa María	60	0.997	0.996	0.999	0.992	0.998	1.022	1.024	1.017	1.007	1.005	0.998	0.996
Urpipata	60	0.990	0.987	0.991	0.983	0.990	1.014	1.016	1.008	0.996	0.993	0.987	0.983
Chahuares	60	0.986	0.983	0.987	0.978	0.986	1.009	1.012	1.003	0.988	0.984	0.976	0.972
Kiteni	60	0.985	0.982	0.986	0.977	0.984	1.008	1.011	1.001	0.984	0.979	0.971	0.966
Zona: Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas													
Suriray	220	0.992	0.995	0.997	0.994	0.998	0.997	0.996	0.989	0.992	0.996	0.992	0.999
Abancay Nueva	220	0.985	0.989	0.992	0.988	0.994	0.992	0.996	0.977	0.983	0.986	0.982	0.998
Abancay Nueva	138	0.985	0.990	0.991	0.986	0.992	0.990	0.985	0.986	0.982	0.984	0.979	0.990
Tamburgo	138	0.978	0.982	0.984	0.978	0.984	0.982	0.977	0.978	0.975	0.976	0.970	0.982
Tamburgo	60	1.044	1.032	1.035	1.026	1.035	1.030	1.041	1.040	1.030	1.029	1.021	1.017
Chacapunte	60	1.041	1.025	1.031	1.019	1.031	1.023	1.037	1.032	1.025	1.020	1.014	1.006
Chuquibambilla	60	1.020	1.004	1.010	0.998	1.010	1.001	1.016	1.011	1.007	1.003	0.996	0.988
Andahuaylas	60	0.949	0.934	0.937	0.926	0.935	0.929	0.942	0.939	0.922	0.919	0.906	0.898
Zona: Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural													
San Gabán	138	1.009	1.000	1.008	1.002	0.992	0.995	0.990	1.000	1.019	1.023	1.004	1.007
Mazuco	138	1.001	0.990	0.999	0.992	0.993	0.988	0.989	0.996	1.019	1.018	1.006	1.006
Puerto Maldonado	138	0.963	0.950	0.959	0.950	0.975	0.968	0.968	0.985	1.015	1.003	0.994	0.993
Iberia	138	-	-	-	-	1.003	0.994	0.995	1.021	1.008	0.986	1.008	1.006

Legenda:



Uo < 0.950 pu

Uo > 1.050 pu



n/a

Uo [0.95-1.05] pu

Tabla 6.81 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 10

6.11.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Transformadores” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.82 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, se verifica que no hay observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Transformadores”, ya que todos los transformadores del Área de Demanda 10 presentan un factor de utilización menor a “100 %”.

Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	Carga (%)											
			2023(AV-max)	2023(Es-max)	2024(AV-max)	2024(Es-max)	2025(AV-max)	2025(Es-max)	2026(AV-max)	2026(Es-max)	2028(AV-max)	2028(Es-max)	2032(AV-max)	2032(Es-max)
Tintaya Nueva	220/138/22.9	125.0	28.3	14.0	22.0	12.4	18.0	9.7	15.8	6.5	18.0	21.8	20.4	24.6
Tintaya	220/138/22.9	125.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tintaya T1	132/10	25.0	20.6	20.9	21.0	21.5	21.6	22.2	22.3	22.7	23.4	23.9	25.8	26.3
Tintaya T2	138/10	33.3	58.1	59.6	57.9	59.7	58.2	60.1	58.4	59.9	58.3	60.2	58.2	59.9
Combapata	138/66/24	15.0	53.1	54.0	53.6	55.3	54.6	56.2	55.9	57.3	58.3	60.0	63.1	64.8
Combapata	138/66/24	30.0	29.2	30.0	29.5	30.7	30.0	31.2	30.7	31.7	30.7	32.0	33.3	34.7
Suriray	220/138/22.9	225.0	14.8	3.5	14.3	2.3	17.4	2.6	16.7	5.0	68.5	44.7	66.5	47.6
Machupicchu	138/60/10	25.0	37.4	40.2	38.3	41.4	39.3	42.2	40.3	43.5	43.3	46.5	48.3	52.0
Cachimayo	132/60/22.9	20.0	57.4	61.3	58.5	63.5	59.9	64.6	61.8	66.5	66.2	71.6	73.9	79.6
Dolorespata T1	138/10.95	30.0	67.6	68.5	68.5	61.7	69.3	70.4	70.3	71.4	72.1	73.3	76.7	78.0
Dolorespata T2	138/11	12.2	55.3	56.4	56.3	62.0	57.7	59.4	59.5	61.1	61.3	63.1	68.2	69.9
Dolorespata T3	138/11	12.2	55.3	56.4	56.3	62.0	57.7	59.4	59.5	61.1	61.3	63.1	68.2	69.9
Quencoro T1	132/34/10	25.0	60.9	63.2	62.1	65.6	63.6	66.7	65.5	68.6	67.4	70.6	74.8	78.3
Quencoro T2	132/34/10	10.0	59.5	61.8	60.7	64.2	62.1	65.2	64.1	67.1	65.9	69.1	73.3	76.7
Quencoro T3	132/33	25.0	30.2	30.8	30.7	31.7	31.3	32.1	32.0	32.9	32.9	33.8	35.9	36.8
Parque Industrial	138/10	30.0	78.0	80.2	79.4	83.3	81.5	84.6	84.1	87.2	81.0	84.0	89.9	93.1
Abancay Nueva	220/138/22.9	120.0	36.1	41.2	35.4	42.0	32.9	40.1	33.8	40.7	62.8	62.4	62.1	69.3
Tamburgo	138/66/13.2	50.0	56.1	59.3	57.5	60.5	58.3	61.1	58.5	61.3	61.2	64.0	65.5	69.2
Mazuco	138/22.9	12.0	25.8	31.6	26.5	32.4	27.3	48.3	28.1	48.9	43.9	49.4	32.9	40.0
Puerto Maldonado T1	138/22.9/10	35.0	58.5	58.1	59.5	59.6	59.3	59.3	61.4	59.7	59.8	57.7	66.7	66.2
Iberia	138/22.9/10	16.0	-	-	-	-	40.0	40.2	39.9	80.4	79.7	39.8	24.1	26.7

Legenda: 

Tabla 6.82 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 10

6.11.2.1.3 Carga en Líneas de Transmisión

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Líneas de Transmisión” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.83 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, se observa que no hay observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Líneas de Transmisión”, ya que todas las líneas de transmisión operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Líneas de Transmisión de 220kV														
Tintaya Nueva - Constanca	220	150.1	54.6	55.8	56.8	56.0	54.9	56.5	57.8	56.5	55.0	56.6	57.3	56.1
Tintaya Nueva - Antapacay T1	220	120.0	30.8	31.4	30.3	32.2	30.5	32.3	33.5	35.4	40.1	41.2	41.5	42.4
Tintaya Nueva - Antapacay T2	220	120.0	30.8	31.4	30.3	32.2	30.4	32.3	33.4	35.3	40.0	41.1	41.5	42.4
Tintaya Nueva - Socabaya T1	220	199.7	29.3	38.4	29.4	37.2	12.0	22.1	11.3	22.3	19.4	33.6	25.9	30.4
Tintaya Nueva - Socabaya T2	220	199.7	29.4	38.4	29.5	37.3	12.1	22.2	11.4	22.4	19.5	33.7	26.0	30.5
Suriray - Abancay Nueva	220	250.4	30.5	18.0	29.1	18.3	30.1	19.3	30.5	19.7	31.6	20.1	33.6	46.4
Suriray - Cotaruse	220	250.4	21.4	10.6	21.5	11.5	23.4	12.6	20.5	8.7	13.0	6.7	14.9	24.9
Abancay Nueva - Cotaruse	220	250.4	18.0	10.9	18.5	12.1	20.7	12.3	15.3	8.3	8.3	12.9	9.6	15.1
Líneas de Transmisión de 138kV														
Tintaya Nueva - Tintaya	138	125.2	28.2	13.9	21.9	12.3	17.9	9.6	15.7	6.4	17.9	21.7	20.3	24.5
Tintaya - Combapata	138	83.7	48.7	28.2	37.0	27.6	22.3	17.0	23.7	12.4	4.3	7.7	9.2	4.8
Tintaya - Ayaviri	138	90.0	13.1	6.3	16.0	10.1	39.1	21.8	38.3	24.7	33.3	18.0	34.8	18.0
Tintaya - Callali	138	83.7	11.4	18.8	9.3	18.7	10.8	6.0	9.9	5.1	16.9	11.1	17.2	14.7
Combapata - Quencoro	138	83.7	59.2	39.2	47.8	38.7	33.3	28.2	34.9	22.9	10.3	6.8	7.1	12.3
Quencoro - Dolorespata	138	71.9	38.8	29.2	31.3	28.6	21.4	22.1	22.4	18.1	17.8	22.8	29.2	22.2
Quencoro - Machupicchu	138	83.7	72.0	60.3	67.6	60.7	62.9	58.4	64.7	56.6	-	-	-	-
Quencoro - Parque Industrial	138	106.4	22.0	22.6	22.4	23.5	23.0	23.9	23.7	24.6	23.0	23.8	25.4	26.3
Dolorespata - Cachimayo	138	71.0	81.2	72.3	74.1	71.8	64.1	66.2	66.7	63.1	32.4	28.4	26.1	32.7
Cachimayo - Machupicchu	138	71.0	93.1	77.9	88.5	78.1	84.2	76.7	86.2	74.9	-	-	-	-
Cachimayo - Abancay Nueva	138	90.1	13.2	19.5	11.6	18.4	7.5	16.1	8.5	15.7	47.9	45.8	44.1	51.2
Abancay Nueva - Tamburgo	138	59.8	56.6	58.5	57.3	59.9	58.2	60.6	59.6	61.8	30.4	31.5	32.8	33.9
Machupicchu II - Suriray	138	149.4	22.3	5.2	21.6	3.4	26.2	4.0	25.2	7.6	61.6	40.2	59.8	42.8
San Gabán - Mazuco	138	112.3	16.1	16.8	16.4	17.2	20.9	20.9	21.2	21.7	22.8	23.1	25.8	26.7
Mazuco - Puerto Maldonado	138	108.8	15.8	16.2	16.3	16.6	17.9	18.3	18.3	19.3	20.7	20.4	22.5	22.8
Puerto Maldonado - Iberia	138	126.9	-	-	-	-	6.6	6.7	6.6	5.4	5.3	6.9	7.7	7.7
Líneas de Transmisión de 60kV														
Combapata - Llusco	60	45.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.8	2.8	2.8
Combapata - Sicuani	60	20.0	17.1	18.0	17.4	18.6	17.8	19.0	18.3	19.5	20.0	21.3	22.1	23.6
Machupicchu - Santa María	60	51.8	14.3	15.4	14.7	15.9	15.1	15.8	15.0	16.3	16.1	17.4	18.0	19.4
Santa María - Uripipata	60	51.8	11.8	12.9	12.1	13.3	12.4	13.2	12.4	13.6	13.4	14.7	15.0	16.4
Uripipata - Chahuares	60	51.8	6.1	6.5	6.2	6.6	6.3	6.6	6.3	6.8	6.5	7.0	7.2	7.8
Chahuares - Kiteni	60	37.4	3.2	3.3	3.2	3.3	3.3	3.4	3.3	3.4	3.0	3.2	3.2	3.4
Cachimayo - Paucartambo	60	37.4	10.7	11.7	10.9	12.1	11.1	12.3	11.5	12.7	12.4	13.8	13.9	15.4
Cachimayo - Urubamba	60	37.4	14.2	15.6	14.5	16.1	14.8	16.4	15.2	16.9	16.7	18.5	18.6	20.5
Der. Pisac - Pisac	60	37.4	7.4	8.1	7.6	8.5	7.8	8.6	8.0	8.9	8.9	9.9	9.9	11.0
Tamburgo - Chacapunte	60	42.6	10.3	11.8	10.5	12.1	10.7	12.3	10.8	12.3	11.4	12.9	12.2	14.0
Tamburgo - Andahuaylas	60	42.6	39.8	40.8	40.8	41.7	41.3	42.0	41.4	42.1	43.6	44.3	46.4	47.7
Der. Chuq - Chuquibambilla	60	42.6	7.8	8.9	8.0	9.1	8.1	9.1	8.2	9.2	8.1	9.0	8.6	9.7

Leyenda:

Carga(%)



100<

100-110

110-120

>120

n/a

Tabla 6.83 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 10

6.11.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.11.2.2.1 Casos de contingencias simples en Líneas de Transmisión

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) definidas como salidas individuales de las principales líneas de transmisión en los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW en el Área de Demanda 10.

El resultado de dicho análisis se muestra en la Tabla 6.84, para la hora de máxima demanda, verificándose que los sistemas eléctricos presentan condición de operación factible ante los eventos de contingencia mostrados en dicha tabla. Al respecto, se debe señalar que para el análisis se está considerando el retiro de las Líneas 138 kV Quenoco – Machupicchu y Cachimayo - Machupicchu desde el año 2028, de acuerdo con la solicitud del SERNANP.

Circuito F/S	Vn (kV)	2023(AV-max)	2023(Es-max)	2024(AV-max)	2024(Es-max)	2025(AV-max)	2025(Es-max)	2026(AV-max)	2026(Es-max)	2028(AV-max)	2028(Es-max)	2032(AV-max)	2032(Es-max)
Tintaya Nueva - Tintaya	138												
Tintaya - Combapata	138												
Combapata - Quencoro	138												
Quencoro - Dolorespata	138												
Quencoro - Machupicchu	138									-	-	-	-
Quencoro - Parque Industrial	138												
Dolorespata - Cachimayo	138												
Cachimayo - Machupicchu	138									-	-	-	-
Cachimayo - Abancay Nueva	138												
Abancay Nueva - Tamburgo	138												
Machupicchu II - Suriray	138												
Kayra - Quencoro	138	-	-	-	-	-	-	-	-				

Legenda:

- Operación factible
- Colapso de tensión
- n/a

Tabla 6.84 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 10

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la Tabla 6.85. Al respecto, se observa que en el corto plazo, ante un evento de contingencia de la línea 138 kV Quencoro - Machupicchu se verifica sobrecargas en las líneas 138 kV Dolorespata - Cachimayo y Cachimayo – Machupicchu, asimismo, ante un evento de contingencia de las líneas 138 kV Dolorespata – Cachimayo o Cachimayo – Machupicchu se verifica sobrecargas en la línea 138kV Quencoro – Machupicchu. Dichas sobrecargas son resultado de la evacuación de la energía de la CH Machupicchu.

Elemento en contingencia	Elemento monitoreado	2023		2024		2025		2026		2028		2032													
		Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje												
		max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max												
Tintaya Nueva - Tintaya																									
Tintaya - Combapata																									
Combapata - Quencoro																									
Quencoro - Dolorespata																									
Quencoro - Machupicchu	Quencoro - Dolorespata	39	106	29	86	31	94	29	86	21	79	22	76	22	83	18	71	18	23	29	22				
	Dolorespata - Cachimayo	81	151	72	131	74	140	72	131	64	125	66	123	67	130	63	118	32	28	26	33				
	Cachimayo - Machupicchu	93	143	78	120	88	136	78	121	84	128	77	118	86	132	75	115								
Quencoro - Parque Industrial																									
Kayra - Quencoro	Cachimayo - Abancay Nueva	13	20			12	18			7	16			8	16			48	87	46	87	44	90	51	101
Dolorespata - Cachimayo	Quencoro - Machupicchu	72	122	60	105	68	113	61	106	63	103	58	100	65	106	57	96								
Cachimayo - Machupicchu	Quencoro - Machupicchu	72	113	60	94	68	106	61	95	63	99	58	92	65	102	57	89								
Cachimayo - Abancay Nueva	Cachimayo - Machupicchu	93	101	78	89	88	95	78	90	84	88	77	86	86	91	75	84								
Abancay Nueva - Tamburgo																									
Machupicchu II - Suriray	Cachimayo - Machupicchu	93	119	78	75	88	114	78	76	84	116	77	80	86	116	75	77								
San Gabán - Mazuco																									
Mazuco - Puerto Maldonado																									
Puerto Maldonado - Ibería																									

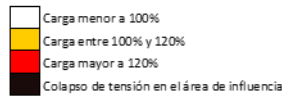


Tabla 6.85 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias, Área de Demanda 10.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.86.

Elemento en contingencia	Elemento monitoreado	2023		2024		2025		2026		2028		2032													
		Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje												
		max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max	max												
Tintaya Nueva - Tintaya	Andahuaylas	0.95	0.95	0.93	0.93	0.94	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.92	0.94	0.92	0.94	0.91	0.94	0.90	0.93						
Tintaya - Combapata	Andahuaylas	0.95	0.94	0.93	0.93	0.94	0.93	0.93	0.92	0.94	0.93	0.92	0.94	0.92	0.93	0.91	0.94	0.90	0.93						
Combapata - Quencoro	Andahuaylas	0.95	0.94	0.93	0.93	0.94	0.93	0.93	0.92	0.94	0.93	0.92	0.93	0.92	0.93	0.91	0.94	0.90	0.93						
Quencoro - Dolorespata	Parque Industrial	0.97	0.95	0.98	0.96	0.98	0.96	0.98	0.96	0.97	0.95	0.97	0.96	0.99	1.01	0.99	1.00	0.99	1.01	0.99	1.00				
	Andahuaylas	0.95	0.96	0.93	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.93	0.94	0.94	0.95	0.92	0.93	0.92	0.91	0.90	0.94				
Quencoro - Machupicchu	Parque Industrial	0.97	0.94	0.98	0.95	0.98	0.95	0.98	0.95	0.97	0.95	0.97	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99				
	Andahuaylas	0.95	0.93	0.93	0.92	0.94	0.92	0.93	0.91	0.94	0.92	0.93	0.92	0.94	0.93	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.90				
Quencoro - Parque Industrial	Andahuaylas	0.95	0.95	0.93	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.93	0.94	0.94	0.95	0.94	0.95	0.92	0.94	0.92	0.94	0.91	0.94	0.90	0.93
Kayra - Quencoro	Sicuani	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.95	0.99	0.94	0.99	0.94	0.99	0.94	0.99	0.94				
	Quencoro	0.99	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.91				
	Parque Industrial	0.97	0.98	0.98	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.99	0.92	0.99	0.91	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.91				
	Dolorespata	0.99	1.00	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.93	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.91				
	Cachimayo	0.99	1.00	1.00	0.99	1.00	0.99	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.93	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.92	0.99	0.92				
	Cachimayo	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	0.96	1.02	0.94	1.02	0.95	1.02	0.92	1.00	0.90				
	Paucartambo	1.01	1.02	1.02	1.00	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	0.94	1.00	0.92	1.00	0.93	0.99	0.90	0.99	0.90				
	Pisac	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	0.94	1.00	0.93	1.00	0.93	1.00	0.93	1.00	0.90				
	Urubamba	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	0.94	1.00	0.93	1.00	0.93	1.00	0.93	1.00	0.90				
Dolorespata - Cachimayo	Andahuaylas	0.95	0.93	0.94	0.93	0.93	0.93	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.95	0.92	0.88	0.92	0.88	0.91	0.88	0.90	0.86				
Dolorespata - Cachimayo	Quencoro	0.99	0.96	0.99	0.97	0.99	0.96	0.98	0.94	0.99	0.96	0.99	0.96	0.99	1.01	0.99	1.01	0.99	1.01	0.99	1.01				
	Quencoro	1.03	0.99	1.03	1.01	1.03	1.00	1.03	1.00	1.03	1.00	1.03	0.99	1.05	1.07	1.05	1.07	1.04	1.07	1.04	1.06				
	Parque Industrial	0.97	0.94	0.98	0.95	0.98	0.95	0.97	0.93	0.98	0.95	0.97	0.94	0.99	1.01	0.99	1.01	0.99	1.01	0.99	1.01				
	Dolorespata	0.99	0.96	1.00	0.97	0.99	0.96	0.98	0.94	0.99	0.97	0.99	0.96	0.99	0.96	0.99	1.01	0.99	1.01	0.99	1.01				
	Andahuaylas	0.95	0.95	0.93	0.93	0.94	0.94	0.93	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.92	0.93	0.92	0.93	0.91	0.94	0.90	0.94				
Cachimayo - Machupicchu	Parque Industrial	0.97	0.95	0.98	0.96	0.98	0.96	0.97	0.95	0.98	0.96	0.97	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99				
	Andahuaylas	0.95	0.94	0.93	0.92	0.94	0.93	0.93	0.91	0.94	0.93	0.93	0.92	0.94	0.93	0.92	0.92	0.91	0.91	0.90	0.90				
Cachimayo - Abancay Nueva	Andahuaylas	0.95	0.94	0.93	0.92	0.94	0.93	0.93	0.92	0.94	0.93	0.94	0.93	0.92	0.92	0.92	0.92	0.91	0.93	0.90	0.93				
Machupicchu II - Suriray	Andahuaylas	0.95	0.93	0.93	0.93	0.94	0.92	0.93	0.92	0.94	0.93	0.94	0.93	0.92	0.94	0.92	0.93	0.91	0.95	0.90	0.94				
Puerto Maldonado - Ibería	Puerto Maldonado	0.96	0.95	0.96	0.95	0.98	0.96	0.97	0.96	0.97	0.96	0.99	0.96	1.01	0.99	1.00	1.00	0.99	0.93	0.99	0.93				

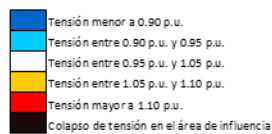


Tabla 6.86 Transgresiones de las tensiones en barra en contingencias, Área de Demanda 10.

6.11.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las “Corrientes de Cortocircuito Monofásico” – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año. En la Tabla 6.87 se presentan las máximas corrientes de cortocircuito monofásico para el Área de Demanda 10.

Del análisis señalado, se observa que el valor máximo de la intensidad de cortocircuito, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 8.1 kA en la barra “Machupicchu 138 kV”.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
Zona: Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural						
Tintaya Nueva 220	4.1	4.1	4.4	4.5	5.3	5.4
Tintaya Nueva 138	5.5	5.6	5.9	6.0	6.2	6.4
Tintaya 220	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3
Tintaya 138	5.6	5.7	6.0	6.1	6.3	6.4
Combapata 138	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3
Combapata 60	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8
Llusco 60	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Sicuani 60	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Zona: Cusco; Valle Sagrado 1, 2 y 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 2 y 3						
Quencoro 138	3.9	3.9	3.9	3.9	4.4	4.6
Quencoro 33	6.5	6.5	6.5	6.5	6.7	6.8
Parque Industrial 138	3.5	3.5	3.5	3.5	3.8	3.9
Dolorespata 138	3.9	3.8	3.9	3.9	3.9	4.1
Cachimayo 138	3.7	3.6	3.7	3.7	3.3	3.4
Zona: La Convención, Machupicchu y La Convención Rural						
Machupicchu 138	7.6	7.5	7.5	7.5	7.4	8.1
Machupicchu 60	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Santa María 60	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Urpipata 60	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Chahuare 60	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Kiteni 60	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Zona: Abancay, Andahuaylas, Chacapuenta, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas						
Suriray 220	4.8	4.6	4.7	5.0	6.0	7.6
Abancay Nueva 220	3.4	3.3	3.3	3.3	3.6	3.9
Abancay Nueva 138	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.9
Tamburgo 138	2.7	2.6	2.6	2.6	2.7	2.8
Tamburgo 60	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Chacapuenta 60	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Chuquibambilla 60	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Andahuaylas 60	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Zona: Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural						
San Gabán 138	5.0	5.0	5.1	5.1	5.0	5.0
Mazuko 138	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Puerto Maldonado 138	0.7	0.7	0.8	0.8	0.7	0.7
Iberia 138	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5

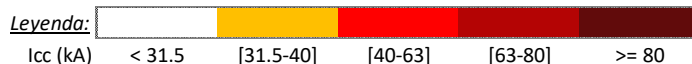


Tabla 6.87 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 10

6.11.3 Conclusiones

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:

- a. Tensiones en barras. Todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, excepto la barra “Andahuaylas 60 kV”, la cual presenta caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% desde el año 2023.
- b. Carga en transformadores. Todos los transformadores operan con un factor de utilización menor a “100 %”, es decir, no presentan sobrecarga en todo el horizonte de estudio.
- c. Carga en líneas. Todas las líneas de transmisión operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia.

Se verifica que los sistemas eléctricos presentan condición de operación factible ante diversos eventos de contingencia. Al respecto, se debe señalar que para el análisis se está considerando el retiro de las Líneas 138 kV Quencoro – Machupicchu y Cachimayo - Machupicchu desde el año 2028, de acuerdo con la solicitud del SERNANP.

iii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 8.1 kA en todo el periodo de estudio.

v. Síntesis

Ciudad del Cusco: el análisis realizado para el año intermedio 2028 y el final del horizonte 2032 contempla que se encuentre en servicio el proyecto de LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya, el proyecto aprobado en el primer Plan de Transmisión 2011-2020. Sin embargo, la ejecución de este proyecto “se encuentra paralizado desde el año 2016”, con “Avance 0%”¹⁴.

Considerando que el proyecto de la zona de ciudad del Cusco LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya se pone en servicio hasta el año intermedio 2028 no habría problemas de suficiencia, capacidad y confiabilidad en el suministro primario a la ciudad de Cusco.

Sin embargo, considerando que el retraso de ejecución del proyecto LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya se mantienen en el horizonte del estudio se

¹⁴ SUPERVISIÓN DE CONTRATOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, OSINERGMIN, División de Supervisión de Electricidad, Diciembre 2020



observan que llega al límite de capacidad y confiabilidad de suministro para el año final 2032 debido a que a los actuales puntos de suministro primario en 138 kV estarían al límite.

6.12 Área de Demanda 11

6.12.1 Información base

6.12.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 11 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.88.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Base	Tensión (kV)		
11	Ayaviri	Ayaviri	138	ELECTRO PUNO S.A.A.	ELECTRO PUNO S.A.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Antauta, Azángaro, Azángaro Rural	Azángaro	138		
	Juliaca, Juliaca Rural	Juliaca	138		
	San Gabán	San Gabán	138	ELECTROSUR S.A.	
	Ilave-Pomata, Puno, Puno Baja Densidad	Puno	138		
	Ichuña				

Tabla 6.88 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 11

En la Figura 6.40 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 11.



Figura 6.40 Ubicación geográfica del Área de Demanda 11

6.12.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 11 se muestra en la Tabla 6.89 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.41 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 3.5%.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.9 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 11

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	91.6	93.7	97.1	101.9	107.6	111.9	116.2	120.3	125.0	129.2	133.5	137.1	140.7	144.6	148.5
AT	6.1	6.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.5	3.5	3.5	3.5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
MAT	18.9	18.9	18.9	24.1	24.5	25.0	25.5	26.0	26.5	73.1	73.5	74.0	74.5	74.5	74.5
Total	116.6	118.7	121.6	131.6	137.7	142.5	147.2	149.7	154.9	205.7	208.4	212.5	216.6	220.5	224.4
Tasa de demanda vegetativa 2018-2032															3.5%
Tasa de demanda global 2018-2032															4.8%
Ratio demandas 2032/2018															1.9

Tabla 6.89 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 11

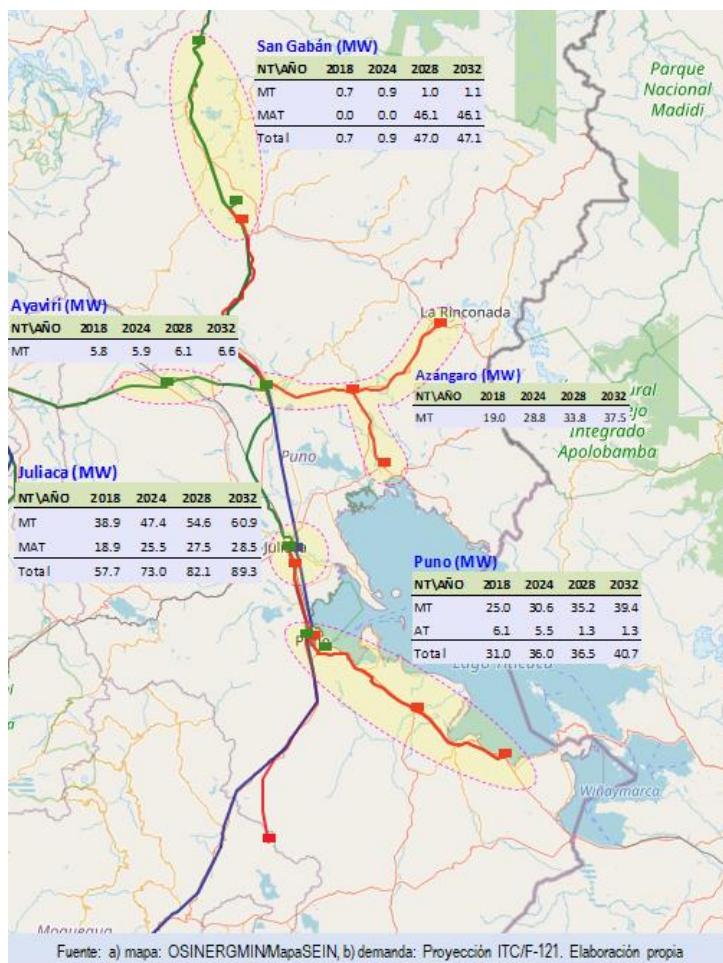


Figura 6.41 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 11

6.12.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.42 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 11 incluyendo los principales planes vinculantes.

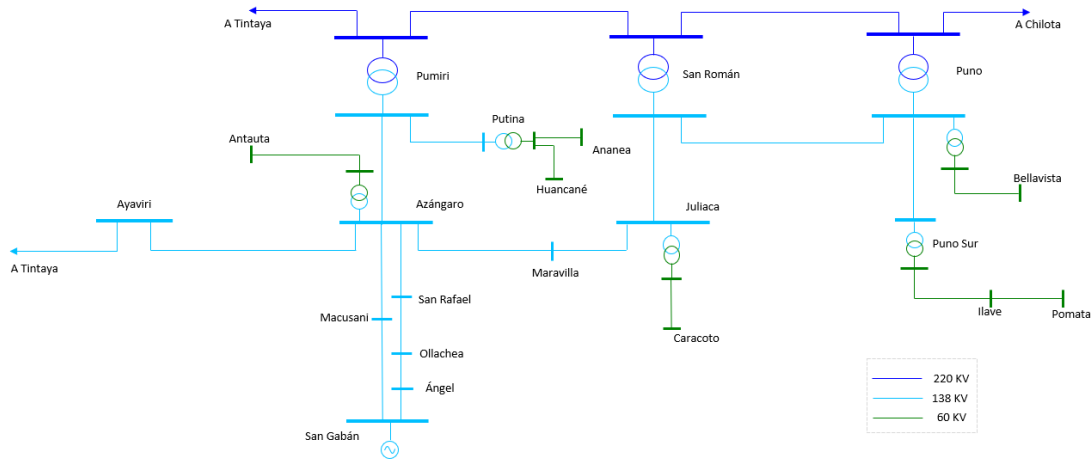


Figura 6.42 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 11

6.12.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales
- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.12.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras
- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.12.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.90 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Todas las barras MAT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.

Barra	Vn (kV)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Puno													
PUNO 220A	233	0,972	0,979	0,975	0,973	1,004	0,998	0,997	0,996	0,987	0,983	0,990	1,007
PUNO 138	141	0,969	0,986	0,979	0,978	1,002	0,996	0,995	1,001	0,992	0,993	1,000	1,010
PUNOSUR138	138	0,987	1,004	0,997	0,997	0,999	0,993	0,992	0,998	0,989	0,989	0,996	1,005
2. Juliaca													
SAN ROMAN220A	233	0,970	0,976	0,970	0,969	1,005	0,999	0,998	1,000	0,990	0,986	0,993	1,009
SAN ROMAN138	140	0,976	1,002	0,991	0,994	0,998	0,994	0,993	0,995	0,987	0,986	0,993	1,005
MARAVILLA138	140	0,971	0,999	0,983	0,990	0,979	0,975	0,975	0,976	0,981	0,981	0,987	0,998
JULIACA 138	140	0,972	0,999	0,986	0,990	0,980	0,976	0,975	0,977	0,983	0,982	0,989	1,000
3. Azangaro													
PUMIRI 220	233	0,965	0,976	0,970	0,969	1,009	1,001	0,999	1,008	0,997	0,993	0,998	1,015
PUMIRI138A	141	0,972	1,003	0,967	0,997	0,999	0,999	1,004	1,000	0,982	0,991	0,993	1,002
AZANGARO 138A	141	0,971	1,002	0,967	0,996	0,978	0,977	0,982	0,980	0,981	0,991	0,993	1,002
PUTINA138	138	-	-	-	-	0,981	0,984	0,985	0,985	0,961	0,975	0,971	0,987
4. Ayaviri													
AYAVIRI 138	140	0,981	1,005	0,978	0,998	0,985	0,985	0,987	0,986	0,987	0,994	0,995	1,004
5. San Gaban													
SAN RAFAEL 138	141	0,980	1,010	0,978	1,005	0,984	0,993	0,987	0,993	0,983	0,997	0,982	0,995
SAN GABAN 138	144	0,990	1,003	0,990	1,001	0,989	0,993	0,991	0,993	1,016	1,024	1,003	1,012
ANGEL138	144	0,989	1,003	0,989	1,001	0,988	0,993	0,990	0,993	1,014	1,023	1,003	1,011
MACUSANI138		-	-	-	-	-	-	-	-	0,981	0,995	0,977	0,990
OLLACHEA138		-	-	-	-	-	-	-	-	1,007	1,018	0,997	1,008

Leyenda:

	Uo < 0.950 pu		operación infactible
	Uo [0.95-1.05] pu		n/a
	Uo > 1.050 pu		

Tabla 6.90 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11

6.12.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %) se muestran en la *Tabla 6.91* para la hora de máxima demanda. En esta tabla solo se muestran los resultados para los transformadores MAT/AT.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- En general los transformadores de potencia no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Transformadores 138/60 kV															
AZANGARO 138B	T79-162 Azangaro 138/60	138/60/22.9	47.5	83.8	62.9	86.0	64.7	70.4	74.0	76.3	79.7	84.8	86.4	98.3	99.6
JULIACA 138	T51-161 Juliaca 138/60	138/60/10	40.0	62.0	41.8	62.9	20.3	62.5	62.3	62.2	40.8	62.0	19.9	62.4	41.3
PUNO 138	T53-162 Puno 138/60	132/60/22.9	25.0	43.1	43.0	43.8	44.5	44.9	45.8	46.4	46.8	50.6	51.4	55.9	56.2
PUNO 138	T97-162 Puno 138/60	138/60/22.9	40.0	35.9	39.0	36.5	39.3	37.3	39.0	37.3	36.4	28.5	41.1	39.0	47.4
PunosS138	Tr3 PunoSur 138/60	132/60/10	25.0	62.2	66.4	63.3	69.1	65.1	71.4	67.5	73.1	72.4	78.8	81.0	87.6
Putina138	Tr3 Putina 138/60	132/63/23	35.0	-	-	-	-	66.9	53.4	67.3	54.1	71.9	56.5	76.3	57.2

Leyenda:




	<100		100-110		110-120		>120
---	------	---	---------	---	---------	---	------

Tabla 6.91 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11

6.12.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.92 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- En general, las líneas de 138 kV no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Líneas de 138 kV														
LT 138 MARAVILLA - AZANGARO	138	90,0	40,0	27,2	38,8	25,6	44,3	31,6	44,8	31,1	33,4	16,9	28,0	19,9
LT 138 MARAVILLA - JULIACA	138	90,0	24,9	10,9	25,8	8,4	28,6	14,7	28,0	13,7	18,2	4,2	11,1	7,9
LT 138 JULIACA - SAN ROMAN	138	80,0	24,2	34,1	35,7	39,1	26,0	35,9	23,8	39,6	40,0	57,7	50,8	62,2
LT 138 SAN ROMAN - PUNO	138	80,0	12,1	16,0	12,2	14,6	19,8	12,5	19,6	15,4	14,6	11,8	13,5	9,3
LT 138 AZANGARO - PUTINA	138	97,0	-	-	-	-	24,4	19,3	24,6	19,6	26,3	20,4	27,9	20,9
LT-138 kV PUNO-PUNO SUR	138	132,9	12,2	13,1	12,5	13,6	12,8	14,0	13,3	14,4	14,2	15,5	15,9	17,2
LT 138 AZANGARO - AYAVIRI	138	90,0	13,1	6,0	16,6	6,6	38,4	21,6	37,3	24,7	31,9	16,3	32,9	15,7
LT 138 AYAVIRI - TINTAYA	138	90,0	8,4	9,1	11,9	8,7	33,1	16,0	31,8	18,7	27,1	11,4	27,8	10,5
LT 138 AZANGARO - SAN GABAN	138	119,5	56,4	32,5	55,3	31,5	53,9	31,2	53,5	32,0	-	-	-	-
LT 138 AZANGARO - SAN RAFAEL	138	119,5	46,1	22,9	44,9	21,8	43,3	21,5	42,7	21,9	30,1	6,2	28,9	10,1
LT 138 SAN RAFAEL - ANGEL	138	119,5	63,9	39,9	63,1	39,3	61,8	39,4	61,6	40,4	-	-	-	-
LT 138 ANGEL - SAN GABAN	138	119,5	17,5	22,7	17,3	22,0	17,3	21,0	17,0	24,0	11,0	9,0	6,5	8,6
LT 138 AZANGARO - MACUSANI	138	119,5	-	-	-	-	-	-	-	-	28,3	4,0	27,6	9,0
LT 138 MACUSANI - SAN GABAN	138	119,5	-	-	-	-	-	-	-	-	67,2	41,5	64,9	44,5
LT 138 SAN RAFAEL - OLLACHEA	138	119,5	-	-	-	-	-	-	-	-	49,7	25,4	48,3	28,4
LT 138 OLLACHEA - ANGEL	138	119,5	-	-	-	-	-	-	-	-	49,6	24,7	48,3	28,4

Leyenda:
 Carga(%) <100 100-110 110-120 >120

Tabla 6.92 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 11

6.12.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión. Para tal efecto, se ha considerado sólo las zonas donde se presentan condiciones operativas deficientes o inadecuadas.

En la siguiente Tabla se presenta el resumen de los resultados de las contingencias.

Circuito F/S	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
L-1012 JULIACA - SAN ROMAN												
L-1010 AZANGARO - SAN GABAN									-	-	-	-
L-1051 SAN RAFAEL - ANGEL									-	-	-	-
L-1010A MACUSANI - SAN GABAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-1051A SAN RAFAEL - OLLACHEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L-1051B OLLACHEA - ANGEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Leyenda:
 operación factible
 operación infactible
 @ operación infactible en condición N
 - n/a

Tabla 6.93 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 11

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2023_AvMax		2023_EstMax		2024_AvMax		2024_EstMax		2025_AvMax		2025_EstMax		2026_AvMax		2026_EstMax		2028_AvMax		2028_EstMax		2032_AvMax		2032_EstMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-1012 JULIACA - SAN ROMAN	L-1046 SAN ROMAN - PUNO	12.1		16.0	24.0	12.2		14.6	23.5	19.8	22.7	12.5	20.5	19.6	23.3	15.4	21.5	14.6	21.9	11.8	20.1	13.5	21.9	9.3	20.3
L-1010 AZANGARO - SAN GABAN	L-1009 AZANGARO - SAN RAFAEL	46.1		22.9	55.3	44.9		21.8	53.4	43.3	100.5	21.5	52.6	42.7	99.4	21.9	54.2	30.1		6.2		28.9		10.1	
L-1051 SAN RAFAEL - ANGEL	L-1013 ANGEL - SAN GABAN	17.5		22.7	17.9	17.3		22.0	18.0	17.3	47.9	21.0	18.6	17.0	48.0	24.0	16.6	11.0		9.0		6.5		8.6	
L-1010A MACUSANI - SAN GABAN	L-1010B AZANGARO - MACUSANI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.3	50.5	4.0	46.3	27.6	48.8	9.0	45.8
L-1051A SAN RAFAEL - OLLACHEA	L-1051B OLLACHEA - ANGEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.6	1.0	24.7	1.0	48.3	1.0	28.4	1.0
L-1051B OLLACHEA - ANGEL	L-1051A SAN RAFAEL - OLLACHEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.7	3.0	25.4	3.1	48.3	3.1	28.4	3.2

Leyenda:
 [50-60]% carga
 [60-80]% carga
 [80-100]% carga
 [100-110]% carga
 [110-120]% carga
 >120% carga
 operación infactible
 n/a

Tabla 6.94 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Transgresiones de las tensiones en barra

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan transgresiones de las tensiones en barras se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Barra	2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax		
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	
L-1012 JULIACA - SAN ROMAN	PUNO 138	0.969	-	0.986	0.993	0.979	-	0.978	0.987	1.002	1.015	0.996	1.006	0.995	1.006	1.001	1.013	0.992	1.002	0.993	1.000	1.000	1.007	1.010	1.015	
	SAN ROMAN138	0.976	-	1.002	1.012	0.991	-	0.994	1.007	0.998	1.016	0.994	1.007	0.993	1.007	0.995	1.012	0.987	1.001	0.986	0.996	0.993	1.003	1.005	1.015	
	PUMIRI138A	0.972	-	1.003	0.990	0.967	-	0.997	0.982	0.999	0.986	0.999	0.986	1.004	0.992	1.000	0.984	0.982	0.966	0.991	0.973	0.993	0.975	1.002	0.975	
	AZANGARO 138A	0.971	-	1.002	0.988	0.967	-	0.996	0.980	0.978	0.974	0.977	0.963	0.982	0.959	0.980	0.963	0.981	0.954	0.991	0.971	0.993	0.973	1.002	0.974	
	MARAVILLA138	0.971	-	0.999	0.947	0.963	-	0.990	0.923	0.979	0.922	0.975	0.919	0.975	0.925	0.976	0.909	0.961	0.917	0.981	0.911	0.997	0.916	0.998	0.926	
	JULIACA 138	0.972	-	0.999	0.942	0.966	-	0.990	0.924	0.980	0.917	0.976	0.912	0.975	0.920	0.977	0.909	0.983	0.913	0.982	0.905	0.989	0.911	1.000	0.900	
	PunoSur138	0.987	-	1.004	1.011	0.997	-	0.997	1.006	0.999	1.012	0.993	1.003	0.992	1.003	0.998	1.010	0.989	0.999	0.989	0.996	0.996	1.003	1.005	1.011	
	AYAVIRI 138	0.981	-	1.005	0.994	0.978	-	0.998	0.987	0.985	0.975	0.985	0.987	0.979	0.986	0.975	0.987	0.994	0.981	0.995	0.982	1.004	1.004	1.003	0.983	
	SAN RAFAEL 138	0.980	-	1.010	1.001	0.978	-	1.005	0.996	0.984	0.974	0.993	0.983	0.987	0.978	0.993	0.982	0.983	0.971	0.997	0.984	0.982	0.968	0.995	0.976	
	SAN GABAN 138	0.990	-	1.003	1.000	0.990	-	1.001	0.997	0.989	0.984	0.993	0.989	0.991	0.987	0.993	0.988	1.016	1.010	1.024	1.017	1.003	0.997	1.012	1.002	
	ANGEL138	0.989	-	1.003	0.999	0.989	-	1.001	0.997	0.988	0.983	0.993	0.988	0.990	0.985	0.993	0.987	1.014	1.008	1.023	1.016	1.003	0.995	1.011	1.001	
	Putina138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MACUSANI138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	0.966	0.984	0.970	0.985	0.972	0.985	0.968	0.961	0.944	0.975	0.956	0.971	0.951	0.987	0.959
	OLLACHEA138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	0.971	0.995	0.983	0.977	0.966	0.974
																			1.007	0.999	1.018	1.009	0.997	0.989	1.008	0.996
L-1012 AZANGARO - SAN GABAN	PUNO 138	0.969	-	0.986	0.970	0.979	-	0.978	0.968	1.002	0.977	0.996	0.983	0.995	0.970	1.001	0.988	0.992	-	0.993	-	1.000	-	1.010	-	
	SAN ROMAN138	0.976	-	1.002	0.985	0.991	-	0.994	0.980	0.998	0.972	0.994	0.980	0.993	0.966	0.995	0.981	0.987	-	0.986	-	0.993	-	1.005	-	
	PUMIRI138A	0.972	-	1.003	0.980	0.967	-	0.997	0.977	0.999	0.961	0.999	0.979	1.004	0.965	1.000	0.980	0.982	-	0.991	-	0.993	-	1.002	-	
	AZANGARO 138A	0.971	-	1.002	0.979	0.967	-	0.996	0.976	0.978	0.939	0.977	0.957	0.982	0.943	0.980	0.959	0.981	-	0.991	-	0.993	-	1.002	-	
	MARAVILLA138	0.971	-	0.999	0.980	0.983	-	0.990	0.975	0.979	0.950	0.975	0.960	0.975	0.946	0.976	0.961	0.981	-	0.981	-	0.987	-	0.998	-	
	JULIACA 138	0.972	-	0.999	0.981	0.986	-	0.990	0.976	0.980	0.952	0.976	0.961	0.975	0.947	0.977	0.962	0.983	-	0.982	-	0.989	-	1.000	-	
	PunoSur138	0.987	-	1.004	0.989	0.997	-	0.997	0.984	0.999	0.974	0.993	0.980	0.992	0.967	0.998	0.984	0.989	-	0.989	-	0.996	-	1.005	-	
	AYAVIRI 138	0.981	-	1.005	0.986	0.978	-	0.998	0.984	0.985	0.959	0.985	0.971	0.987	0.961	0.986	0.973	0.987	-	0.994	-	0.995	-	1.004	-	
	SAN RAFAEL 138	0.980	-	1.010	0.983	0.978	-	1.005	0.982	0.984	0.915	0.993	0.968	0.987	0.913	0.993	0.968	0.983	-	0.997	-	0.982	-	0.995	-	
	SAN GABAN 138	0.990	-	1.003	0.995	0.990	-	1.001	0.994	0.988	0.964	0.993	0.987	0.991	0.966	0.993	0.986	1.016	-	1.024	-	1.003	-	1.012	-	
	ANGEL138	0.989	-	1.003	0.994	0.989	-	1.001	0.993	0.988	0.959	0.993	0.985	0.990	0.961	0.993	0.984	1.014	-	1.023	-	1.003	-	1.011	-	
	Putina138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MACUSANI138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	0.940	0.984	0.963	0.985	0.944	0.985	0.964	0.961	-	0.981	-	0.995	-	0.977	-
	OLLACHEA138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	-	0.995	-	0.977	-	
																			1.007	0.999	1.018	1.009	0.997	0.989	1.008	0.996
L-1051 SAN RAFAEL - ANGEL	PUNO 138	0.969	-	0.986	0.968	0.979	-	0.978	0.963	1.002	0.971	0.996	0.983	0.995	0.961	1.001	0.985	0.992	-	0.993	-	1.000	-	1.010	-	
	SAN ROMAN138	0.976	-	1.002	0.983	0.991	-	0.994	0.977	0.998	0.966	0.994	0.977	0.993	0.956	0.995	0.978	0.987	-	0.986	-	0.993	-	1.005	-	
	PUMIRI138A	0.972	-	1.003	0.976	0.967	-	0.997	0.973	0.999	0.952	0.999	0.976	1.004	0.951	1.000	0.976	0.982	-	0.991	-	0.993	-	1.002	-	
	AZANGARO 138A	0.971	-	1.002	0.975	0.967	-	0.996	0.972	0.978	0.930	0.977	0.953	0.982	0.925	0.980	0.955	0.981	-	0.991	-	0.993	-	1.002	-	
	MARAVILLA138	0.971	-	0.999	0.977	0.983	-	0.990	0.972	0.979	0.943	0.975	0.957	0.975	0.934	0.976	0.957	0.981	-	0.981	-	0.987	-	0.998	-	
	JULIACA 138	0.972	-	0.999	0.978	0.966	-	0.990	0.972	0.980	0.946	0.976	0.959	0.975	0.937	0.977	0.958	0.983	-	0.982	-	0.989	-	1.000	-	
	PunoSur138	0.987	-	1.004	0.986	0.997	-	0.997	0.981	0.999	0.968	0.993	0.978	0.992	0.958	0.998	0.982	0.989	-	0.988	-	0.996	-	1.005	-	
	AYAVIRI 138	0.981	-	1.005	0.984	0.978	-	0.998	0.981	0.985	0.953	0.985	0.969	0.987	0.949	0.986	0.970	0.987	-	0.994	-	0.995	-	1.004	-	
	SAN RAFAEL 138	0.980	-	1.010	0.963	0.978	-	1.005	0.959	0.984	0.917	0.993	0.942	0.987	0.915	0.993	0.943	0.983	-	0.997	-	0.982	-	0.995	-	
	SAN GABAN 138	0.990	-	1.003	0.995	0.990	-	1.001	0.995	0.989	0.962	0.993	0.987	0.991	0.963	0.993	0.986	1.016	-	1.024	-	1.003	-	1.012	-	
	ANGEL138	0.989	-	1.003	0.996	0.989	-	1.001	0.995	0.988	0.952	0.993	0.988	0.990	0.964	0.993	0.987	1.014	-	1.023	-	1.003	-	1.011	-	
	Putina138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MACUSANI138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	0.930	0.984	0.959	0.985	0.923	0.985	0.960	0.961	-	0.981	-	0.995	-	0.977	-
	OLLACHEA138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.981	-	0.995	-	0.977	-	
																			1.007	0.999	1.018	1.009	0.997	0.989	1.008	0.996
L-1010A MACUSANI - SAN GABAN	PUNO 138	0.969	-	0.986	-	0.979	-	0.978	-	1.002	-	0.996	-	0.995	-	1.001	-	0.992	0.989	0.993	0.968	1.000	0.951	1.010	0.981	
	SAN ROMAN138	0.976	-	1.002	-	0.991	-	0.994	-	0.998	-	0.994	-	0.993	-	0.995	-	0.987	0.930	0.986	0.960	0.993	0.942	1.005	0.975	
	PUMIRI138A	0.972	-	1.003	-	0.967	-	0.997	-	0.999	-	0.999	-	1.004	-	1.000	-	0.982	0.901	0.991	0.954	0.993	0.921	1.002	0.961	
	AZANGARO 138A	0.971	-	1.																						

6.12.2.3 Cálculo de Cortocircuito

Se ha calculado las corrientes de cortocircuito monofásico – método IEC 60909 – para todos los escenarios por año para el Área de Demanda 11.

En la Tabla 6.96 se presentan las corrientes de cortocircuito monofásico para cada escenario en todo el periodo de estudio.

Observaciones a los niveles de cortocircuito se resaltan las siguientes:

- El valor máximo de la intensidad de cortocircuito observado, para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado, es de 5,5 kA en la barra PUMIRI138.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
PUNO 220A	2,9	2,9	3,1	3,1	3,2	3,2
SAN ROMAN220A	3,0	3,0	3,3	3,3	3,4	3,4
PUMIRI 220	3,1	3,1	3,9	3,9	4,1	4,1
PUNO 138	3,7	3,7	3,9	4,0	4,1	4,1
SAN ROMAN138	4,1	4,1	4,5	4,6	4,7	4,7
PUMIRI138A	4,6	4,6	5,3	5,3	5,5	5,5
AZANGARO 138A	4,6	4,6	5,3	5,3	5,4	5,4
MARAVILLA138	3,4	3,4	3,7	3,7	3,7	3,7
JULIACA 138	3,8	3,9	4,2	4,3	4,3	4,3
AYAVIRI 138	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8
SAN RAFAEL 138	2,9	2,9	3,0	3,0	2,9	2,9
SAN GABAN 138	5,0	5,0	5,1	5,1	5,0	5,0
ANGEL138	4,7	4,7	4,8	4,8	4,6	4,7
MACUSANI138	-	-	-	-	1,9	1,9
OLLACHEA138	-	-	-	-	3,0	3,0

Leyenda:

icc [kA]	< 31.5	[31.5-40]	[40-63]	[63-80]	>= 80	n/a
----------	--------	-----------	---------	---------	-------	-----

Tabla 6.96 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 11

6.12.2.4 Problemática de la Transmisión – Distribución en la zona de Juliaca y Puno

La distribución eléctrica en la zona de Juliaca se desarrolla con redes de 10 kV y 22,9 kV, la demanda en media tensión asociada a dicho sistema es superior a los 60 MW en el largo plazo (2032). Para atender dicha demanda se cuenta con un solo punto de suministros en 138 kV (SE Juliaca) y proyectado a un segundo punto de suministro a la misma tensión en Maravilla. De estas subestaciones se transforma la tensión directamente a 10 y 22,9 kV, para atender la carga de los usuarios finales. La distancia aproximada entre las dos subestaciones es de 8 Km, cuya ubicación se muestra en la siguiente figura.

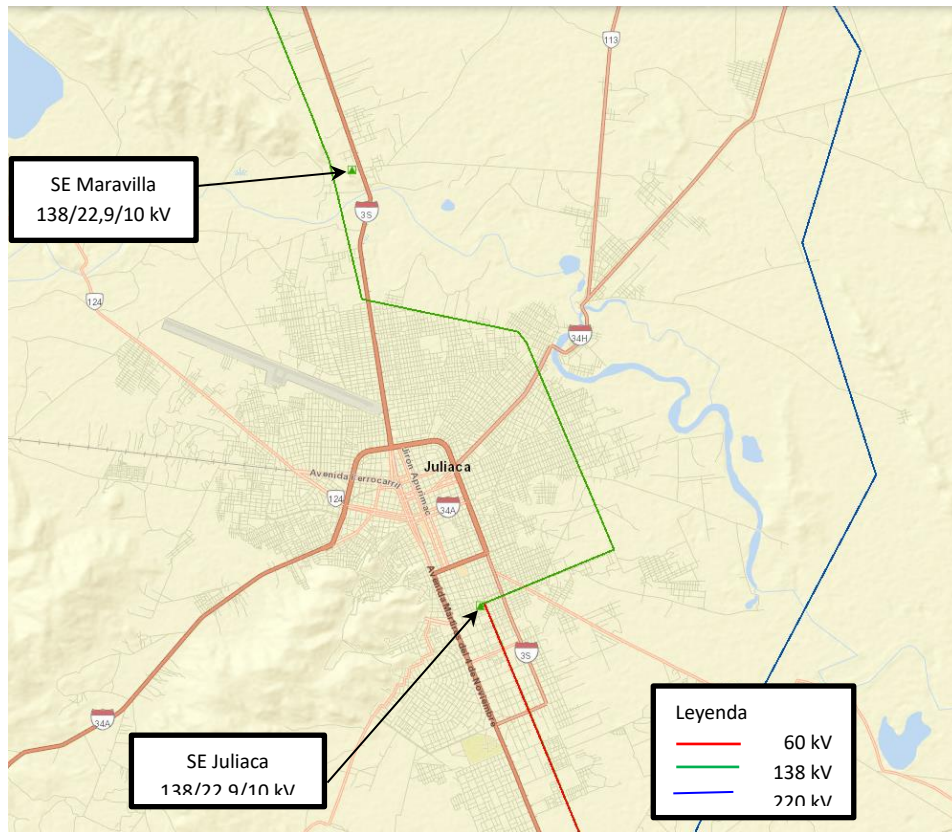


Figura 6.43 Esquema de Juliaca

En la siguiente figura se muestra el área de influencia de las redes de urbanas de 10 kV extendidas a 22.9 kV con una circunferencia de 20 Km de radio teniendo como centro la SE Juliaca.

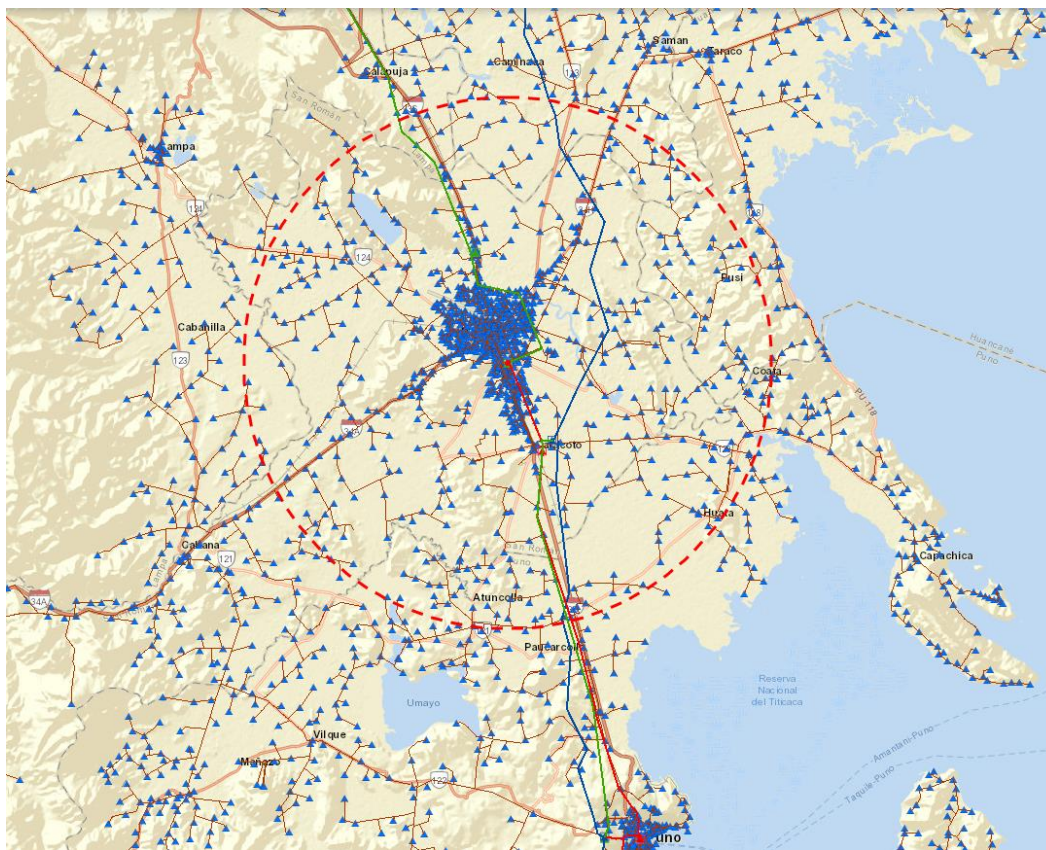


Figura 6.44 Esquema de Juliaca área de influencia de las redes de urbanas de 10 kV extendidas a 22.9 kV

Por lo anterior, la ciudad de Juliaca presenta una extensión amplia que alcanzaría unos 30 Km entre extremos. Esta área está servida por redes de 10 kV y en algunos circuitos elevadas en sus extremos a 22.9 kV, eléctricamente de una sola barra de 10 kV, y en el futuro proyectado una barra adicional. Esta condición se presenta desde ahora como una deficiencia crítica de capacidad, calidad y confiabilidad de suministro, y además no económico, debido a la débil estructura de su sistema de subtransmisión y distribución. Se estima que la demanda de la ciudad en media tensión para el 2032 alcanzaría los 60 MW. En la siguiente figura se muestra la configuración de la red MT y su alcance para la atención de la demanda en la zona de Juliaca.

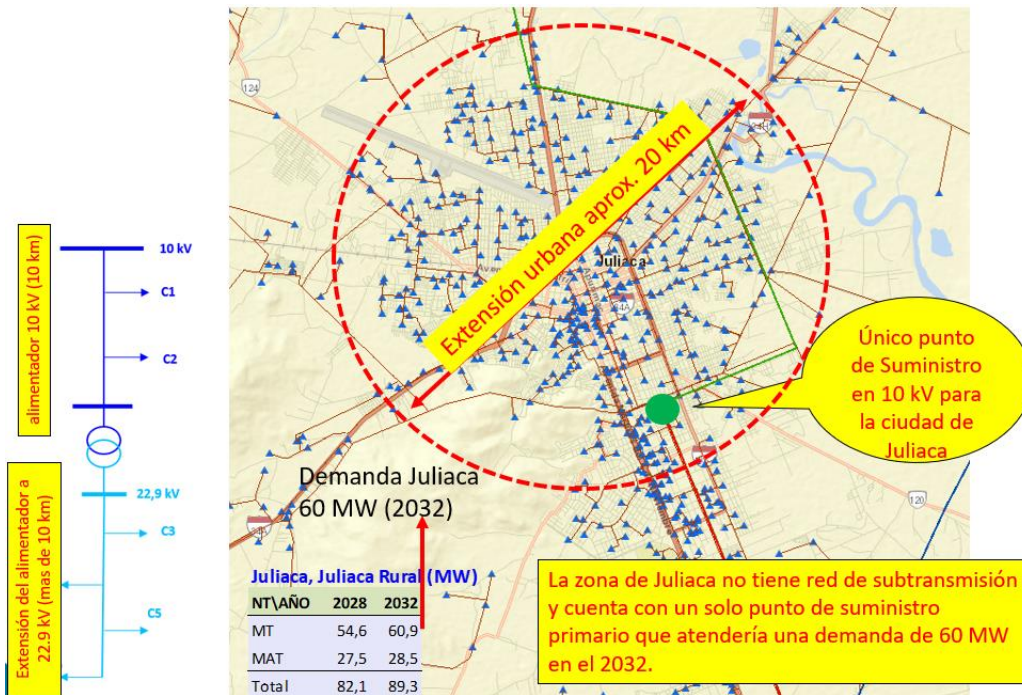


Figura 6.45 Esquema de extensión de Juliaca

Por otro lado, la zona que se está consolidando entre Juliaca y Puno, también se presenta cargas con cierta concentración como se aprecia en la siguiente figura. Dicha situación también ameritaría una evaluación a fin de mejorar el suministro primario a las redes de esta zona.

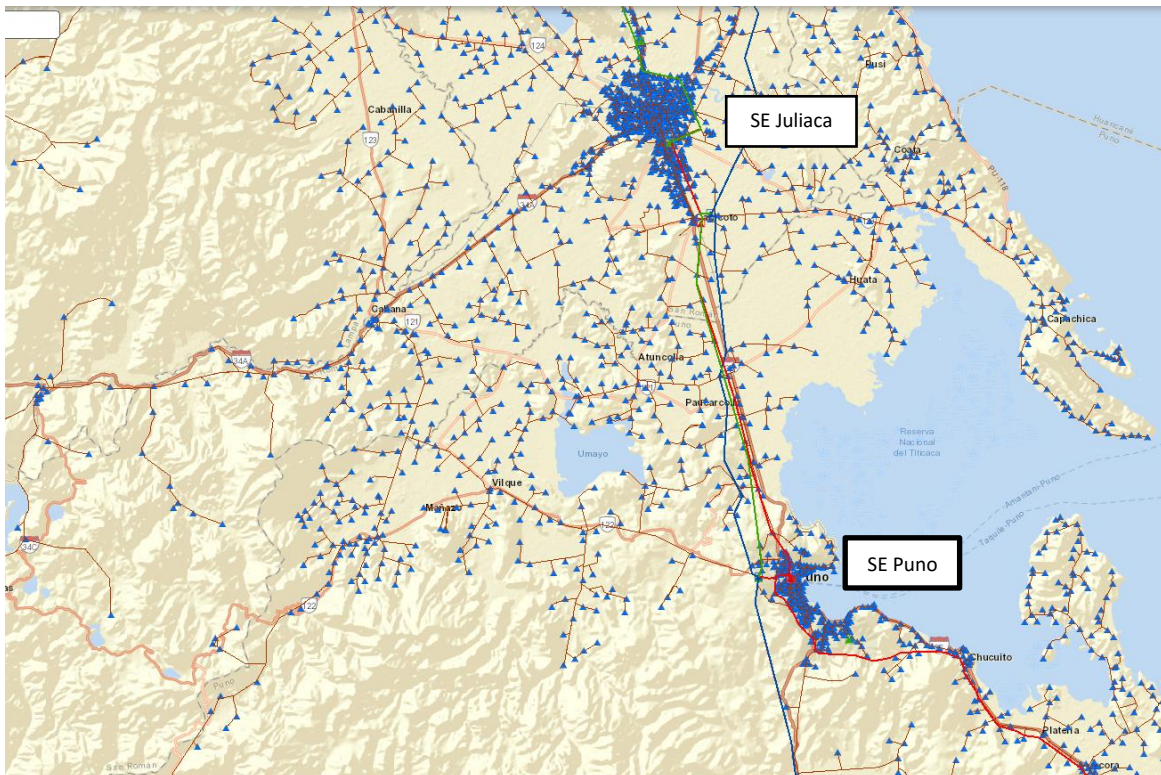


Figura 6.46 Esquema de Juliaca y Puno

6.12.3 Conclusiones

v. Diagnóstico de la operación en condiciones normales

- a. Tensiones en barras. Todas las barras 138 kV operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo evaluado.
- b. Carga en transformadores. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
- c. Carga en líneas. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

vi. Diagnóstico de la operación en contingencia

En el corto plazo, las salidas de los enlaces 138 kV Juliaca – San Román, Azángaro – San Gabán y San Rafael - Ángel provocarían colapso de los sistemas Juliaca y Azángaro, situación que se mejora con el ingreso de la C.H. San Gaban III. En el largo plazo, el caso más crítico se presenta con la salida del enlace 138 kV Macusani – San Gabán que provocaría subtensiones (valores por debajo de 0.90 p.u.) en las barras 138 kV.

vii. Niveles de cortocircuito

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 6 kA en todo el periodo de estudio.

viii. Síntesis

En el largo plazo, ante la pérdida de una de las líneas del corredor 138 kV San Gabán – Azángaro – San Román se tendría subtensiones que podrían ocasionar rechazos de carga o de generación. Por lo tanto, la zona de Azángaro no cuenta con suficiente capacidad para condiciones N-1.

De otro lado, la zona de Juliaca no tiene red de subtransmisión y actualmente cuenta con un solo punto de suministro primario en 138 kV, cuya demanda en media tensión alcanzaría los 60 MW en el 2032. Asimismo, en la zona existen redes de 10 kV en que algunos circuitos son elevados en sus extremos a 22.9 kV, condición que denota deficiencia y una operación no económica. Los problemas antes citados no están relacionados directamente con el alcance del ITC, sin embargo, se ha observado que a través de las ITC se podrían dar solución a estos problemas.

6.13 Área de demanda 12 y 13

6.13.1 Información base

6.13.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 12 y 13 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.97.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
12	Ilo	Ilo ELP	138	ELECTROSUR S.A.	ELECTROSUR S.A.
	Moquegua, Moquegua Rural	Montalvo			ENERSUR S.A.
13	Tarata	Ancota	66	ELECTROSUR S.A.	ELECTROSUR S.A.
	Tacna, Tomasini, Yarada	Tacna (Los Héroes)			EGESUR S.A.

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.97 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 12 y 13

En la Figura 6.47 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 12 y 13.



Figura 6.47 Ubicación geográfica del Área de Demanda 12 y 13

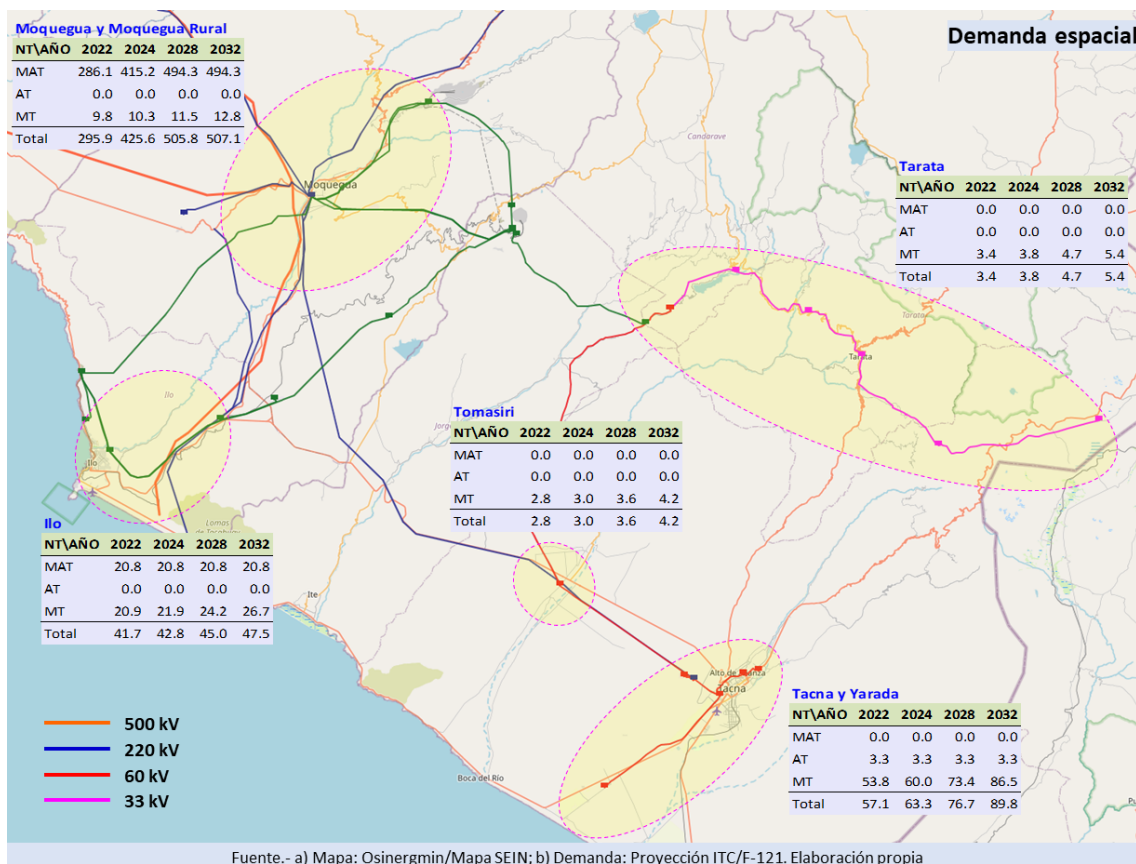


Figura 6.48 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 12 y 13

6.13.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red del Área de Demanda 12 y 13, se ha considerado la información de las siguientes fuentes:

- Resolución N° 033-2019-OS/CD, que consolida los proyectos aprobados en los diversos Plan de Inversiones de Transmisión hasta el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021.
- Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprueba y publica el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025.
- Plan de Transmisión Vinculantes.

En el Anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos del Plan de Inversión utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.49 se muestra el Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 12 y 13.

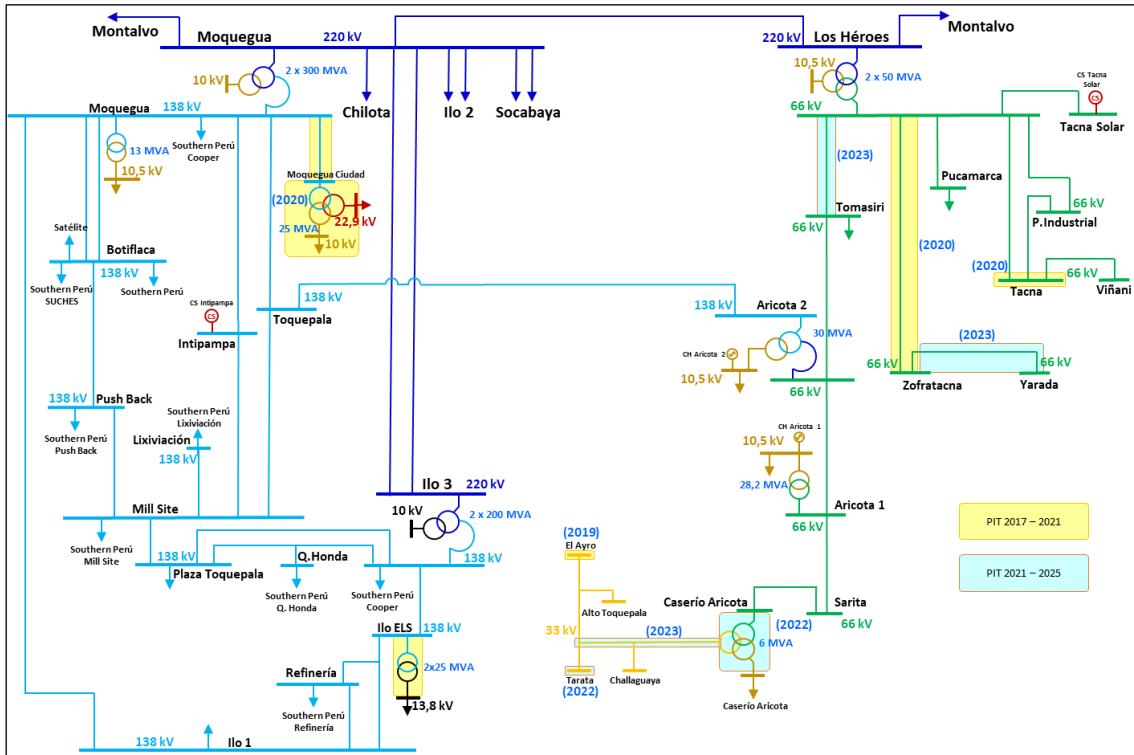


Figura 6.49 Esquema Unifilar considerando el Plan de Inversiones del Área de Demanda 12 y 13

6.13.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda 12 y 13 comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales.
- Flujo de Potencia en contingencia.
- Cálculo de Cortocircuito.

6.13.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo plazo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en Barras.
- Carga en Transformadores.
- Carga en Líneas.

6.13.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación, en cuanto a las tensiones en barras, se muestran en la Tabla 6.100 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a las “Tensiones de Operación son las siguientes:

Área De Demanda 12:

- Todas las barras de 220 kV y 138 kV operan a dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.

Área De Demanda 13:

- Todas las barras de 220 kV y 138 kV operan a dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
- Las barras “Tacna 66 kV”, “Parque Industrial 66 kV” y “Viñani 66 kV”, ubicadas en el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, presentan caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el largo plazo (2032).

Barra	Vn (kV)	2023(AV-max)	2023(Es-max)	2024(AV-max)	2024(Es-max)	2025(AV-max)	2025(Es-max)	2026(AV-max)	2026(Es-max)	2028(AV-max)	2028(Es-max)	2032(AV-max)	2032(Es-max)
Área de Demanda 12													
Moquegua	220	1.011	1.005	1.014	1.007	1.019	1.016	1.023	1.016	1.040	1.030	1.037	1.040
Moquegua	138	1.001	0.995	1.004	1.010	1.008	1.005	1.007	1.014	1.048	1.037	1.045	1.048
Moquegua Ciudad	138	1.029	1.023	1.032	1.038	1.036	1.033	1.036	1.042	1.047	1.036	1.044	1.046
Toquepala	138	1.005	0.997	1.007	1.010	1.011	1.007	1.008	1.011	1.015	1.003	1.012	1.013
Ilo 3	220	1.026	1.020	1.029	1.026	1.032	1.030	1.035	1.031	1.036	1.026	1.033	1.036
Ilo 3	138	1.022	1.016	1.025	1.024	1.028	1.025	1.029	1.028	1.032	1.022	1.029	1.032
Ilo ELS	138	1.017	1.012	1.020	1.021	1.018	1.016	1.019	1.020	1.026	1.017	1.022	1.026
Ilo 1	138	1.010	1.005	1.013	1.016	1.010	1.007	1.010	1.013	1.028	1.018	1.024	1.027
Área de Demanda 13													
Los Héroes	220	0.990	0.987	0.991	0.986	0.995	0.995	0.998	0.993	1.014	1.006	1.000	1.006
Aricota 2	138	1.017	1.010	1.019	1.020	1.021	1.018	1.019	1.020	1.023	1.015	1.020	1.022
Los Héroes	66	1.007	1.006	1.004	1.003	1.005	1.009	1.004	1.005	1.001	1.004	0.974	0.987
Tomasiri	66	0.993	0.991	0.992	0.991	0.992	0.994	0.991	0.992	1.009	1.009	0.989	0.998
Aricota 2	66	1.029	1.024	1.030	1.031	1.032	1.030	1.030	1.031	1.033	1.028	1.030	1.031
Aricota 1	66	1.036	1.032	1.037	1.037	1.038	1.035	1.037	1.036	1.038	1.034	1.036	1.037
Sarita	66	1.036	1.032	1.037	1.037	1.038	1.035	1.037	1.036	1.037	1.034	1.036	1.037
Caserio Aricota	66	1.033	1.029	1.034	1.034	1.034	1.032	1.033	1.032	1.032	1.029	1.029	1.031
Pucamarca	66	0.993	0.993	0.990	0.990	0.991	0.995	0.990	0.991	0.989	0.992	0.962	0.975
Tacna	66	0.989	0.989	0.985	0.985	0.985	0.990	0.983	0.985	0.978	0.982	0.946	0.960
Parque Industrial	66	0.987	0.987	0.983	0.983	0.983	0.988	0.981	0.982	0.975	0.979	0.943	0.957
Viñani	66	0.985	0.987	0.982	0.982	0.981	0.987	0.979	0.982	0.974	0.979	0.941	0.957
Zofratacna	66	1.002	1.002	0.999	0.998	0.999	1.003	0.997	0.998	0.993	0.996	0.964	0.978
Yarada	66	0.997	0.998	0.994	0.994	0.993	0.999	0.991	0.994	0.987	0.992	0.956	0.972





Legenda:  Uo < 0.950 pu  n/a
 Uo > 1.050 pu  Uo [0.95-1.05] pu

Tabla 6.100 Tensiones en Barras en el Área de Demanda 12 y 13

6.13.2.1.2 Carga en Transformadores

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Transformadores” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.101 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Transformadores” son los siguientes:

Área De Demanda 12:

- Todos los transformadores presentan un factor de utilización menor a “100 %”, es decir, no presentan sobrecarga en todo el periodo de análisis.

Área De Demanda 13:

- La sobrecarga que presenta uno de los transformadores 220/66/10 kV – 60/60/12 MVA de la SE Los Héroes, en el largo plazo (2032), se origina por el incremento de la demanda en el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”.

Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2023(AV-max)		2023(Es-max)		2024(AV-max)		2024(Es-max)		2025(AV-max)		2025(Es-max)		2026(AV-max)		2026(Es-max)		2028(AV-max)		2028(Es-max)		2032(AV-max)		2032(Es-max)	
Moquegua T1	220/138/10	300.0	36.6	37.8	36.8	39.0	38.8	39.9	45.4	48.5	48.1	48.9	48.5	49.0												
Moquegua T2	220/138/10	300.0	36.6	37.8	36.8	39.0	38.8	39.9	45.4	48.5	48.1	48.9	48.5	49.0												
Moquegua	138/10.7	13.0	20.0	20.5	20.5	20.7	21.0	21.4	21.5	21.8	22.5	23.2	25.2	25.6												
Moquegua Ciudad	138/23/10	25.0	30.7	31.5	31.4	31.9	32.2	32.9	33.1	33.6	34.6	35.6	38.7	39.4												
Ilo 3 T1	220/138/13.8	200.0	19.3	19.7	19.5	19.0	21.4	21.7	23.5	23.2	23.3	23.4	23.7	23.6												
Ilo 3 T2	220/138/13.8	200.0	19.3	19.7	19.5	19.0	21.4	21.7	23.5	23.2	23.3	23.4	23.7	23.6												
Ilo ELS T1	140/22.9/10	25.0	56.9	47.1	58.3	48.0	60.0	49.6	61.7	50.7	65.6	54.5	73.7	60.4												
Ilo ELS T2	140/22.9/10	25.0	43.8	36.3	44.9	36.9	46.2	38.2	47.5	39.1	50.5	41.9	56.7	46.4												
Los Héroes T1	220/66/10	50.0	60.9	58.3	64.6	61.3	68.5	65.4	72.5	69.5	81.5	78.2	99.2	93.4												
Los Héroes T2	220/66/10	60.0	61.8	59.2	65.5	62.2	69.5	66.3	73.5	70.6	82.7	79.4	100.7	94.8												
Aricota 2	220/138/22.9	125.0	29.5	14.7	22.8	13.1	18.4	10.1	17.6	6.9	17.7	21.7	21.0	25.4												

Leyenda:






				
Carga(%)	100<	100-110	110-120	>120
				n/a

Tabla 6.101 Carga en Transformadores en el Área de Demanda 12 y 13

6.13.2.1.3 Carga en Líneas de Transmisión

Los resultados de la simulación en cuanto a la “Carga en Líneas de Transmisión” (factor de utilización en %), se muestran en la Tabla 6.102 para la hora de máxima demanda.

Del análisis señalado, las observaciones resaltantes referidas a la “Carga en Líneas de Transmisión” son los siguientes:

Área De Demanda 12:

- Todas las líneas de 220 kV y 138 kV operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

Área De Demanda 13:

- Todas las líneas de 220 kV, 138 kV y 60 kV operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	Carga (%)											
			2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Líneas de Transmisión del Área de Demanda 12														
Moquegua - Los Héroes	220	149.8	20.6	19.1	24.1	22.9	25.6	24.4	27.0	25.9	30.4	29.2	37.0	34.9
Moquegua - Montalvo	220	700.0	44.3	55.4	27.3	30.8	24.2	28.4	27.6	34.5	33.5	40.7	41.6	43.9
Moquegua - Ilo 3 T1	220	300.0	19.7	20.1	19.8	19.9	21.6	21.9	23.6	23.8	23.9	24.0	24.2	24.1
Moquegua - Ilo 3 T2	220	300.0	8.0	8.0	8.0	8.4	8.3	8.3	8.5	8.9	9.0	8.9	9.0	9.0
Ilo 3 - Ilo ELS	138	75.0	34.5	32.2	34.9	31.7	46.4	43.8	48.4	44.1	47.1	44.9	49.6	46.2
Moquegua - Ilo 1	138	130.0	14.7	14.1	14.8	15.4	20.8	20.1	20.0	20.7	21.0	20.2	21.7	20.7
Ilo ELS - Ilo 1	138	60.0	14.1	15.7	13.9	17.3	24.4	26.8	26.0	27.7	26.9	29.2	26.2	28.1
Moquegua - Toquepala	138	81.3	49.8	51.9	50.3	53.6	52.0	54.0	54.7	59.8	48.6	49.3	48.6	49.4
Moquegua - Moquegua Ciudad	138	129.1	5.9	6.1	6.1	6.2	6.2	6.4	6.4	6.5	6.7	6.9	7.5	7.6
Líneas de Transmisión del Área de Demanda 13														
Los Héroes - Montalvo	220	251.5	14.6	14.4	14.1	13.4	15.0	14.3	15.9	15.2	17.8	17.1	21.7	20.4
Toquepala - Aricota 2	138	35.9	66.5	61.3	60.6	53.9	51.2	46.2	59.7	37.9	15.9	20.2	16.5	16.7
Los Héroes - Tomasiri	66	62.3	10.4	7.9	10.5	8.7	9.9	7.3	10.5	6.0	9.0	7.9	14.1	11.8
Tomasiri - Aricota 2	66	25.0	32.5	26.3	33.1	28.7	32.0	25.5	33.8	22.9	31.0	28.0	45.6	39.6
Aricota 2 - Aricota 1	66	25.0	74.3	65.3	69.2	60.9	59.2	50.3	68.3	40.8	40.2	44.8	49.9	46.0
Aricota 1 - Sarita	66	41.2	4.6	4.4	5.1	4.9	5.5	5.3	6.0	5.8	7.1	6.8	8.6	8.2
Sarita - Caserio Aricota	66	21.8	8.8	8.5	9.7	9.3	10.6	10.2	11.5	11.0	13.5	13.0	16.4	15.6
Los Héroes - Pucamarca	66	38.3	7.2	7.0	7.2	7.0	7.2	7.0	7.2	7.0	6.9	6.8	7.1	6.9
Los Héroes - Tacna	66	62.3	63.6	60.3	67.0	63.6	70.3	66.4	73.8	69.9	81.2	76.8	99.6	93.2
Los Héroes - Parque Industrial	60	56.2	33.5	31.9	35.3	33.6	37.0	35.1	38.9	37.0	42.8	40.6	52.6	49.3
Parque Industrial - Tacna	66	25.0	22.0	21.3	23.1	22.5	24.3	23.4	25.5	24.7	28.1	27.1	34.4	32.9
Tacna - Viñani	66	68.6	9.7	7.5	10.2	7.9	10.6	8.2	11.1	8.5	11.9	9.1	14.5	11.0
Los Héroes - Zofratacna	66	62.3	10.7	9.8	12.2	11.2	13.7	12.5	15.2	14.0	18.1	16.7	22.8	20.8
Zofratacna - Yarada	66	27.4	3.4	2.7	3.6	2.8	3.7	2.9	3.9	3.1	4.2	3.3	5.1	3.9

Legenda: 
 Carga(%) 100< 100-110 110-120 >120 n/a

Tabla 6.102 Carga en Líneas de Transmisión en el Área de Demanda 12 y 13

6.13.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

6.13.2.2.1 Casos de contingencias simples en Líneas de Transmisión

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) definidas como salidas individuales de las principales líneas de transmisión en los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW en el Área de Demanda 12 y 13.

El resultado de dicho análisis se muestra en la Tabla 6.103, para la hora de máxima demanda, verificándose que hay problema de colapso de tensión el año 2023 para un evento de contingencia de la línea de 220 kV L-2057 Moquegua – Montalvo.

Circuito F/S	Vn (kV)	2023(Av-max)	2023(Es-max)	2024(Av-max)	2024(Es-max)	2025(Av-max)	2025(Es-max)	2026(Av-max)	2026(Es-max)	2028(Av-max)	2028(Es-max)	2032(Av-max)	2032(Es-max)
Líneas de Transmisión del Área de Demanda 12													
Moquegua - Los Héroes	220												
Moquegua - Montalvo	220												
Moquegua - Ilo 3 T1	220												
Moquegua - Ilo 3 T2	220												
Ilo 3 - Ilo ELS	138												
Moquegua - Ilo 1	138												
Ilo ELS - Ilo 1	138												
Moquegua - Toquepala	138												
Moquegua - Moquegua Ciudad	138												
Líneas de Transmisión del Área de Demanda 13													
Los Héroes - Montalvo	138												
Toquepala - Aricota 2	138												

Legenda:

- Operación factible
- Colapso de tensión
- n/a

Tabla 6.103 Análisis de Contingencias en el Área de Demanda 12 y 13

Los resultados por detalle se muestran a continuación, para el Área de Demanda 12, ya que es el Área de Demanda donde se verifica el problema de contingencia en el año 2023.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la Tabla 6.104.

Circuito F/S	Circuito	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
Moquegua - Los Héroes	Moquegua - Montalvo	44.3	41.1	55.4	52.5	27.3	27.5	30.8	31.0	24.2	24.4	28.4	28.6	27.6	27.9	34.5	34.7	33.5	33.8	40.7	41.0	41.6	42.0	43.9	44.3
	Moquegua - Ilo 3 T1	19.7	19.9	20.1	20.3	19.8	20.1	19.9	20.2	21.6	21.9	21.9	22.2	23.6	24.0	23.8	24.1	23.9	24.3	24.0	24.4	24.2	24.7	24.1	24.6
	Moquegua - Ilo 3 T2	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.1	8.4	8.5	8.3	8.3	8.3	8.3	8.5	8.5	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	Ilo 3 - Ilo ELS	34.5	34.5	32.2	32.3	34.9	34.9	31.7	31.6	46.4	46.4	43.8	43.8	48.4	48.5	44.1	44.1	47.1	47.1	44.9	44.9	49.6	49.6	46.2	46.3
	Moquegua - Ilo 1	14.7	14.7	14.1	14.2	14.8	14.8	15.4	15.5	20.8	20.9	20.1	20.2	20.0	20.1	20.7	20.8	21.0	21.1	20.2	20.3	21.7	21.9	20.7	20.8
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	14.1	15.7	15.7	13.9	13.9	17.3	17.3	24.4	24.4	26.8	26.8	26.0	25.9	27.7	27.7	26.9	26.9	29.2	29.1	26.2	26.1	28.1	28.1
	Moquegua - Toquepala	49.8	50.8	51.9	53.0	50.3	51.4	53.6	54.7	52.0	53.3	54.0	55.2	54.7	56.1	59.8	61.1	48.6	49.8	49.3	50.5	48.6	50.3	49.4	50.9
	Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6	7.7
Moquegua - Montalvo	Moquegua - Los Héroes	20.6	45.8	19.1		24.1	24.2	22.9	23.0	25.6	25.6	24.4	24.5	27.0	27.1	25.9	26.1	30.4	30.5	29.2	29.3	37.0	37.1	34.9	35.0
	Moquegua - Ilo 3 T1	19.7	22.4	20.1		19.8	19.8	19.9	19.9	21.6	21.6	21.9	21.9	23.6	23.6	23.8	23.8	23.9	23.9	24.0	24.0	24.2	24.3	24.1	24.1
	Moquegua - Ilo 3 T2	8.0	7.4	8.0		8.0	8.0	8.4	8.4	8.3	8.2	8.3	8.3	8.5	8.5	8.9	8.9	9.0	8.9	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	Ilo 3 - Ilo ELS	34.5	40.9	32.2		34.9	34.9	31.7	31.7	46.4	46.5	43.8	43.9	48.4	48.6	44.1	44.3	47.1	47.3	44.9	45.0	49.6	49.8	46.2	46.4
	Moquegua - Ilo 1	14.7	17.0	14.1		14.8	14.8	15.4	15.4	20.8	20.8	20.1	20.2	20.0	20.0	20.7	20.8	21.0	21.0	20.2	20.3	21.7	21.9	20.7	20.7
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	15.5	15.7		13.9	13.9	17.3	17.3	24.4	24.4	26.8	26.9	26.0	26.0	27.7	27.8	26.9	26.9	29.2	29.2	26.2	26.2	28.1	28.2
	Moquegua - Toquepala	49.8	56.8	51.9		50.3	50.2	53.6	53.5	52.0	52.0	54.0	54.0	54.7	54.7	59.8	59.7	48.6	48.6	49.3	49.2	48.6	48.6	49.4	49.3
	Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	6.9	6.1		6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6
Moquegua - Ilo 3 T1	Moquegua - Los Héroes	20.6	20.8	19.1	19.4	24.1	24.4	22.9	23.1	25.6	25.9	24.4	24.7	27.0	27.4	25.9	26.3	30.4	30.7	29.2	29.5	37.0	37.3	34.9	35.2
	Moquegua - Montalvo	44.3	44.6	55.4	55.5	27.3	27.4	30.8	30.8	24.2	24.3	28.4	28.5	27.6	27.8	34.5	34.6	33.5	33.7	40.7	40.8	41.6	41.8	43.9	44.1
	Moquegua - Ilo 3 T2	8.0	14.6	8.0	14.8	8.0	14.7	8.4	15.2	8.3	15.7	8.3	15.8	8.5	16.7	8.9	17.3	9.0	17.4	8.9	17.4	9.0	17.5	9.0	17.5
	Ilo 3 - Ilo ELS	34.5	20.5	32.2	17.8	34.9	20.7	31.7	17.2	46.4	31.1	43.8	28.2	48.4	31.7	44.1	27.1	47.1	44.9	44.9	27.4	49.6	32.1	46.2	28.7
	Moquegua - Ilo 1	14.7	22.7	14.1	22.3	14.8	22.8	15.4	22.7	20.8	29.6	20.1	29.1	20.0	29.9	20.7	30.0	21.0	30.5	20.2	29.9	21.7	31.4	20.7	30.4
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	9.4	15.7	7.5	13.9	9.9	17.3	10.4	24.4	5.1	26.8	6.9	26.0	5.2	27.7	6.9	26.9	12.0	29.2	12.0	26.2	12.7	28.1	11.8
	Moquegua - Toquepala	49.8	59.5	51.9	62.0	50.3	60.0	53.6	62.5	52.0	62.9	54.0	65.1	54.7	66.8	59.8	71.3	48.6	57.8	49.3	58.6	48.6	58.1	49.4	58.7
	Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6	7.7
Moquegua - Ilo 3 T2	Moquegua - Los Héroes	20.6	20.6	19.1	19.1	24.1	24.1	22.9	22.9	25.6	25.6	24.4	24.4	27.0	27.1	25.9	26.0	30.4	30.4	29.2	29.2	37.0	37.0	34.9	34.9
	Moquegua - Montalvo	44.3	44.4	55.4	55.4	27.3	27.3	30.8	30.8	24.2	24.2	28.4	28.5	27.6	27.7	34.5	34.5	33.5	33.6	40.7	40.7	41.6	41.7	43.9	44.0
	Moquegua - Ilo 3 T1	19.7	24.1	20.1	24.6	19.8	24.3	19.9	24.8	21.6	26.3	21.9	26.6	23.6	28.4	23.8	29.1	23.9	29.2	24.0	29.3	24.2	29.5	24.1	29.4
	Ilo 3 - Ilo ELS	34.5	32.6	32.2	30.2	34.9	32.9	31.7	29.3	46.4	44.3	43.8	41.7	48.4	46.2	44.1	41.7	47.1	44.5	44.9	42.2	49.6	47.0	46.2	43.6
	Moquegua - Ilo 1	14.7	15.4	14.1	14.9	14.8	15.6	15.4	16.0	20.8	21.6	20.1	21.0	20.0	21.0	20.7	21.5	21.0	21.0	20.2	21.1	21.7	22.6	20.7	21.6
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	10.7	15.7	12.4	13.9	10.4	17.3	13.7	24.4	21.4	26.8	23.9	26.0	22.7	27.7	24.1	26.9	22.9	29.3	25.3	26.2	22.2	28.1	24.1
	Moquegua - Toquepala	49.8	50.7	51.9	52.9	50.3	51.2	53.6	54.3	52.0	53.1	54.0	55.1	54.7	55.9	59.8	60.9	48.6	49.4	49.3	50.1	48.6	49.3	49.4	50.2
	Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	5.9	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6	7.7
Ilo 3 - Ilo ELS	Moquegua - Los Héroes	20.6	20.6	19.1	19.1	24.1	24.1	22.9	22.9	25.6	25.6	24.4	24.4	27.0	27.1	25.9	26.0	30.4	30.4	29.2	29.2	37.0	37.0	34.9	34.9
	Moquegua - Montalvo	44.3	44.5	55.4	55.4	27.3	27.3	30.8	30.8	24.2	24.3	28.4	28.5	27.6	27.8	34.5	34.6	33.5	33.7	40.7	40.8	41.6	41.7	43.9	44.0
	Moquegua - Ilo 3 T1	19.7	16.0	20.1	16.6	19.8	16.2	19.9	16.5	21.6	16.8	21.9	17.3	23.6	18.5	23.8	19.2	23.9	18.8	24.0	19.2	24.2	18.9	24.1	19.1
	Moquegua - Ilo 3 T2	8.0	7.3	8.0	7.4	8.0	7.4	8.4	7.8	8.3	7.5	8.3	7.5	8.5	7.6	8.9	8.0	9.0	7.9	8.9	7.9	9.0	7.9	9.0	7.9
	Moquegua - Ilo 1	14.7	34.8	14.1	32.8	14.8	35.1	15.4	32.5	20.8	48.6	20.1	46.2	20.0	49.2	20.7	46.1	21.0	48.0	20.2	45.7	21.7	50.4	20.7	47.1
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	33.8	15.7	27.9	13.9	34.6	17.3	28.2	24.4	36.2	26.8	29.8	26.0	37.3	27.7	30.3	26.9	38.9	29.2	32.2	26.2	43.8	28.1	35.7
	Moquegua - Toquepala	49.8	45.4	51.9	47.9	50.3	45.8	53.6	50.0	52.0	45.8	54.0	48.2	54.7	48.3	59.8	54.2	48.6	44.0	49.3	45.0	48.6	43.7	49.4	44.9
	Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6	7.7
Moquegua - Ilo 1	Moquegua - Los Héroes	20.6	20.6	19.1	19.2	24.1	24.1	22.9	22.9	25.6	25.6	24.4	24.5	27.0	27.1	25.9	26.0	30.4	30.5	29.2	29.2	37.0	37.1	34.9	34.9
	Moquegua - Montalvo	44.3	44.5	55.4	55.5	27.3	27.4	30.8	30.8	24.2	24.3	28.4	28.5	27.6	27.8	34.5	34.6	33.5	33.7	40.7	40.8	41.6	41.7	43.9	44.1
	Moquegua - Ilo 3 T1	19.7	22.3	20.1	22.6	19.8	22.4	19.9	22.2	21.6	25.4	21.9	25.6	23.6	27.4	23.8	27.3	23.9	27.6	24.0	27.6	24.2	28.1	24.1	27.8
	Moquegua - Ilo 3 T2	8.0	8.2	8.0	8.2	8.0	8.3	8.4	8.5	8.3	8.6	8.3	8.7	8.5	8.9	8.9	9.2	9.0	8.3	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	9.4
	Ilo 3 - Ilo ELS	34.5	60.5	32.2	57.0	34.9	61.0	31.7	57.2	46.4	84.2	43.8	80.3	48.4	84.9	44.1	80.8	47.1	84.1	44.9	80.2	49.6	88.2	46.2	82.6
	Moquegua - Ilo 1	14.7	19.1	14.1	19.8	14.8	19.0	15.4	19.4	20.8	31.3	20.1	31.9	20.0	31.3	20.7	31.6	21.0	29.8	20.2	30.6	21.7	29.9	20.7	30.3
	Ilo ELS - Ilo 1	14.1	42.5	15.7	43.9	13.9	42.3	17.3	43.5	24.4	69.7	26.8	71.0	26.0	69.6	27.7	70.9	26.9	67.2	29.2	68.8	26.2	67.2	28.1	68.3
	Moquegua - Toquepala	49.8	53.4	51.9	55.5	50.3	54.0	53.6	57.4	52.0	57.3	54.0	59.1	54.7	59.8	59.8	65.1	48.6	52.9	49.3	53.5	48.6	53.1	49.4	53.7
Moquegua - Moquegua Ciudad	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	6.9	7.5	7.5	7.6	7.6	
Ilo ELS - Ilo 1	Moquegua - Los Héroes	20.6	20.6	19.1	19.1	24.1	24.1	22.9	22.9	25.6	25.6	24.4	24.4	27.0	27.0	25.9	25.9	30.4	30.4	29.2	29.2	37.0	37.0	34.9	34.9
	Moquegua - Montalvo	44.3	4																						

Circuito F/S	Barra	2023(Av-max)		2023(Es-max)		2024(Av-max)		2024(Es-max)		2025(Av-max)		2025(Es-max)		2026(Av-max)		2026(Es-max)		2028(Av-max)		2028(Es-max)		2032(Av-max)		2032(Es-max)	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
Moquegua - Los Héroes	Moquegua	1.011	1.010	1.005	1.004	1.014	1.012	1.007	1.005	1.019	1.017	1.016	1.015	1.023	1.022	1.016	1.015	1.040	1.038	1.030	1.028	1.037	1.035	1.040	1.037
	Moquegua	1.001	1.000	0.995	0.993	1.004	1.002	1.010	1.008	1.008	1.006	1.005	1.003	1.007	1.005	1.014	1.012	1.048	1.046	1.037	1.036	1.045	1.042	1.048	1.045
	Moquegua Ciudad	1.029	1.028	1.023	1.021	1.032	1.030	1.038	1.037	1.036	1.034	1.033	1.031	1.036	1.034	1.042	1.040	1.047	1.045	1.036	1.035	1.044	1.041	1.046	1.044
	Toquepala	1.005	1.003	0.997	0.995	1.007	1.005	1.010	1.008	1.011	1.008	1.007	1.005	1.008	1.006	1.011	1.008	1.015	1.012	1.003	1.001	1.012	1.008	1.013	1.010
	Ilo 3	1.026	1.025	1.020	1.019	1.029	1.027	1.026	1.024	1.032	1.030	1.030	1.028	1.035	1.032	1.031	1.029	1.036	1.034	1.026	1.024	1.033	1.030	1.036	1.033
	Ilo 3	1.022	1.021	1.016	1.014	1.025	1.023	1.024	1.022	1.028	1.026	1.025	1.023	1.029	1.027	1.028	1.025	1.032	1.030	1.022	1.020	1.029	1.026	1.032	1.029
	Ilo ELS	1.017	1.015	1.012	1.010	1.020	1.018	1.021	1.020	1.018	1.016	1.016	1.015	1.019	1.017	1.020	1.018	1.026	1.024	1.017	1.015	1.022	1.019	1.026	1.023
	Ilo 1	1.010	1.009	1.005	1.003	1.013	1.011	1.016	1.014	1.010	1.008	1.007	1.006	1.010	1.008	1.013	1.010	1.028	1.025	1.018	1.016	1.024	1.020	1.027	1.024
Moquegua - Montalvo	Moquegua	1.011	1.010	1.005	1.004	1.014	1.012	1.007	1.005	1.019	1.017	1.016	1.015	1.023	1.021	1.016	1.014	1.040	1.037	1.030	1.027	1.037	1.034	1.040	1.037
	Moquegua	1.001	0.870	0.995		1.004	1.002	1.010	1.008	1.008	1.006	1.005	1.003	1.007	1.005	1.014	1.011	1.048	1.046	1.037	1.035	1.045	1.042	1.048	1.044
	Moquegua Ciudad	1.029	0.894	1.023		1.032	1.031	1.038	1.037	1.036	1.034	1.033	1.031	1.036	1.033	1.042	1.039	1.047	1.044	1.036	1.033	1.044	1.041	1.046	1.043
	Toquepala	1.005	0.862	0.997		1.007	1.006	1.010	1.008	1.011	1.009	1.007	1.005	1.008	1.006	1.011	1.008	1.015	1.012	1.003	1.001	1.012	1.009	1.013	1.010
	Ilo 3	1.026	0.893	1.020		1.029	1.027	1.026	1.024	1.032	1.030	1.030	1.028	1.035	1.032	1.031	1.028	1.036	1.033	1.026	1.023	1.033	1.030	1.036	1.032
	Ilo 3	1.022	0.886	1.016		1.025	1.024	1.024	1.022	1.028	1.026	1.025	1.023	1.029	1.026	1.028	1.025	1.032	1.030	1.022	1.019	1.029	1.026	1.032	1.029
	Ilo ELS	1.017	0.878	1.012		1.020	1.018	1.021	1.020	1.018	1.016	1.016	1.014	1.019	1.016	1.020	1.018	1.026	1.023	1.017	1.014	1.022	1.019	1.026	1.023
	Ilo 1	1.010	0.872	1.005		1.013	1.012	1.016	1.014	1.010	1.008	1.007	1.005	1.010	1.007	1.013	1.010	1.028	1.025	1.018	1.015	1.024	1.021	1.027	1.024
Moquegua - Ilo 3 T1	Moquegua	1.011	1.008	1.005	1.002	1.014	1.012	1.007	1.005	1.019	1.016	1.016	1.014	1.023	1.021	1.016	1.014	1.040	1.037	1.030	1.027	1.037	1.034	1.040	1.037
	Moquegua	1.001	0.997	0.995	0.991	1.004	1.001	1.010	1.008	1.008	1.004	1.005	1.001	1.007	1.002	1.014	1.010	1.048	1.045	1.037	1.034	1.045	1.042	1.048	1.044
	Moquegua Ciudad	1.029	1.025	1.023	1.018	1.032	1.029	1.038	1.036	1.036	1.032	1.033	1.029	1.036	1.031	1.042	1.038	1.047	1.044	1.036	1.033	1.044	1.041	1.046	1.043
	Toquepala	1.005	0.998	0.997	0.990	1.007	1.002	1.010	1.006	1.011	1.004	1.007	1.000	1.008	0.999	1.011	1.004	1.015	1.008	1.003	0.997	1.012	1.005	1.013	1.007
	Ilo 3	1.026	1.016	1.020	1.009	1.029	1.020	1.026	1.022	1.032	1.030	1.030	1.017	1.035	1.019	1.031	1.020	1.036	1.026	1.026	1.015	1.033	1.022	1.036	1.025
	Ilo 3	1.022	1.013	1.016	1.006	1.025	1.016	1.024	1.020	1.028	1.016	1.025	1.013	1.029	1.014	1.028	1.017	1.032	1.023	1.022	1.012	1.029	1.019	1.032	1.022
	Ilo ELS	1.017	1.009	1.012	1.003	1.020	1.013	1.021	1.018	1.018	1.009	1.016	1.007	1.019	1.007	1.020	1.012	1.026	1.018	1.017	1.009	1.022	1.014	1.026	1.018
	Ilo 1	1.010	1.004	1.005	0.997	1.013	1.007	1.016	1.013	1.010	1.002	1.007	0.999	1.010	1.000	1.013	1.005	1.028	1.021	1.018	1.011	1.024	1.017	1.027	1.020
Moquegua - Ilo 3 T2	Moquegua	1.011	1.010	1.005	1.005	1.014	1.013	1.007	1.006	1.019	1.018	1.016	1.016	1.023	1.023	1.016	1.016	1.040	1.039	1.030	1.029	1.037	1.037	1.040	1.039
	Moquegua	1.001	1.001	0.995	0.995	1.004	1.004	1.010	1.010	1.008	1.008	1.005	1.005	1.007	1.007	1.014	1.014	1.048	1.049	1.037	1.038	1.045	1.046	1.048	1.048
	Moquegua Ciudad	1.029	1.029	1.023	1.023	1.032	1.032	1.038	1.039	1.036	1.036	1.033	1.033	1.036	1.036	1.042	1.042	1.047	1.048	1.036	1.037	1.044	1.045	1.046	1.047
	Toquepala	1.005	1.005	0.997	0.998	1.007	1.008	1.010	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.012	1.015	1.016	1.003	1.004	1.012	1.013	1.013	1.014
	Ilo 3	1.026	1.030	1.020	1.024	1.029	1.033	1.026	1.030	1.032	1.036	1.030	1.033	1.035	1.037	1.031	1.035	1.036	1.040	1.026	1.029	1.033	1.037	1.036	1.039
	Ilo 3	1.022	1.025	1.016	1.019	1.025	1.028	1.024	1.028	1.028	1.030	1.025	1.028	1.029	1.031	1.028	1.030	1.032	1.035	1.022	1.025	1.029	1.032	1.032	1.035
	Ilo ELS	1.017	1.019	1.012	1.014	1.020	1.022	1.021	1.024	1.018	1.020	1.016	1.018	1.019	1.020	1.020	1.023	1.026	1.029	1.017	1.019	1.022	1.024	1.026	1.028
	Ilo 1	1.010	1.012	1.005	1.006	1.013	1.015	1.016	1.018	1.010	1.011	1.007	1.009	1.010	1.011	1.013	1.014	1.028	1.020	1.018	1.020	1.024	1.026	1.027	1.029
Ilo 3 - Ilo ELS	Moquegua	1.011	1.010	1.005	1.004	1.014	1.013	1.007	1.006	1.019	1.017	1.016	1.015	1.023	1.022	1.016	1.015	1.040	1.038	1.030	1.028	1.037	1.036	1.040	1.039
	Moquegua	1.001	0.999	0.995	0.993	1.004	1.002	1.010	1.009	1.008	1.004	1.005	1.002	1.007	1.004	1.014	1.011	1.048	1.049	1.037	1.035	1.045	1.046	1.048	1.045
	Moquegua Ciudad	1.029	1.027	1.023	1.021	1.032	1.030	1.038	1.037	1.036	1.032	1.033	1.030	1.036	1.032	1.042	1.039	1.047	1.045	1.036	1.034	1.044	1.041	1.046	1.044
	Toquepala	1.005	1.003	0.997	0.996	1.007	1.006	1.010	1.009	1.011	1.009	1.007	1.006	1.008	1.007	1.011	1.009	1.015	1.013	1.003	1.002	1.012	1.010	1.013	1.012
	Ilo 3	1.026	1.026	1.020	1.020	1.029	1.030	1.026	1.025	1.032	1.034	1.030	1.031	1.035	1.036	1.031	1.032	1.036	1.036	1.026	1.026	1.033	1.034	1.036	1.036
	Ilo 3	1.022	1.023	1.016	1.017	1.025	1.026	1.024	1.023	1.028	1.030	1.025	1.027	1.029	1.031	1.028	1.028	1.032	1.033	1.022	1.022	1.029	1.030	1.032	1.032
	Ilo ELS	1.017	0.999	1.012	0.996	1.020	1.001	1.021	1.012	1.018	1.018	1.016	0.987	1.019	0.985	1.020	0.997	1.026	1.006	1.017	1.000	1.022	0.998	1.026	1.007
	Ilo 1	1.010	0.996	1.005	0.992	1.013	0.999	1.016	1.009	1.010	0.984	1.007	0.984	1.010	0.982	1.013	0.994	1.028	1.011	1.018	1.014	1.024	1.004	1.027	1.012
Moquegua - Ilo 1	Moquegua	1.011	1.009	1.005	1.004	1.014	1.013	1.007	1.006	1.019	1.017	1.016	1.015	1.023	1.022	1.016	1.015	1.040	1.039	1.030	1.028	1.037	1.036	1.040	1.039
	Moquegua	1.001	1.000	0.995	0.994	1.004	1.003	1.010	1.009	1.008	1.007	1.005	1.004	1.007	1.007	1.014	1.013	1.048	1.048	1.037	1.037	1.045	1.045	1.048	1.047
	Moquegua Ciudad	1.029	1.028	1.023	1.022	1.032	1.031	1.038	1.038	1.036	1.035	1.033	1.032	1.036	1.035	1.042	1.042	1.047	1.047	1.036	1.036	1.044	1.044	1.046	1.046
	Toquepala	1.005	1.002	0.997	0.994	1.007	1.005	1.010	1.007	1.011	1.007	1.007	1.003	1.008	1.005	1.011	1.007	1.015	1.011	1.003	1.000	1.012	1.008	1.013	1.010
	Ilo 3	1.026	1.021	1.020	1.016	1.029	1.025	1.026	1.021	1.032	1.026	1.030	1.023	1.035	1.028	1.031	1.024	1.036	1.029	1.026	1.019	1.033	1.026	1.036	1.029
	Ilo 3	1.022	1.016	1.016	1.010	1.025	1.019	1.024	1.017	1.028	1.019	1.025	1.017	1.029											

220 kV” para el Área de Demanda 12, y 6.8 kA en la barra “Los Héroes 66 kV” para el Área de Demanda 13.

Barra	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]	Max CC/1Ø [kA]
Área de Demanda 12						
Moquegua 220	9.2	11.0	11.3	14.2	16.7	17.7
Moquegua 138	10.6	11.7	11.9	13.7	14.7	15.2
Moquegua Ciudad 138	5.9	6.2	6.3	6.8	7.1	7.3
Toquepala 138	7.5	8.0	8.1	8.8	9.4	9.6
Ilo 3 220	4.3	4.6	4.7	5.1	5.4	5.5
Ilo 3 138	6.7	7.1	7.2	7.8	8.2	8.4
Ilo ELS 138	4.6	4.8	4.8	5.1	5.3	5.4
Ilo 1 138	4.7	4.9	5.0	5.3	5.4	5.5
Área de Demanda 13						
Los Héroes 220	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.3
Aricota 2 138	3.0	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3
Los Héroes 66	6.2	6.3	6.3	6.5	6.7	6.8
Tomasiri 66	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Aricota 2 66	5.9	6.0	6.0	6.1	6.1	6.2
Aricota 1 66	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2
Sarita 66	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7
Caserio Aricota 66	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
Pucamarca 66	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Tacna 66	4.0	4.1	4.1	4.2	4.3	4.3
Parque Industrial 66	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6
Viñani 66	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4
Zofratacna 66	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Yarada 66	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9

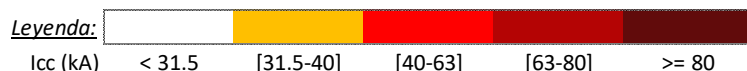


Tabla 6.106 Máximas corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 12 y 13

6.13.3 Conclusiones

Área De Demanda 12:

- i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:
 - a. Tensiones en barras. Todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluación.
 - b. Carga en transformadores. Todos los transformadores presentan un factor de utilización menor a “100 %”, es decir, no presentan sobrecarga en todo el horizonte de estudio.

c. Carga en líneas. Todas las líneas de transmisión operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia.

Se verifica problemas de colapso de tensión el año 2023 del estudio, para un evento de contingencia de la línea de 220 kV L-2057 Moquegua – Montalvo.

iii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 17.7 kA en todo el periodo de estudio.

Área De Demanda 13:

i) Diagnóstico de la operación en condiciones normales:

a. Tensiones en barras. Todas las barras operan dentro de la banda permitida $\pm 5\%$, excepto las barras “Tacna 66 kV”, “Parque Industrial 66 kV” y “Viñani 66 kV”, los cuales presentan caída de tensión por debajo del umbral mínimo de 95% en el horizonte del largo plazo (2032), situación que debe evaluarse en el ámbito del Plan de Inversiones.

b. Carga en transformadores. Todos los transformadores operan con un factor de utilización menor a “100 %”, excepto uno de los transformadores 220/66/10 kV – 60/60/12 MVA de la SE Los Héroes, que presenta sobrecarga en el horizonte del largo plazo (2032).

c. Carga en líneas. Todas las líneas de transmisión operan a un régimen de carga por debajo de su capacidad nominal, es decir, no presentan problemas de sobrecarga en todo el periodo de evaluación.

ii) Diagnóstico de la operación en contingencia.

No hay problemas de colapso de tensión ante un eventual caso de contingencias para los sistemas eléctricos que sobrepasan la demanda de 30 MW, en todo el horizonte de estudio.

iii) Niveles de cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 6.8 kA en todo el periodo de estudio.

iv) Síntesis

Ciudad de Tacna: El suministro de la ciudad de Tacna no es confiable para el largo plazo (2032) debido a la sobrecarga en el transformador 220/60/10 kV de la SE Los Héroes. Por lo que se generaría falta de capacidad para alimentar el sistema eléctrico Tacna.

6.14 Área de demanda 14

6.14.1 Información base

6.14.1.1 Sistemas Eléctricos

Los Sistemas Eléctricos considerados en el Área de Demanda 14 de acuerdo con lo establecido en la Norma de Áreas de Demanda, aprobada con Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD, se muestra en la Tabla 6.107.

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
14	Aguaytia	Aguaytia	220	ELECTRO UCAYALI S.A.	ELECTRO UCAYALI S.A.
	Campo Verde, Pucallpa	Pucallpa	60		

Fuente: Resolución Osinergmin N° 083-2015-OS/CD, modificada con Resolución N° 197-2015-OS/CD y Resolución N° 145-2019-OS/CD

Tabla 6.107 Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 14

En la Figura 6.50 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 14.



Figura 6.50 Ubicación geográfica del Área de Demanda 14

6.14.1.2 Demanda

La proyección de demanda eléctrica para el Área de Demanda 14 se muestra en la Tabla 6.108 agrupado por nivel de tensión.

En la Figura 6.51 se presenta la distribución espacial de dichas proyecciones de demanda.

En cuanto a las características de esta proyección de demanda se observan los siguientes:

- La demanda vegetativa (clientes regulados) presenta una tasa de crecimiento anualizada del 3.6%.
- El crecimiento esperado de demanda – entre el 2018 y 2032 – es de 1.7 veces.

Proyección de la demanda eléctrica (MW) en el Área de Demanda 14

NT\AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MT	59.2	60.7	62.3	65.2	68.1	71.0	74.0	77.1	80.2	83.4	86.6	89.3	92.0	94.9	97.7
AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	59.2	60.7	62.3	65.2	68.1	71.0	74.0	77.1	80.2	83.4	86.6	89.3	92.0	94.9	97.7
Tasa de demanda vegetativa 2018-2032															3.6%
Tasa de demanda global 2018-2032															3.6%
Ratio demandas 2032/2018															1.7

Tabla 6.108 Proyección de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 14

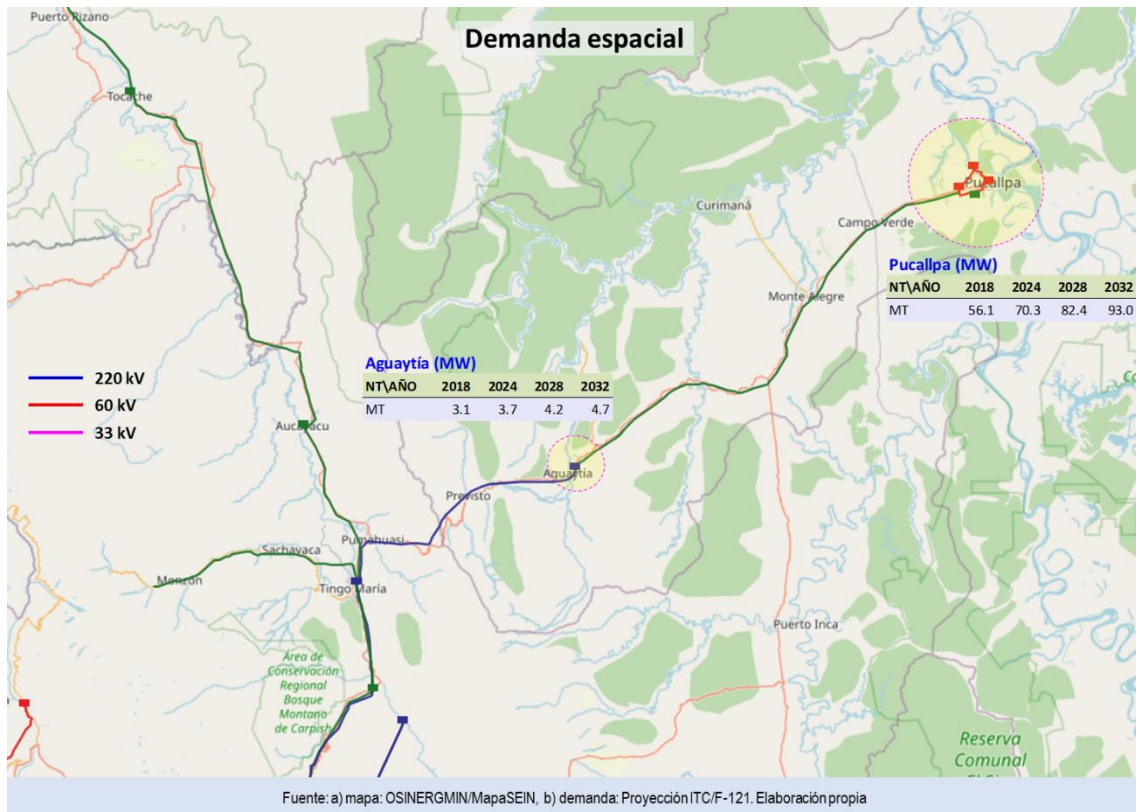


Figura 6.51 Proyección de la demanda espacial en el Área de Demanda 14

6.14.1.3 Modelado de la Red

Para el modelado de la red de esta Área de Demanda, se ha tomado información de las siguientes fuentes:

- Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).
- Plan de Transmisión Vinculantes (PT).

En el anexo J (correspondiente a las ITC) se detalla la información de los proyectos PIT utilizados para el modelamiento de la red.

En la Figura 6.52 se muestra el esquema unifilar simplificado en el largo plazo del Área de Demanda 14 incluyendo los principales planes vinculantes.

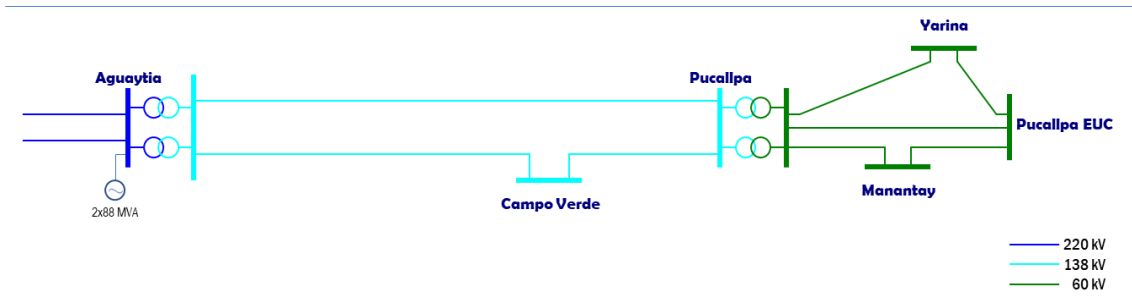


Figura 6.52 Esquema Unifilar en el Largo Plazo del Área de Demanda 14

6.14.2 Diagnóstico

El diagnóstico de las condiciones operativas del sistema eléctrico en el ámbito del Área de Demanda en estudio comprende los siguientes análisis:

- Flujo de Potencia en condiciones normales
- Flujo de Potencia en contingencia
- Cálculo de cortocircuito

6.14.2.1 Flujo de Potencia en condiciones normales

Se ha simulado el flujo de potencia para todos los escenarios en el corto y largo. Los resultados se reportan para los siguientes indicadores:

- Tensiones en barras
- Carga en transformadores
- Carga en líneas

6.14.2.1.1 Tensiones en Barras

Los resultados de la simulación en cuanto a las tensiones en barras se muestran en la Tabla 6.109 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a las tensiones de operación en barras se resaltan las siguientes:

- Todas las barras MAT y AT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.

Barra	Vn (kV)	2022_AvMax	2022_EsMax	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
Aguaytia															
AGUAYTIA 220	220	1.013	1.011	1.017	1.015	1.020	1.016	1.020	1.015	1.017	1.012	1.013	1.009	1.008	1.005
AGUAYTIA 138	138	1.010	1.009	1.013	1.011	1.014	1.011	1.013	1.009	1.010	1.006	1.001	0.997	0.994	0.991
Campo Verde															
CAMPO VERDE138	138	1.005	1.004	1.004	1.004	1.003	1.001	1.000	0.998	0.997	0.995	0.983	0.981	0.973	0.972
Pucallpa															
PUCALLPA 138	138	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.003	1.002	1.001	1.000	0.998	0.982	0.980	0.974	0.973
PUCALLPA ISA 60	61.6	0.993	0.993	0.993	0.993	0.993	0.993	0.992	0.992	0.992	0.992	0.993	0.993	0.991	0.991
CT PUCAL60	60	1.019	1.019	1.020	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	0.993	0.993	0.991	0.991
YARIN60	60	1.009	1.009	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.010	1.010	0.984	0.984	0.981	0.980
PUCAL60	60	1.006	1.006	1.009	1.009	1.008	1.009	1.008	1.008	1.007	1.007	0.981	0.981	0.977	0.977
MANANTAY60	60	1.013	1.013	1.010	1.010	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	0.982	0.982	0.979	0.979

Legenda:

	Uo < 0.950 pu		operación infactible
	Uo [0.95-1.05] pu		n/a
	Uo > 1.050 pu		

Tabla 6.109 Tensiones en Barra – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14

6.14.2.1.2 Carga en Transformadores





Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en transformadores (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.110 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en transformadores se resaltan las siguientes:

- En general los transformadores de potencia no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

Barra	Transformador	Rlc (kV)	Pn (MVA)	2022_AvMax	2022_EsMax	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Transformadores 220/138 kV																	
AGUAYTIA 220 - TR1	T38-212	220/138/22.9	60	59.0	59.1	61.0	61.2	63.3	63.7	66.1	66.5	69.0	69.5	74.9	75.4	86.2	86.6
AGUAYTIA 220 - TR2	T110-212	220/138/22.9	60	59.1	59.2	61.1	61.3	63.4	63.8	66.2	66.7	69.2	69.7	75.1	75.6	86.4	86.8
2. Transformadores 138/60 kV																	
PUCALLPA 138	AT39-161	138/60/10	55	48.6	48.4	50.0	49.8	51.5	51.5	53.5	53.6	55.7	55.8	58.1	58.0	66.7	66.5
PUCALLPA 138	AT111-161	138/60/10	55	48.9	48.7	50.2	50.0	51.7	51.8	53.7	53.8	55.9	56.0	58.3	58.2	67.0	66.8

Legenda:

	0-100		100-110		110-120		>120
---	-------	---	---------	---	---------	---	------

Carga(%)

Tabla 6.110 Carga en Transformadores – Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14

6.14.2.1.3 Carga en Líneas

Los resultados de la simulación en cuanto a la carga en líneas (factor de utilización en %) se muestran en la Tabla 6.54 para la hora de máxima demanda.

Observaciones a la carga en líneas se resaltan las siguientes:

- En general las líneas de 138 y 60 kV no presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.

LÍNEA	Vn (kV)	Pn (MVA)	2022_AvMax	2022_EsMax	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
1. Líneas de 138 kV																
L-1125_A Aguaytía - Campo Verde	138	80.0	45.9	45.9	47.4	47.5	49.1	49.4	51.2	51.5	53.5	53.8	58.3	58.6	66.9	67.1
L-1125_B Campo Verde - Pucallpa	138	80.0	27.2	27.0	27.5	27.4	28.1	28.1	29.0	29.1	30.2	30.3	28.4	28.2	32.6	32.4
L-1125_2do Aguaytía - Pucallpa	138	80.0	41.1	41.0	42.5	42.5	44.1	44.2	46.0	46.2	48.1	48.3	52.1	52.2	60.0	60.1
1. Líneas de 60 kV																
L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha	60	52.0	36.2	36.0	30.9	30.8	31.9	33.3	34.4	34.3	35.5	35.3	38.8	38.7	43.9	43.7
L-6673 Yarinacocha - Pucallpa	60	46.8	16.2	15.8	9.6	9.3	9.9	13.5	14.4	14.0	14.8	14.4	16.1	15.6	18.2	17.6
L-6475 Pucallpa ISA - Pucallpa	60	46.8	37.5	37.0	29.6	29.3	30.5	28.0	29.2	28.8	30.1	29.7	32.8	32.4	37.0	36.6
LT60kV Pucallpa ISA - Manantay	138	126.9	25.4	25.1	38.7	38.2	39.9	37.9	39.5	39.0	40.8	40.2	44.4	43.9	50.2	49.5
LT60kV Pucallpa - Manantay	138	126.9	25.5	25.2	3.4	3.4	3.5	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.8	2.8	3.1	3.1

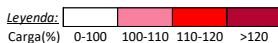


Tabla 6.111 Carga en Líneas– Hora Máxima Demanda en el Área de Demanda 14

6.14.2.2 Flujo de Potencia en contingencia

Se ha simulado la operación del sistema eléctrico considerando contingencias simples (N-1) para salida de circuitos de líneas de transmisión.

En la siguiente Tabla se presenta el resumen de los resultados de las contingencias

Circuito F/S	2022_AvMax	2022_EsMax	2023_AvMax	2023_EsMax	2024_AvMax	2024_EsMax	2025_AvMax	2025_EsMax	2026_AvMax	2026_EsMax	2028_AvMax	2028_EsMax	2032_AvMax	2032_EsMax
L-1125_2do Aguaytía - Pucallpa														
L-1125_A Aguaytía - Campo Verde														
L-1125_B Campo Verde - Pucallpa														
L-6673 Yarinacocha - Pucallpa														
L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha														
L-6475 Pucallpa ISA - Pucallpa														
LT60kV Pucallpa ISA - Manantay														

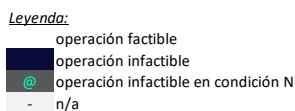


Tabla 6.112 Resumen de resultado de contingencias en el Área de Demanda 14

Los resultados por detalle se muestran a continuación.

Sobrecarga de líneas de transmisión

Los resultados de las simulaciones de contingencias que causan sobrecargas en líneas de transmisión se muestran en la siguiente Tabla.

Circuito F/S	Circuito	2022_AvMax		2022_EsMax		2023_AvMax		2023_EsMax		2024_AvMax		2024_EsMax		2025_AvMax		2025_EsMax		2026_AvMax		2026_EsMax		2028_AvMax		2028_EsMax		2032_AvMax		2032_EsMax	
		N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1
L-1125_2do Aguaytía - Pucallpa	L-1125_A Aguaytía - Campo Verde	45.9	87.6	45.9	87.5	47.4	91.0	47.5	91.0	49.1	94.8	49.4	95.1	51.2	99.3	51.5	99.6	53.5	100.3	53.8	100.3	58.3	105.7	58.6	105.7	66.9	111.9	67.1	111.9
	L-1125_B Campo Verde - Pucallpa	27.2	70.1	27.0	69.8	27.5	73.3	27.4	73.0	28.1	74.9	28.1	74.9	29.0	78.1	29.1	78.2	30.2	81.7	30.3	81.9	28.4	85.4	28.2	85.3	32.6	100.7	32.4	100.7
L-1125_A Aguaytía - Campo Verde	L-1125_2do Aguaytía - Pucallpa	41.1	87.6	41.0	87.5	42.5	91.2	42.5	91.2	44.1	95.2	44.2	95.5	46.0	100.0	46.2	100.3	48.1	105.7	48.3	105.7	52.1	111.9	52.2	111.9	60.0	117.1	60.1	117.1
	L-1125_B Campo Verde - Pucallpa	27.2	20.7	27.0	21.0	27.5	23.1	27.4	23.5	28.1	25.6	28.1	26.0	29.0	28.1	29.1	28.8	30.2	31.5	30.3	32.3	28.4	31.6	28.2	32.3	32.6	32.4	32.6	32.4
L-1125_B Campo Verde - Pucallpa	L-1125_2do Aguaytía - Pucallpa	41.1	68.3	41.0	67.9	42.5	69.9	42.5	69.6	44.1	71.9	44.2	71.8	46.0	74.4	46.2	74.3	48.1	77.1	48.3	77.1	52.1	81.5	52.2	81.5	60.0	93.5	60.1	93.5
	L-1125_A Aguaytía - Campo Verde	45.9	20.4	45.9	20.7	47.4	22.7	47.5	23.1	49.1	25.1	49.4	25.7	51.2	27.7	51.5	28.3	53.5	30.4	53.8	31.0	58.3	30.8	58.6	31.2	66.9	36.1	67.1	36.8
L-6673 Yarinacocha - Pucallpa	L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha	36.2	21.6	36.0	21.8	30.9	22.2	30.8	22.5	31.9	22.9	33.3	21.8	34.4	22.2	34.3	22.4	35.5	22.9	35.3	23.1	38.8	25.2	38.7	25.5	43.9	28.5	43.7	28.7
	L-6475 Pucallpa ISA - Pucallpa	37.5	46.7	37.0	46.0	29.6	35.0	29.3	34.5	30.5	36.1	28.0	35.6	29.2	37.2	28.8	36.7	30.1	38.4	29.7	37.8	32.8	41.8	32.4	41.2	37.0	47.2	36.6	46.5
	LT60kV Pucallpa ISA - Manantay	25.4	33.6	25.1	33.1	38.7	42.4	38.2	41.8	39.9	43.7	37.9	43.0	39.5	45.0	39.0	44.4	40.8	46.4	40.2	45.7	44.4	50.6	43.9	49.8	50.2	57.2	49.5	56.3
	LT60kV Pucallpa ISA - Yarinacocha	16.2	24.5	15.8	24.8	9.6	25.1	9.3	25.4	9.9	25.9	13.5	26.2	14.4	26.7	14.0	27.0	14.8	27.6	14.4	27.8	16.1	30.4	15.6	30.7	18.2	34.5	17.6	34.8
L-6475 Pucallpa ISA - Pucallpa	L-6673 Yarinacocha - Pucallpa	37.5	60.5	37.0	59.9	29.6	49.1	29.3	48.7	30.5	50.6	28.0	50.7	29.2	52.2	28.8	51.8	30.1	53.8	29.7	53.4	32.8	58.9	32.4	58.5	37.0	66.6	36.6	66.1
	LT60kV Pucallpa ISA - Manantay	25.4	41.0	25.1	40.6	38.7	52.0	38.2	51.4	39.9	53.6	37.9	53.0	39.5	55.3	39.0	54.7	40.8	57.0	40.2	56.4	44.4	62.3	43.9	61.6	50.2	70.4	49.5	69.7
	L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha	36.2	53.4	36.0	53.0	30.9	44.4	30.8	44.1	31.9	45.7	33.3	46.2	34.4	47.9	34.3	47.6	35.5	49.4	35.3	49.1	38.8	54.1	38.7	53.7	43.9	61.1	43.7	60.7
	LT60kV Pucallpa ISA - Manantay	25.4	41.7	25.1	41.2	38.7	51.6	38.2	50.9	39.9	53.7	37.9	49.1	39.5	51.2	39.0	50.6	40.8	52.8	40.2	52.1	44.4	57.6	43.9	56.9	50.2	65.1	49.5	64.3
LT60kV Pucallpa ISA - Manantay	L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha	25.5	0.4	25.2	0.4	3.4	36.4	3.4	35.8	3.5	37.5	2.3	36.9	2.4	38.1	2.4	38.9	2.5	39.3	2.8	43.6	2.8	42.9	3.1	49.4	3.1	48.6		
	L-6674 Pucallpa ISA - Yarinacocha	36.2	48.4	36.0	48.0	30.9	49.7	30.8	49.3	31.9	51.2	33.3	52.1	34.4	54.1	34.3	53.7	35.5	55.8	35.3	55.4	38.8	61.1	38.7	60.6	43.9	69.1	43.7	68.6
	L-6475 Pucallpa ISA - Pucallpa	37.5	54.6	37.0	53.9	29.6	55.9	29.3	55.2	30.5	57.6	28.0	51.8	29.2	54.2	28.8	53.5	30.1	55.9	29.7	55.2	32.8	61.0	32.4	60.3	37.0	69.1	36.6	68.3

Tabla 6.113 Sobrecargas en líneas de transmisión bajo contingencias.

Barra	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2032
	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]	Max CC/1 ϕ [kA]
AGUAYTIA 220	4.7	5.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
AGUAYTIA 138	3.2	3.5	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8
CAMPO VERDE138	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
PUCALLPA 138	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
PUCALLPA ISA 60	3.5	3.6	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6
CT PUCAL60	3.3	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
YARIN60	2.4	2.5	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
PUCAL60	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
MANANTAY60	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7

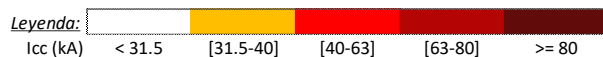


Tabla 6.115 Corrientes de cortocircuito monofásico en el Área de Demanda 14

6.14.3 Conclusiones

- i. Diagnóstico de la operación en condiciones normales
 - a. Tensiones en barras. Todas las barras MAT y AT operan dentro de la banda $\pm 5\%$ para todos los escenarios y en todo el periodo de evaluado.
 - b. Carga en transformadores. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
 - c. Carga en líneas. No se presentan sobrecargas en todo el periodo de estudio.
- ii. Diagnóstico de la operación en contingencia

En el horizonte del largo plazo, con la salida del enlace 138 kV Aguaytía – Campo Verde se presenta un caso de contingencia severo que provocaría el colapso del sistema entre Campo Verde y Pucallpa.
- iii. Niveles de cortocircuito

Los cálculos de cortocircuito monofásico presentan valores inferiores a 7 kA en todo el periodo de estudio.
- iv. Síntesis

El suministro de la ciudad de Pucallpa (Sistema Eléctrico Campo Verde – Pucallpa) se alimenta principalmente con dos líneas en 138 kV desde la subestación Aguaytía. En el horizonte de largo plazo este esquema no es suficiente en capacidad y en confiabilidad.

7 OTROS TEMAS

7.1 Análisis de Sensibilidad de Proyectos Transmisión

El análisis de sensibilidades se realiza para evaluar el retraso de proyectos de transmisión (aprobados en actualizaciones anteriores) que son importantes y en el caso de no realizarse produciría efectos negativos en el SEIN. Los proyectos por evaluar tienen como posible fecha de ingreso el periodo corto plazo (2023-2026). Estos solucionarán problemas de congestión, regulación de tensión y seguridad de la red ante colapsos de tensión, según su ubicación y tamaño de la instalación. Se agruparon proyectos que producen impactos similares en algunas zonas con el objetivo de una evaluación y simulación adecuada. A continuación, se presenta el análisis de los resultados para cada grupo de proyectos.

PLAN	PROYECTO
PT 2011_2020	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas
PT 2015_2024	Cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo y subestaciones asociadas
PT 2015_2024	Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV (nuevo proyecto reformulado PT2018)
PT 2015_2024	S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas
PT 2019_2028	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas

Tabla 7.1 Lista de proyectos con retrasos

La ejecución de este proyecto dará mayor confiabilidad del sistema de transmisión de 220 kV y 138 kV en las zonas de Cáclic, Moyobamba y Tarapoto, por lo que permitirá, a su vez, el desarrollo de la solución de ITC correspondiente a la línea de 220 kV Belaunde Terry-Tarapoto Norte.

Zona Centro

- 3) **Retraso de los proyectos Cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo, Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (segundo transformador 500/220 kV - 600 MVA), Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV y la implementación del enlace de 220 kV Santa Rosa-Industriales:** se evalúan las contingencias en los periodos de estiaje 2023 y avenida 2024 en los escenarios de máxima, media y mínima demanda para la condición sin y con proyecto.

Contingencia Línea o Transformador	Elemento monitoreado	Con Proyecto												Sin Proyecto (retraso)													
		Estiaje						Avenida						Estiaje						Avenida							
		Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min	Es23Max	Es23Med	Es23Min	Av24Max	Av24Med	Av24Min		
Nombre Contingencia	kV	Nombre Elemento	kV	MVA	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1			
TR Chilca CTM (1T)	500/220	Chilca Nueva - La Planicie REP - L1	220	350											97	121	95	117	78	100	94	106	92	98			
TR Chilca CTM (1T)	500/220	Chilca Nueva - La Planicie REP - L2	220	350											96	120	95	116	78	99	93	105	91	98			
Chilca - Carapongo	500	Chilca Nueva - La Planicie REP - L1	220	350											97	131	95	131	78	110	94	126	92	124			
Chilca - Carapongo	500	Chilca Nueva - La Planicie REP - L2	220	350											96	130	95	130	78	109	93	125	91	123			
La Planicie - Industriales (1T)	220	Industriales - La Planicie - L2	220	321					64	108	69	117			54	103	58	112			62	120	74	143			
Carapongo - Cajamarquilla (2T)	220	Santa Rosa - Chavarría - L1	220	152	53	101	37	99			41	115	32	100	36	96	57	115	44	119		44	122	6	99	21	93
Carapongo - Cajamarquilla (2T)	220	Santa Rosa - Chavarría - L2	220	152	53	101	37	99			41	115	32	100	36	96	57	115	44	119		44	122	6	99	21	93
Chilca - La Planicie (1T)	220	Chilca Nueva - La Planicie REP - L2	220	350											96	145	95	142	78	116	93	140	91	137			

Carga entre 0 a 100%
 Carga entre 100% a 120%
 Carga mayor a 120%
 Colapso de tensión en el área de influencia

Tabla 7.4 Contingencias para el año estiaje 2023-avenida 2024, sin y con proyectos en la zona de Lima.

Se observa que los proyectos en la zona de Lima evitarán las sobrecargas de líneas de 220 kV, como son las líneas Chica Nueva-La Planicie REP (2x350 MVA), Industriales-La Planicie (2x321 MVA) y Santa Rosa-Chavarría (2x152 MVA) ante contingencias de líneas y transformadores de la zona de Lima. Asimismo, el SVC en la SE San Juan mejorará los perfiles de tensión en la zona Lima Sur.

- 4) **Retraso del proyecto Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito):** se evalúan las contingencias en los periodos de avenida y estiaje 2025 en los escenarios de máxima, media y mínima demanda para la condición sin y con proyecto.

Contingencia Línea o Transformador		Elemento monitoreado		Con Proyecto										Sin Proyecto (retraso)														
				Avenida					Estiaje					Avenida					Estiaje									
				AV25Max	AV25Max	AV25Med	AV25Med	AV25Min	Es25Max	Es25Max	Es25Med	Es25Med	Es25Min	AV25Max	AV25Max	AV25Med	AV25Med	AV25Min	Es25Max	Es25Max	Es25Med	Es25Med	Es25Min					
Nombre Contingencia	kV	Nombre Elemento	kV	MVA	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1						
Asia - Cantera	220	Chilca - Desierto	220	152							66	81	69	84			78	103	81	107	84	111						
Chilca - Desierto	220	Chilca - Asia	220	152							72	88	71	88	73	90	68	88	70	91			84	111	85	113	88	116
Campo Armiño - Huancavelica (2T)	220	Chilca - Asia	220	152	60	81	60	84			72	88	71	88	73	87	68	99	70	104	57	91	84	109	85	111	88	110

Carga entre 0 a 100%
 Carga entre 100% a 120%
 Carga mayor a 120%
 Colapso de tensión en el área de influencia

Tabla 7.5 Contingencias para el año 2025, sin y con proyectos: Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito).

No se observan sobrecargas para la condición sin proyecto (retraso). Sin embargo, se observa un incremento de carga en las líneas de 220 kV Chilca-Asia (152 MVA) y Chilca-Desierto (152 MVA). Estos incrementos de carga ocurren ante salida de una de las líneas de 220 kV mencionadas y además ante salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Campo Armiño-Huancavelica. Sin embargo, con el ingreso del proyecto se evita las altas cargas de las líneas de 220 kV del enlace Chilca-Independencia.

Zona Sur

- Retraso del proyecto Enlace de 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas. Se evalúan los márgenes de carga asumiendo el incremento de la demanda en las zonas de Abancay, Cusco, Combapata, Tintaya, Azángaro y Puno para el año 2028. Se obtienen márgenes de carga (demanda atendible menos la demanda base de la carga) del año 2028 con el proyecto para la condición de operación normal, donde se considera un margen de seguridad de 7,5% y una tolerancia de carga de líneas de 100%, de 350 MW y sin el proyecto se obtiene un valor de 100 MW. Para la condición en operación en contingencias, donde se considera un margen de seguridad de 5% y una tolerancia de carga de líneas de 120%, con el proyecto se obtiene un margen de carga promedio de 350 MW y sin el proyecto se obtiene un valor promedio de 140 MW.

en un valor aproximado de 200 MW, que permitirá atender el crecimiento de la demanda y garantizará la seguridad del sistema en el largo plazo.

- Por otra parte, el retraso de este proyecto perjudicará el ingreso de otros proyectos de generación y carga que se conectarían en la zona de influencia de Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya.
- Finalmente, el retraso de este proyecto no permitirá el retiro de las líneas de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (L-1001) y Quencoro-Machupicchu (L-1002), tal como fue solicitado por el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP). Estas líneas se encuentran ubicadas en el área natural protegida del Santuario Histórico de Machupicchu por lo que justifica su retiro.

7.2 Evaluación de la Resonancia Subsíncrona (RSS)

El problema de Resonancia Subsíncrona (RSS) presentado en algunas unidades de generación térmicas del SEIN se abordó en la Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 en el que se propone medidas de mitigación temporales y permanentes de manera definitiva.

Por lo anterior, dado que el problema de RSS se ha resuelto, no requiere ser abordado en el presente Informe.

7.3 Evaluación de la “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el Largo Plazo

Se define como Generación Eficiente (GE) a la disponibilidad de electricidad a partir de fuentes de generación renovables y no renovables de bajo costo operativo, excluyéndose aquella generación eléctrica en base a combustibles líquidos. En ese sentido, el requerimiento de “Generación Eficiente” en el SEIN en el largo plazo, está referido a la incorporación de nuevos proyectos de oferta de generación que utilicen dichas fuentes para cubrir la creciente demanda del SEIN.

Actualmente se cuenta con una oferta de generación eficiente definida solo hasta el año 2025, la cual está compuesta por proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución debido a que cuentan con contratos de suministro de energía, con autorización o concesión definitiva de generación y que presentan grados de avance acordes con sus compromisos contractuales, esta cartera de proyectos comprometidos totaliza una capacidad instalada de 819 MW¹⁵ de Generación Eficiente.

Ante la probable falta de generación eficiente en el SEIN a partir el año 2026, en el presente capítulo se evalúa y estima el requerimiento de nueva generación eficiente para cubrir la creciente demanda del SEIN en el periodo 2026 – 2032. Los escenarios de demanda que serán analizados son: demanda media, demanda pesimista y demanda optimista.

Cabe resaltar que el objetivo del presente capítulo es identificar el requerimiento de nueva generación eficiente en el SEIN y no de definir un plan de obras de expansión específico ya que este plan de obras podría estar conformado por diversas tecnologías y fuentes de energía.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha realizado un balance entre la oferta de generación versus la máxima demanda anual del SEIN para los tres escenarios de demanda, con la finalidad de estimar hasta que año se contaría con un margen de reserva eficiente.

Las premisas y el detalle de la “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el Largo Plazo se encuentra en el Anexo I.

¹⁵ Según Plan de Obras de Generación elaborado para el periodo 2021 – 2025.

7.3.1 Criterios de evaluación

A continuación, se describe las principales consideraciones para la presente evaluación:

- Se considera tres escenarios de demanda (media, pesimista y optimista).
- Se simula el despacho económico en el periodo 2021 - 2032 para cada escenario de demanda considerando solo el parque de generación existente y los proyectos de generación previstos a ingresar hasta el año 2025¹⁶.
- Cabe resaltar que, a partir del año 2026 no se considera el ingreso de ningún proyecto adicional¹⁷.
- Las centrales de generación eficiente que despachen cubrirán hasta cierto valor la demanda del SEIN. A partir del valor en el cual esta generación no alcance para cubrir el escenario de demanda, será denominado como “Requerimiento de generación eficiente en el SEIN”, el cual indica que será necesario que ingresen nuevos proyectos de generación eficiente para evitar un déficit de ésta.
- El “Requerimiento de generación eficiente en el SEIN” será estimado en energía anual y su equivalente en “potencia media” para cubrir la demanda en el periodo de mayor requerimiento de generación eficiente en el SEIN (para mayor detalle revisar el Anexo I).
- Para cubrir el requerimiento de generación eficiente en el SEIN, el país cuenta con diversas opciones de oferta de generación, entre renovables y no renovables, las cuales se detallan en el siguiente acápite.

Es importante aclarar que la potencia media estimada en esta evaluación no necesariamente es la potencia que debe ser instalada en el SEIN, ya que la potencia a ser instalada dependerá de la tecnología de la central y del factor de producción de esta. Por ejemplo, una central eólica necesitará de mayor potencia instalada que una central térmica a gas natural debido a sus factores de producción. Para el caso de las centrales fotovoltaicas el aporte en potencia media de estas es considerada próxima a cero, ya que la presente evaluación se realiza en la hora de máxima demanda del SEIN.

Finalmente, se realiza el balance de oferta de generación eficiente versus la máxima demanda anual del SEIN (diciembre de cada año). Esta oferta incluirá la potencia media estimada a partir del requerimiento de generación eficiente en el SEIN.

7.3.2 Opciones de oferta de Generación Eficiente en el SEIN

En el Perú existen diversas fuentes de energía, cada una con sus ventajas y desventajas, ya sean técnicas, de ubicación, económicas, etc. En el presente anexo se verificó que el SEIN requerirá del ingreso de nuevas centrales de generación eficiente para garantizar el suministro de energía, además de brindar seguridad y calidad en el servicio.

¹⁶ Proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución.

¹⁷ Si bien existen muchos proyectos, estos no cuentan con una fecha cierta de ejecución tampoco de operación.

En ese sentido se puede mencionar algunas opciones de oferta de generación eficiente como por ejemplo: generación eólica, con gran potencial en la zona Norte y Centro del país, generación fotovoltaica, con potencial en la Zona Sur, generación hidro, con potencial en varias regiones del país, generación térmica a gas natural en la zona Centro, la cual estaría condicionada a la capacidad de transporte de gas natural desde Camisea hasta la zona Centro, generación térmica a gas natural en la zona Sur, dependiente de la llegada del gas natural a esta zona, etc.

Además de las opciones de generación, también es importante tener en cuenta que existe la opción de interconexiones eléctricas con otros países, por ejemplo, con el Ecuador, con lo cual también se podría importar generación para cubrir la demanda del SEIN.

Cualquiera de las opciones de oferta de generación mencionadas podría desarrollarse, y dependerán de la evaluación de los interesados.



Figura . Opciones de generación eficiente en el SEIN

7.3.3 Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda media

7.3.3.1 Despacho de energía con Generación Eficiente en el SEIN para cubrir un escenario de demanda media

Como resultado de este despacho de generación se observa que a partir del año 2026 será necesario contar con nueva generación eficiente en el SEIN. En el siguiente gráfico se observa la cobertura de demanda de energía (GWh) del SEIN.

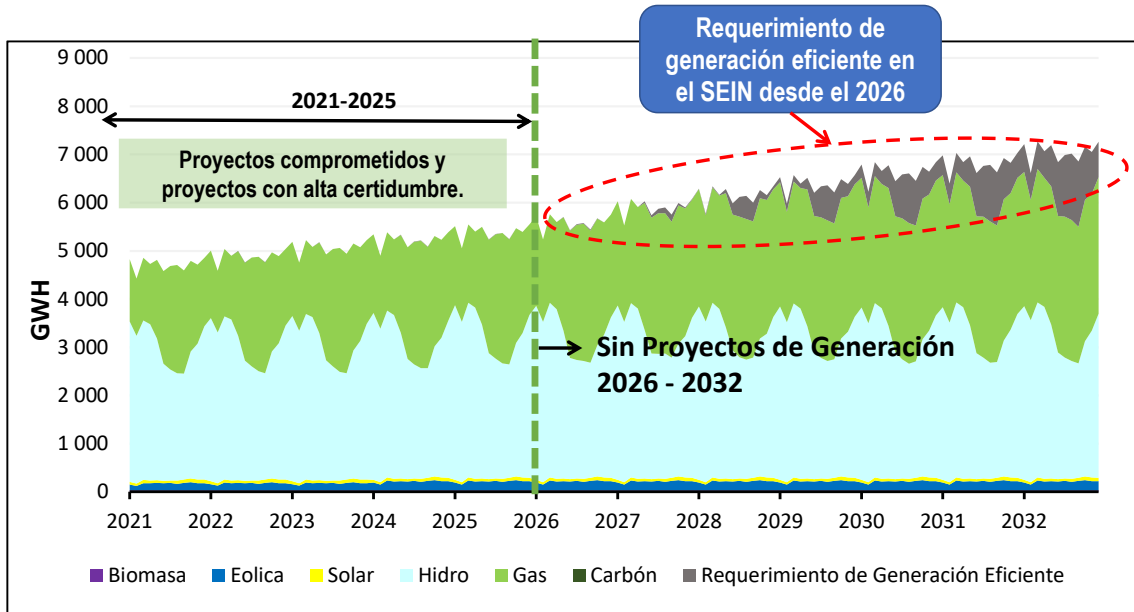


Figura 7.1 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Media.

7.3.3.2 Requerimiento de nueva Generación Eficiente para cubrir un escenario de demanda media

El requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN obtenido en el despacho de generación se muestra de forma detallada en la siguiente figura, se observa que el requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN (área gris del gráfico) empieza en el año 2026 e irá aumentando cada año debido al crecimiento de la demanda y a que no ingresa ningún otro proyecto de generación adicional.

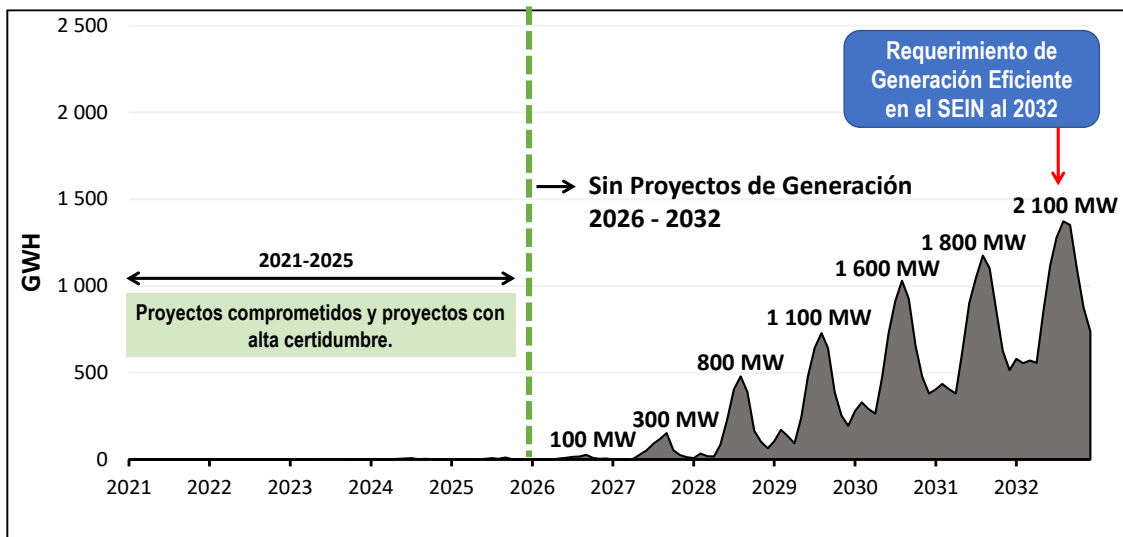


Figura 7.2 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Media

Para el escenario de demanda media en la siguiente tabla se presenta el requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN tanto en energía anual (GWh) así como su equivalente de potencia media que debería ingresar cada año y el acumulado al año 2032.

Requerimiento de nueva Generación Eficiente - Escenario de Demanda Media			
Año	Energía anual (GWh)	Potencia media adicional por año (MW)	Potencia media Acumulada (MW)
2026	90	100	100
2027	536	200	300
2028	1 995	500	800
2029	4 073	300	1 100
2030	6 736	500	1 600
2031	8 481	200	1 800
2032	10 949	300	2 100

Tabla .7.8 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Media

7.3.3.3 Balance entre la oferta de generación versus la máxima demanda anual del SEIN para cubrir un escenario de demanda media

Considerando las centrales existentes, proyectos comprometidos hasta el 2025 y sin ningún proyecto de generación adicional desde el año 2026, se observa que a partir del año 2026 el SEIN ya no contaría con reserva de generación eficiente, existiendo el riesgo de operar centrales con combustibles líquidos. Sin embargo, el SEIN aún contaría con reserva de potencia no eficiente compuesta por centrales térmicas que operan con combustibles líquidos hasta el año 2032. En la siguiente figura se puede apreciar el balance año por año.

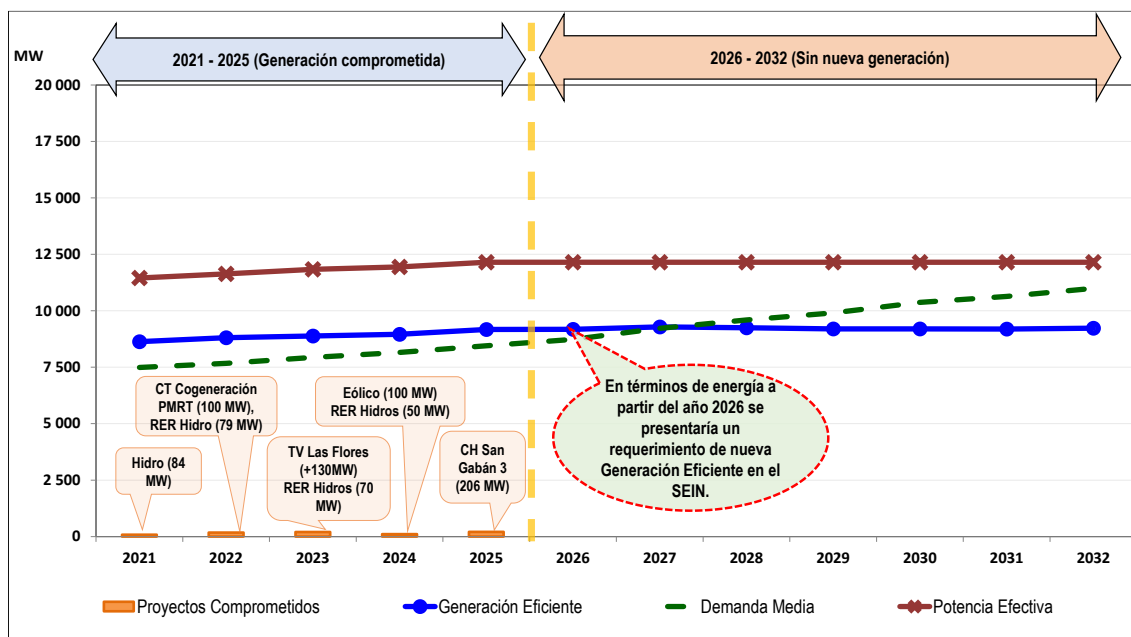


Figura 7.3 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Media

Como podemos apreciar del gráfico de balance, existe la oportunidad de instalar nueva generación eficiente a partir de una diversidad de fuentes renovables y no renovables las cuales serán necesarias para cubrir la demanda del SEIN de manera eficiente, operar a bajo costo y dar seguridad de suministro eléctrico al SEIN. A continuación, se muestra el balance donde se incluye la potencia media producto del requerimiento de nueva generación eficiente.

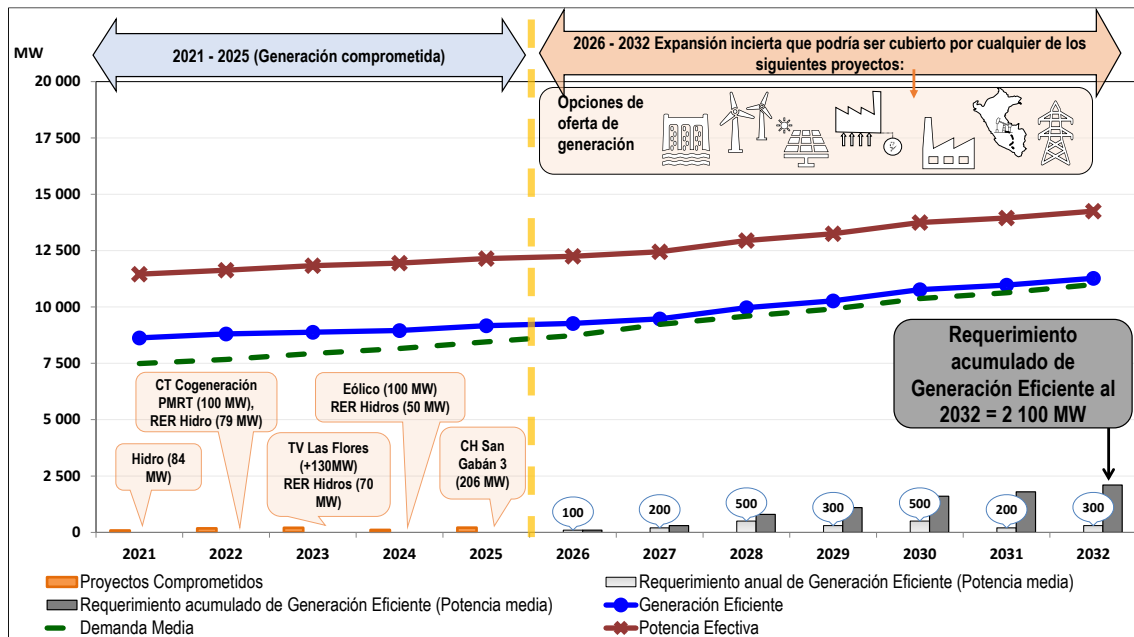


Figura . Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Media

7.3.4 Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda optimista

7.3.4.1 Despacho de energía con Generación Eficiente en el SEIN para cubrir un escenario de demanda optimista

Como resultado de este despacho de generación se observa que a partir del año 2025 será necesario contar con nueva generación eficiente en el SEIN. En el siguiente gráfico se observa la cobertura de demanda de energía (GWh) del SEIN.

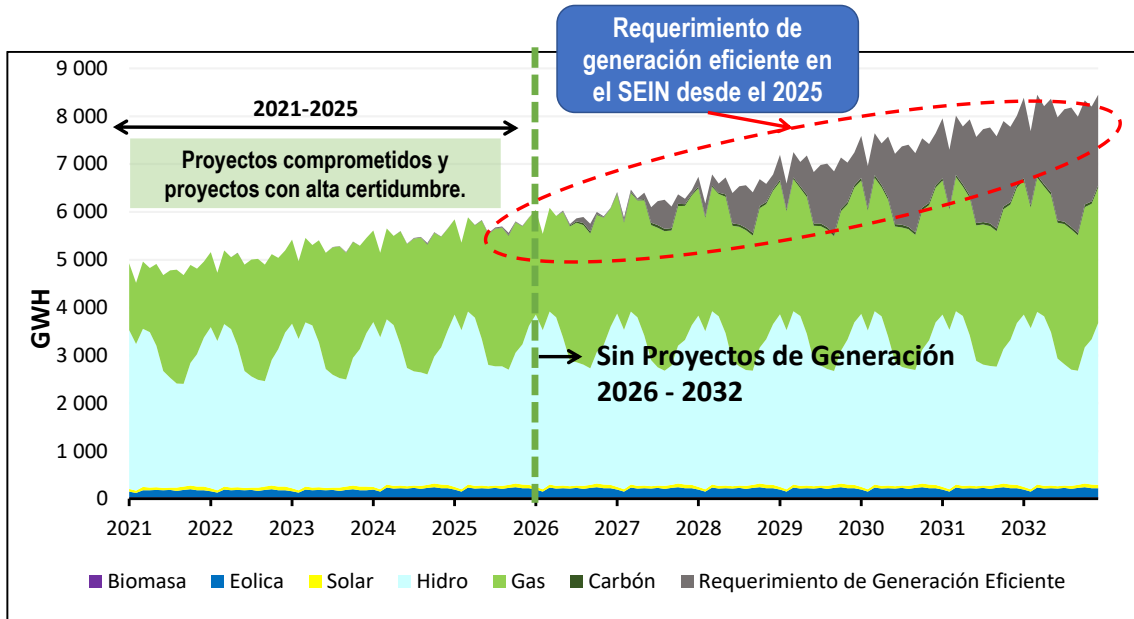


Figura 7.4 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Optimista.

7.3.4.2 Requerimiento de nueva Generación Eficiente para cubrir un escenario de demanda optimista

El requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN obtenido en el despacho de generación se muestra de forma detallada en la siguiente figura, se observa que el requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN (área gris del gráfico) empieza en el año 2025 e irá aumentando cada año debido al crecimiento de la demanda y a que no ingresa ningún otro proyecto de generación adicional.

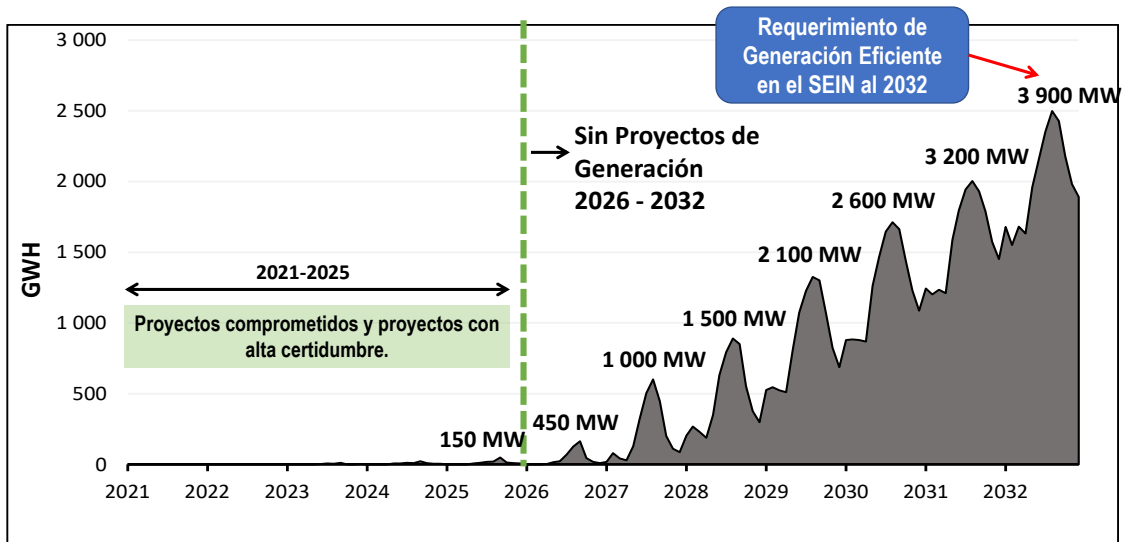


Figura 7.5 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Optimista

Para el escenario de demanda optimista en la siguiente tabla se presenta el requerimiento de generación eficiente en el SEIN tanto en energía anual (GWh) así como su equivalente de potencia media que debería ingresar cada año y el acumulado al año 2032.

Requerimiento de nueva Generación Eficiente - Escenario de Demanda Optimista			
Año	Energía anual (GWh)	Potencia media adicional por año (MW)	Potencia media Acumulada (MW)
2025	140	150	150
2026	477	300	450
2027	2 576	550	1 000
2028	5 637	500	1 500
2029	10 433	600	2 100
2030	15 023	500	2 600
2031	18 968	600	3 200
2032	23 983	700	3 900

Tabla 7.9 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Optimista.

7.3.4.3 Balance entre la oferta de generación versus la máxima demanda anual del SEIN para cubrir un escenario de demanda optimista

Considerando las centrales existentes, proyectos comprometidos hasta el 2025 y sin ningún proyecto de generación adicional desde el año 2026, se observa que a partir del año 2025 el SEIN ya no contaría con reserva de generación eficiente existiendo el riesgo de que operen centrales con combustibles líquidos. Sin embargo, el SEIN aún contaría con reserva de potencia no eficiente compuesta por centrales térmicas que operan con combustibles líquidos hasta el año 2029 aproximadamente, a partir del año 2030 podría haber riesgo de déficit. En la siguiente figura se puede apreciar el balance año por año.

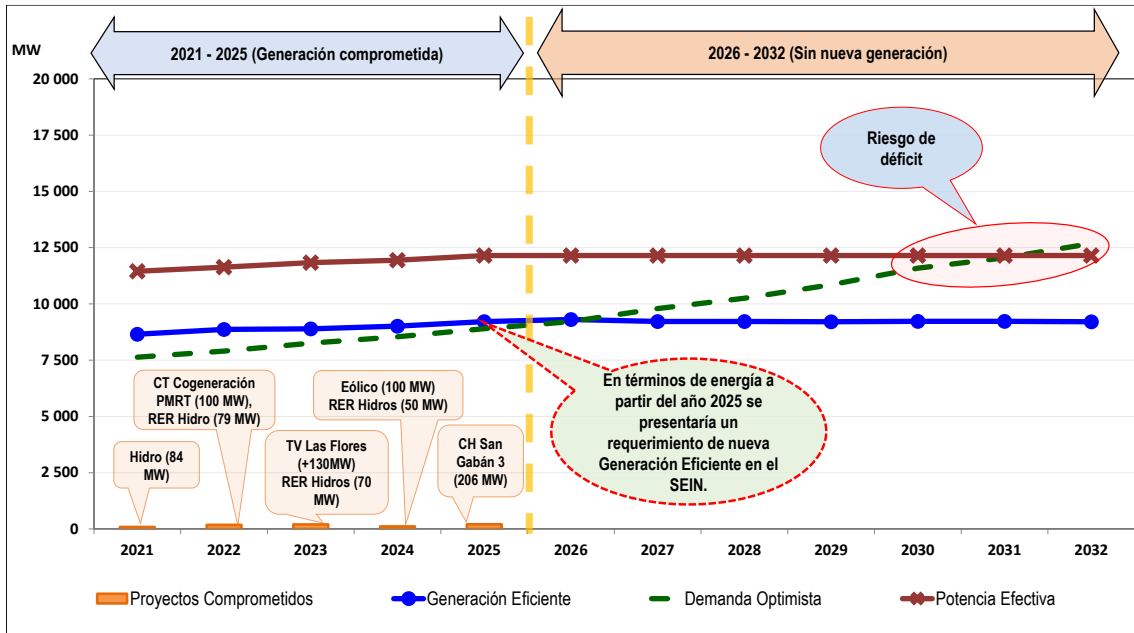


Figura 7.6 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista

Como podemos apreciar del gráfico de balance, existe la oportunidad de instalar nueva generación eficiente a partir de una diversidad de fuentes renovables y no renovables las cuales serán necesarias para cubrir la demanda del SEIN de manera eficiente, operar a bajo costo y dar seguridad de suministro eléctrico al SEIN. A continuación, se muestra el balance donde se incluye la potencia media producto del requerimiento de nueva generación eficiente.

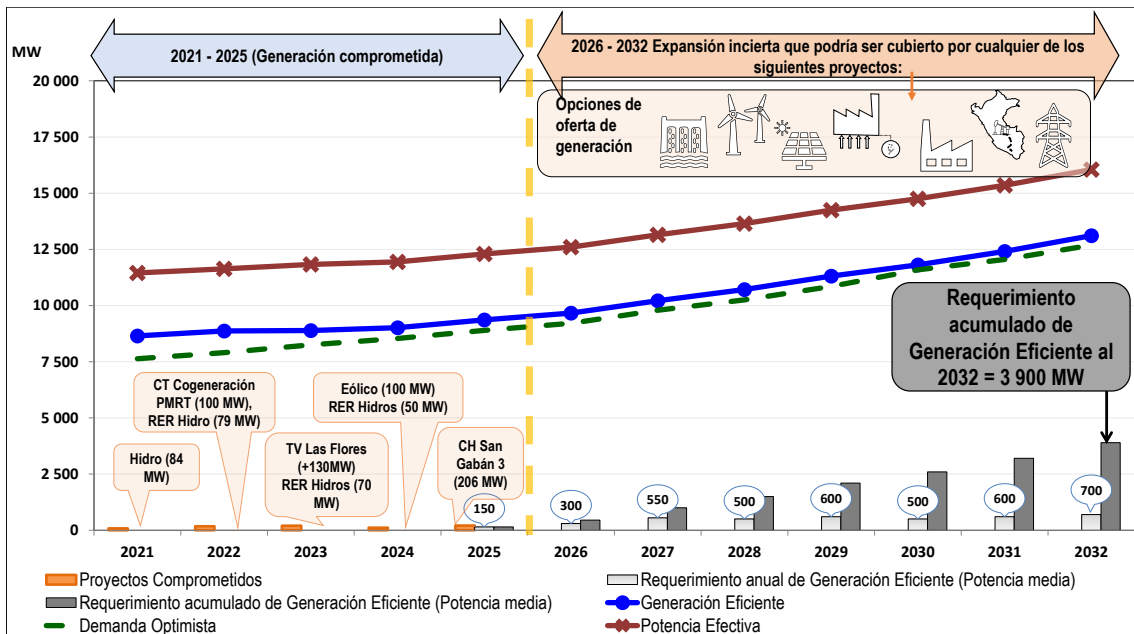


Figura 7.7 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista

7.3.5 Evaluación de Generación Eficiente para un escenario de demanda pesimista

7.3.5.1 Despacho de energía con Generación Eficiente en el SEIN para cubrir un escenario de demanda pesimista

Como resultado de este despacho de generación se observa que a partir del año 2029 será necesario contar con nueva generación eficiente en el SEIN. En el siguiente gráfico se observa la cobertura de demanda de energía (GWh) del SEIN.

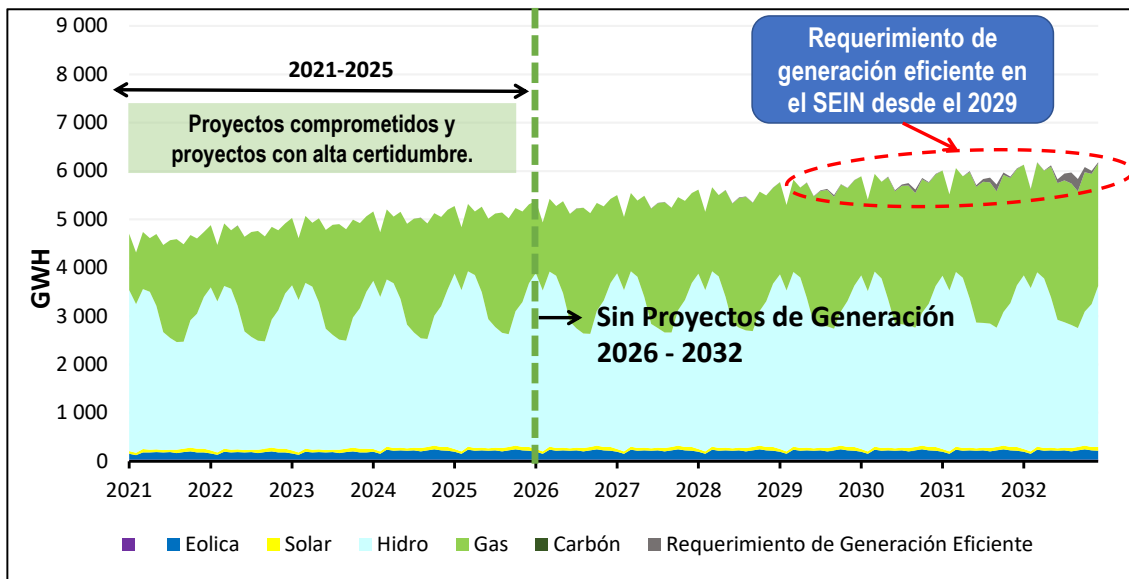


Figura 7.8 Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Pesimista.

7.3.5.2 Requerimiento de nueva Generación Eficiente para cubrir un escenario de demanda pesimista

El requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN obtenido en el despacho de generación se muestra de forma detallada en la siguiente figura, se observa que el requerimiento de generación eficiente en el SEIN (área gris del gráfico) empieza en el año 2029 e irá aumentando cada año debido al crecimiento de la demanda y a que no ingresa ningún otro proyecto de generación adicional.

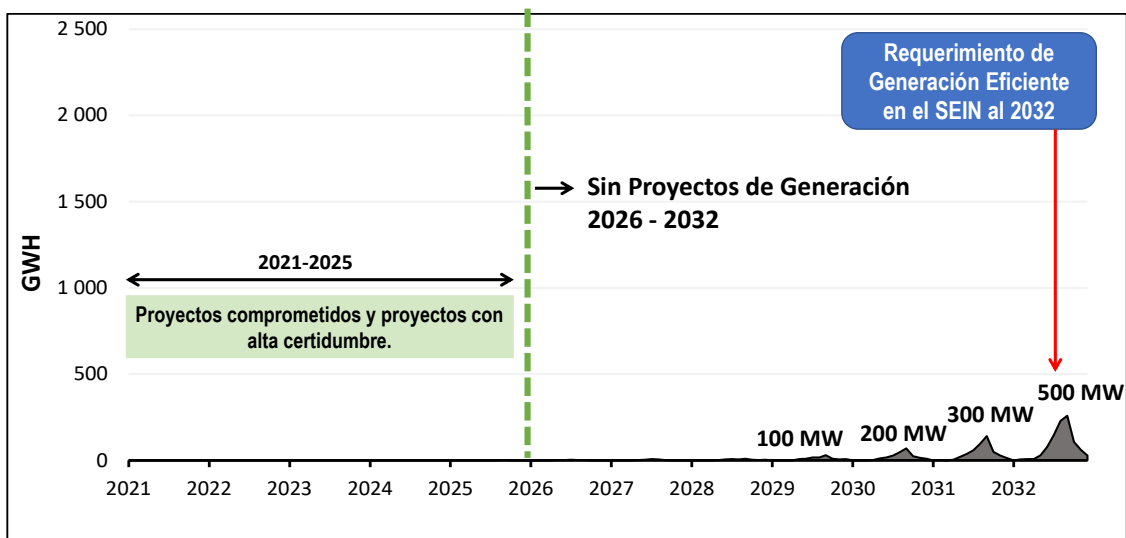


Figura 7.9 Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN – Demanda Pesimista

Para el escenario de demanda pesimista en la siguiente tabla se presenta el requerimiento de generación eficiente en el SEIN tanto en energía anual (GWh) así como su equivalente de potencia media que debería ingresar cada año y el acumulado al año 2032.

Requerimiento de nueva Generación Eficiente - Escenario de Demanda Pesimista			
Año	Energía anual (GWh)	Potencia media adicional por año (MW)	Potencia media Acumulada (MW)
2026	9	0	0
2027	20	0	0
2028	40	0	0
2029	103	100	100
2030	222	100	200
2031	447	100	300
2032	956	200	500

Tabla 7.10 Requerimiento de nueva Generación Eficiente por año en energía y potencia media - Demanda Pesimista

7.3.5.3 Balance entre la oferta de generación versus la máxima demanda anual del SEIN para cubrir un escenario de demanda pesimista

Considerando las centrales existentes, proyectos comprometidos hasta el 2025 y sin ningún proyecto de generación adicional desde el año 2026, se observa que a partir del año 2029 el SEIN ya no contaría con reserva de generación eficiente existiendo el riesgo de que operen centrales con combustibles líquidos. Sin embargo, el SEIN aún contaría con reserva de potencia no eficiente compuesta por centrales térmicas que operan con combustibles líquidos hasta el año 2032. En la siguiente figura se puede apreciar el balance año por año.

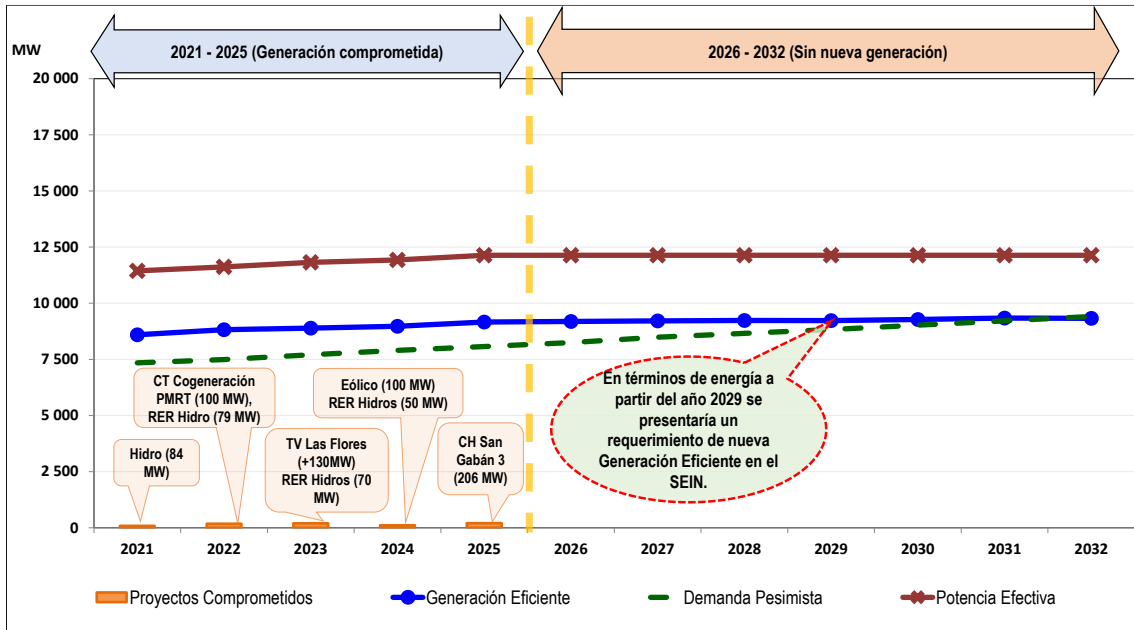


Figura 7.10 Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista

Como podemos apreciar del gráfico de balance, existe la oportunidad de instalar nueva generación eficiente a partir de una diversidad de fuentes renovables y no renovables las cuales serán necesarias para cubrir la demanda del SEIN de manera eficiente, operar a bajo costo y dar seguridad de suministro eléctrico al SEIN. A continuación, se muestra el balance donde se incluye la potencia media producto del requerimiento de nueva generación eficiente.

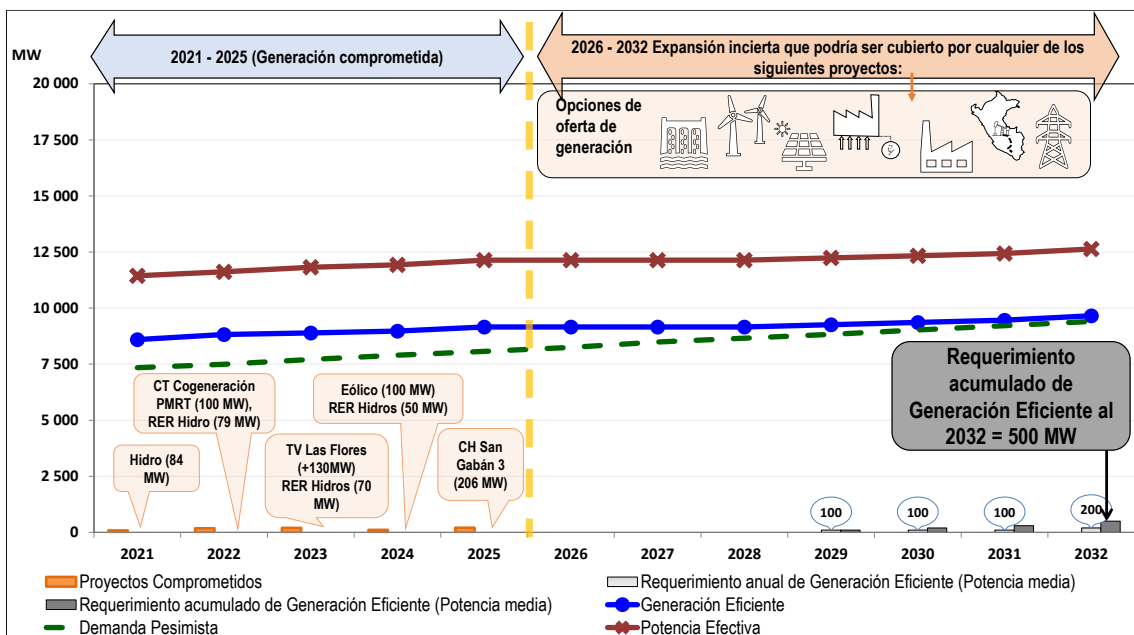


Figura 7.11 Balance oferta de generación (incluye el requerimiento de nueva generación) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Pesimista

7.3.6 Conclusiones

- Actualmente se cuenta con un plan de expansión de la generación solo hasta el año 2025, el cual está conformado por proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución, los cuales totalizan 819 MW de generación eficiente.
- Para garantizar un cierto margen de reserva con generación eficiente en el SEIN, será necesario que ingrese nueva generación eficiente a partir de año 2026, 2029 y 2025 para los escenarios de demanda media, pesimista y optimista respectivamente.
- A partir del año 2026 la expansión de nueva generación es incierta, pero el SEIN cuenta con varias opciones de oferta de generación eficiente, que podrían desarrollarse para cubrir el Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN.
- Los incrementos en potencia media (en MW) determinados a partir del requerimiento de nueva Generación Eficiente en el periodo de análisis, cubrirían aproximadamente la máxima demanda del SEIN en cada escenario de demanda analizado, estas opciones de oferta de generación podrían estar conformadas por proyectos de generación renovable y no renovable.

8 CONCLUSIONES

8.1 Conclusiones Generales

El diagnóstico de corto plazo comprende la evaluación del desempeño energético y eléctrico del SEIN considerando la transmisión existente y la inclusión de los proyectos que entrarán en servicio en el período 2023 – 2026.

Las proyecciones de demanda del SEIN, se muestran en las siguientes figuras:

- Se ha realiza la proyección de la demanda considerando los efectos del Covid19:

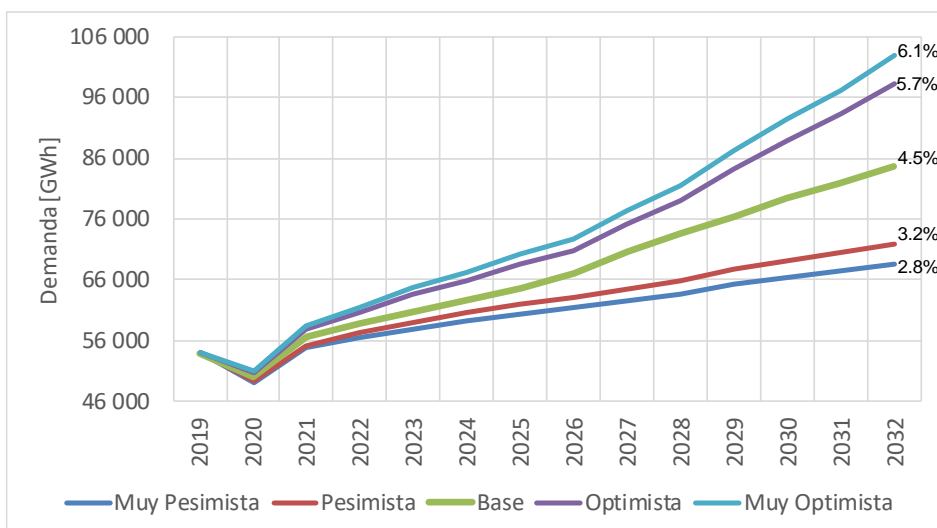


Figura 8.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en energía [GWh].

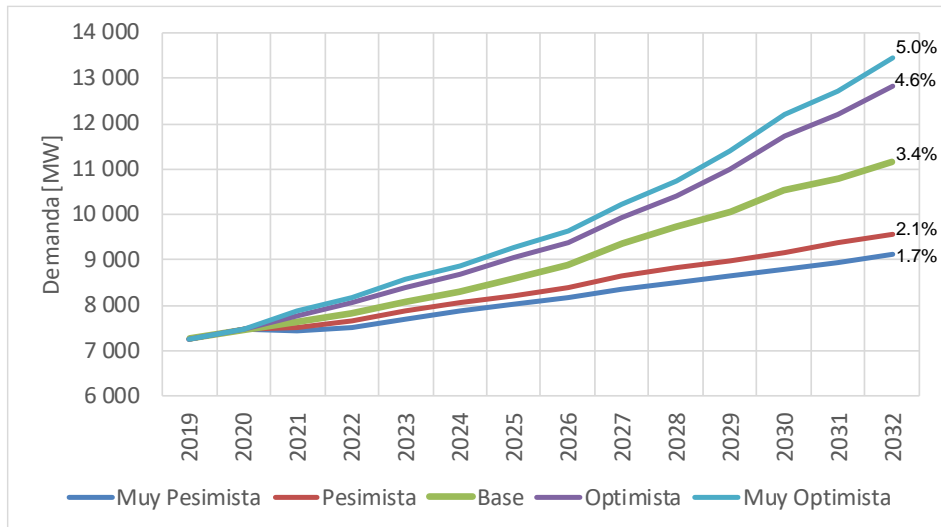


Figura 8.2 Escenarios de las proyecciones de demanda en potencia máxima [MW].

- Escenario de crecimiento medio (Escenario Base), de manera comparativa entre el PT 2021-2030 vs el ID 2023-2032:

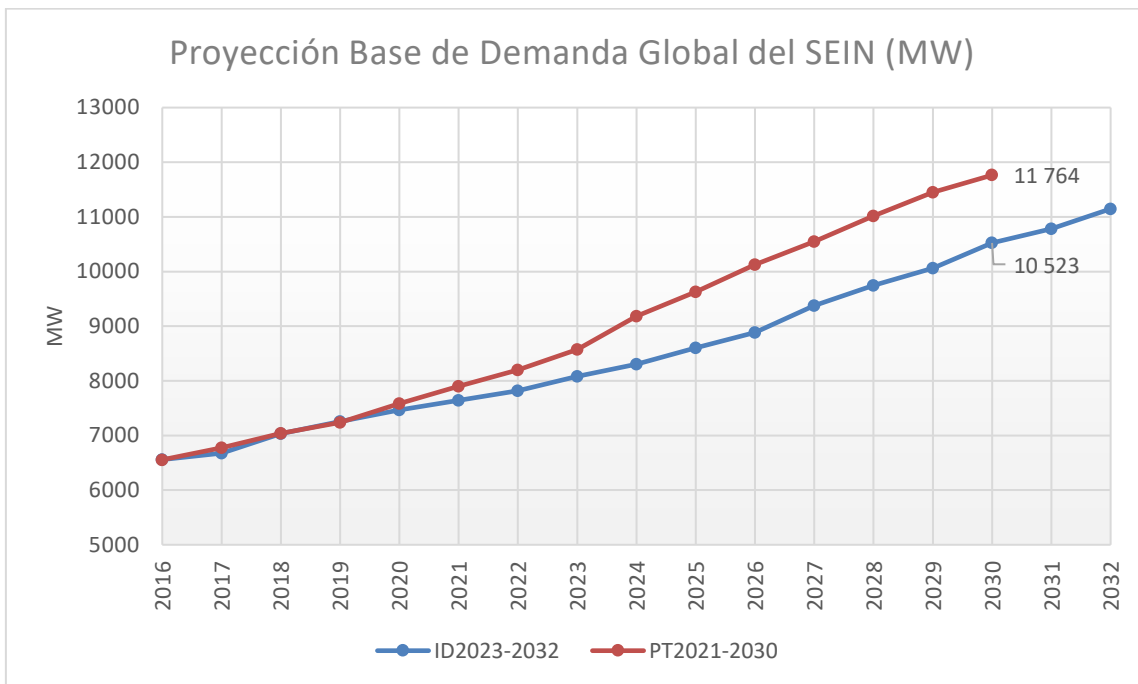


Figura 8.3 Proyección global de la demanda del SEIN: PT 2021-2030 vs. Diagnóstico 2023– 2032.

8.2 Conclusiones del diagnóstico de corto plazo (2023-2026).

8.2.1 Conclusiones del análisis energético de corto plazo

Del análisis energético en el corto plazo se concluye:

- La expansión del parque generador considerado para este periodo este compuesto por los proyectos en ejecución, comprometidos y alta certidumbre de ejecución.
- No se presentan racionamientos ni congestiones importantes en las líneas troncales del SEIN, durante el periodo de evaluación (2023-2026).
- La demanda del SEIN sería abastecida principalmente por las centrales hidroeléctricas y centrales térmicas a gas natural, con participaciones promedio de 55% y 40%, respectivamente, mientras que lo restante se cubrirá con centrales RER.

8.2.2 Conclusiones del análisis eléctrico de corto plazo

Operación en estado estacionario en condiciones normales

Zona Norte

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los Equipos Automáticos de Compensación Reactiva (EACR).
- Para evitar altas sobrecargas de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui (45 MVA), se realiza la apertura de la línea de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota en todo el periodo.

Zona Centro

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR.
- Sin ser un problema operativo, se observan altas cargas (carga mayor a 80%) en las siguientes instalaciones:
 - En los transformadores 500/220 kV de Chilca (2x600 MVA).
 - En el transformador 500/230 kV de Colcabamba (750 MVA).

Zona Sur

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR.
- Sin ser un problema operativo, se observan altas cargas (carga mayor a 80%) en la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA).

Enlace Centro-Sur

- Las transferencias por el Enlace Centro-Sur (líneas de 500 kV Poroma-Ocoña y Poroma-Yarabamba medido en la subestación Poroma y líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse medido en la subestación Mantaro) no supera los límites de transmisión¹⁸ determinados a partir del ingreso del proyecto COYA-YANA. Cabe resaltar que se definió inhabilitar (operación en modo by-pass) los Banco de Capacitores Serie (BCS) de los circuitos de la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse (L-2051 y L-2052).

Operación en estado estacionario en contingencias

Zona Norte

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 500 kV Trujillo-La Niña, produce colapso sistémico de la zona Norte (Trujillo, Chiclayo, Piura y Tumbes).
 - Salida del transformador 500/220 kV de La Niña, produce colapso local de la zona Norte (Piura y Tumbes).
- Con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026, no se presentarían colapsos de tensión, transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia.

Zona Centro

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica, produce colapso local de la zona de Ayacucho.
- Con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026, no se presentarían colapsos de tensión, ante salida del transformador de Poroma 500/220 kV. Se solucionan parte de los problemas operativos de sobrecargas y transgresiones de tensión.
- No se llegan a resolver los problemas operativos siguientes:
 - Sobrecargas en la línea de 138 kV Amarilis-Piedra Blanca (45 MVA) por salida de la línea de 220 kV Tingo María-Yaros (Huánuco).
 - Altas sobrecargas en las líneas de 220 kV Tingo María-Yaros (191 MVA) y de las líneas de 138 kV Tingo María-Piedra Blanca-Amarilis (45 MVA) por salida de dos circuitos de la línea de 220 kV Chaglla-Yaros (Huánuco).

Zona Sur

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:

¹⁸ De los resultados del Informe Técnico COES/DP-06-2018 "Evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur para el periodo 2019-2024", el límite de transmisión Centro-Sur, antes del ingreso de las nuevas líneas de 500 kV Colcabamba-Nueva Yanango y Nueva Yanango-Carapongo (Proyecto COYA-YANA), presenta el valor de 1500 MW. Con el ingreso de las líneas mencionadas, desde su fecha de puesta en operación comercial estimada en octubre de 2022, el límite de transmisión Centro-Sur alcanzará el valor de 1650 MW.

- Salida del transformador de Montalvo 500/220 kV, produce colapso de tensión sistémico de la zona Sur (Moquegua, Tacna, Puno).
- Con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026, no se presentarían colapsos de tensión, ante salida del transformador de Montalvo 500/220 kV.
- No se alcanzan a resolver los problemas operativos siguientes:
 - Sobrecargas en la línea de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (71 MVA) por salidas individuales del transformador 220/138 kV de Suriray, línea de 220 kV Machupicchu-Quencoro y línea de 220 kV Suriray-Machupicchu II.
 - Sobrecarga de las líneas de 138 kV Azángaro-San Gabán (120 MVA) y San Rafael-Ángel (120 MVA) por salida de una de las líneas.
- Cabe resaltar, que la salida de transformadores de potencia tiene una probabilidad muy baja, como visto en la operación, y en el caso de la pérdida de un transformador de potencia de 500/220 kV debido a la falla de un polo, se prevé la conexión de un polo de reserva. Con esta previsión se podrá restablecer el servicio del transformador en horas.

Cortocircuito

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentan niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.
- Cabe resaltar que en el año 2015 el COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA para las instalaciones de 220 kV de la zona de Lima Metropolitana. No obstante, a la fecha aún se tienen equipos con capacidad de ruptura de 31,5 kA.

Márgenes de carga y estabilidad de tensión

Zona Norte

- En la condición de operación normal se observan márgenes de carga positivos (máxima carga atendible menos demanda base), que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo de corto plazo.
- En la condición de operación en contingencia se observan inicialmente márgenes de carga negativos (déficits), que se solucionarán con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026.

Zona Centro

- En la condición de operación normal se observan márgenes de carga positivos que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo de corto plazo.
- En la condición de operación en contingencia se observan márgenes de carga negativos (déficits), que se solucionarán en parte con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026.

Zona Sur

- En la condición de operación normal se observan márgenes de carga positivos que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo de corto plazo.
- En la condición de operación en contingencia se observan inicialmente márgenes de carga negativos (déficits), que se solucionarán con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026.

Estabilidad permanente

De los resultados se observa lo siguiente:

- En condiciones normales de operación, se observa un modo de oscilación Inter área con un amortiguamiento de 4,8% (menor a la tolerancia de 5%) entre máquinas de CT Aguaytía, CH Chaglla y CH Ayanunga (Área Centro 2) que oscilan en contrafase con las máquinas de CH Mantaro, CT Las Flores y CT Termochilca (zona Centro).
- En condiciones de contingencias todos los modos oscilatorios presentan un amortiguamiento mayor a 2%, lo cual cumple con el criterio de desempeño.

Estabilidad transitoria

De los resultados se observa lo siguiente:

- En la zona Norte, Centro y Sur, las fallas trifásicas con salida de línea son estables, excepto las fallas trifásicas con salidas de las líneas de 138 kV San Gabán-Azángaro y San Rafael-El Ángel, las que producen pérdidas de sincronismo de las centrales hidroeléctricas El Ángel y San Gabán. Considerando eventos de fallas monofásicas no se presenta la pérdida de sincronismo de las unidades de generación mencionadas. Cabe resaltar que ante la salida de las líneas mencionadas tienen la opción de reducir de la generación en conjunto evitando la pérdida de sincronismo del total de la generación instalada.

Retrasos de proyectos de transmisión troncal aprobados:

Proyecto de LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya

- El proyecto de LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya, se aprobó en el primer Plan de Transmisión 2011-2020. La ejecución de este proyecto “se encuentra paralizado desde el año 2016”, con “Avance 0%”¹⁹.
- Actualmente el sistema Sur-Este en el eje Machupicchu-Quencoro-Tintaya se encuentra debilitado y con baja confiabilidad debido a que cuenta, en su mayor parte, con de solo un enlace de 138 kV. Por lo que ante salidas de líneas de transmisión resultaría en un sistema vulnerable. Este problema sería resuelto por el ingreso del proyecto que brinda un aumento en la robustez del sistema de transmisión Sur-Este debido al aumento de

¹⁹ SUPERVISIÓN DE CONTRATOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, OSINERGMIN, División de Supervisión de Electricidad, Diciembre 2020

los márgenes de carga en la operación en un valor aproximado de 200 MW, que permitirá atender el crecimiento de la demanda y garantizará la seguridad del sistema en el largo plazo.

- Por otra parte, el retraso de este proyecto perjudicará el ingreso de otros proyectos de generación y carga que se conectarían en la zona de influencia de Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya.
- Finalmente, el retraso de este proyecto no permitirá el retiro de las líneas de 138 kV Machupicchu-Cachimayo (L-1001) y Quencoro-Machupicchu (L-1002), tal como fue solicitado por el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP). Estas líneas se encuentran ubicadas en el área natural protegida del Santuario Histórico de Machupicchu por lo que justifica su retiro.

Proyecto SE Nueva Carhuaquero 220 kV y Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero

- Sin el proyecto se observan sobrecargas (cargas mayores a 120%) de las líneas de 220 kV Chiclayo Oeste-Lambayeque Oeste (2x180 MVA) y Chiclayo Oeste-Carhuaquero (150 MVA) ante la salida de la línea de 500 kV Trujillo-La Niña. Con el ingreso de los proyectos no se observan estas sobrecargas.

Proyecto Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (2do Circuito)

- Sin el proyecto se observan colapsos de tensión ante salida de las líneas de 220 kV Cajamarca Norte-Cáclic y Cáclic-Belaunde Terry. Con el ingreso del proyecto estas contingencias no representan riesgos de colapsos de tensión y permitirá la operación en anillo del eje de 138 kV Tingo María, Aucayacu, Tocache, Juanjui, Bellavista, Picota y Tarapoto.
- La ejecución de este proyecto dará mayor confiabilidad del sistema de transmisión de 220 kV y 138 kV en las zonas de Cáclic, Moyobamba y Tarapoto, por lo que permitirá, a su vez, el desarrollo de la solución de ITC correspondiente a la línea de 220 kV Belaunde Terry-Tarapoto Norte.

Proyectos Cambio de nivel de tensión a 500 kV de las líneas Chilca-La Planicie-Carabayllo, Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (segundo transformador 500/220 kV), Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV

- Estos proyectos evitarán en la zona de Lima las sobrecargas de líneas de 220 kV Chilca Nueva-La Planicie REP (2x350 MVA), Industriales-La Planicie (2x321 MVA) y Santa Rosa-Chavarría (2x152 MVA) ante contingencias de líneas y transformadores de la zona de Lima. Asimismo, el SVC en la SE San Juan mejorará los perfiles de tensión en la zona Lima Sur.

Proyecto Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)

- Sin el proyecto se presentarán cargas altas en las líneas de 220 kV Chilca-Asia (152 MVA) y Chilca-Desierto (152 MVA) ante salida de una de las líneas de 220 kV mencionadas.

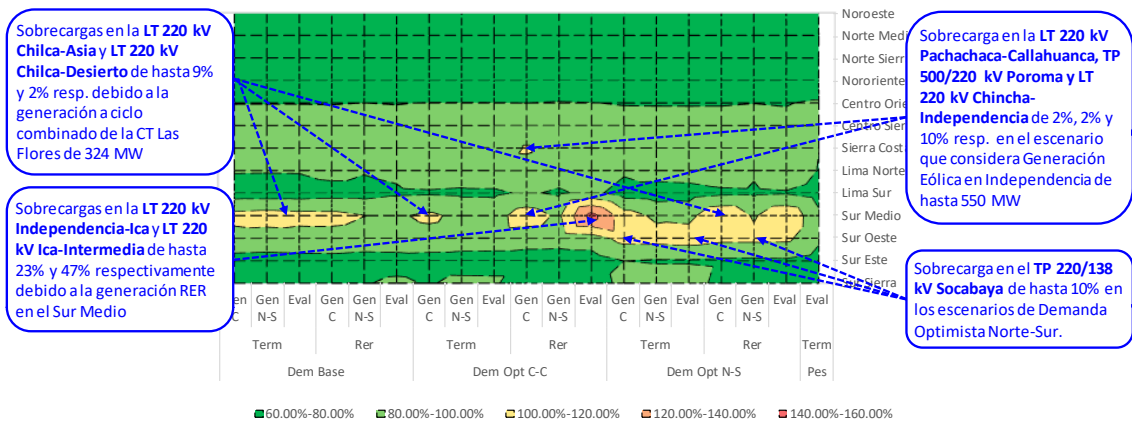
Con el ingreso del proyecto se evita las altas cargas de las líneas de 220 kV del enlace Chilca-Independencia.

8.3 Conclusiones del diagnóstico de largo plazo

El diagnóstico de largo plazo comprende la evaluación del desempeño energético y eléctrico del SEIN considerando la transmisión existente y la inclusión de los proyectos de los planes vinculantes de los PT y PIT aprobados, bajo diversos escenarios (futuros) de demanda, de oferta de generación, precios de energéticos, y otros, para el año final del horizonte de estudio (2032)

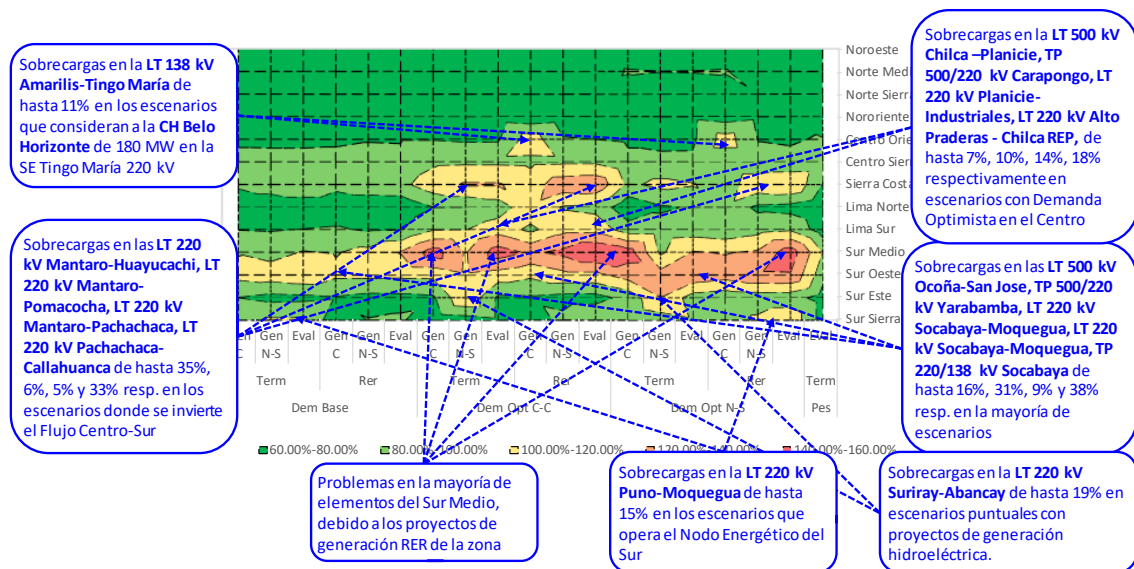
8.3.1 Conclusiones del análisis energético de largo plazo

En el año 2028 se presentan congestiones en algunos escenarios de demanda y generación, con Dem Opt N-S: Optimista Norte-Sur y Medio en el Centro, Dem Base Escenario Medio en todo el SEIN, Dem Opt C-C: Medio en el Norte-Sur y Optimista en el Centro, Dem Pes: Muy Pesimista, en el Sur Medio.



Máximo nivel de carga en las líneas del SEIN, año 2028.

En el año 2032 se presentan congestiones en todos los escenarios de demanda y generación. Los escenarios de demanda son los siguientes, Dem Opt N-S: Optimista Norte-Sur y Medio en el Centro, Dem Base Escenario Medio en todo el SEIN, Dem Opt C-C: Medio en el Norte-Sur y Optimista en el Centro, Dem Pes: Muy Pesimista.



Máximo nivel de carga en las líneas del SEIN, año 2032.

Del análisis energético de largo plazo se puede concluir que los casos más importantes presentados son los siguientes:

- En el Centro Sierra se tiene sobrecargas en las LLTT 138 kV Amarillis - Tingo María, llegando hasta 11% en algunos escenarios, debido la presencia de nuevas centrales hidroeléctricas en la zona (CH Belo Horizonte).
- En el Centro se tienen sobrecargas en las LLTT 220 kV Mantaro-Huayucachi, Mantaro-Pomacocha y Mantaro-Pachachaca en el escenario de demanda de Alto crecimiento en el Centro, para el año 2032.
- En Lima para el año 2032 se tienen sobrecargas en la LT 500 kV Chilca –Planicie, TP 500/220 kV Carapongo, LT 220 kV Planicie-Industriales, LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP, en escenarios con Demanda Optimista en el Centro.
- En el Sur Medio se tienen sobrecargas en varias líneas de 220 kV para el año 2028 los cuales se incrementan para el año 2032 debido al ingreso de generación renovable en la zona. Sin embargo, con el ingreso del Proyecto COYA-YANA la línea de 220 kV Ica-Marcona o Ica-Nasca Nueva²⁰, podría operar indistintamente abierta o cerrada a fin de evitar las sobrecargas que pudieran presentar en este eje de 220 kV Chilca-Independencia – Ica – Marcona.
- En el año 2032, las LLTT 500 kV Chilca – Poroma - Ocoña presentan congestiones por flujos de potencia en ambas direcciones, para algunos escenarios de alta demanda y que se considere la operación del Nodo Energético del Sur, y otras centrales de generación.
- En la zona Sur del SEIN para el 2032, se tiene congestiones en la LT 500 kV Ocoña – San Jose, en el transformador de SE Yarabamba y LT 220 kV Socabaya – Moquegua. Para escenarios con mayor desarrollo de generación térmica en el Sur.

²⁰ De acuerdo con los resultados del informe técnico COES/DP/SPL-06-2018 “Evaluación de la Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur para el Periodo 2019-2024”, elaborado en 2018.

- En el Sureste se presentan sobrecargas puntuales en las LLTT 220 kV Suriray - Abancay debido a proyectos de centrales hidráulicas en la zona.
- En el Sur se tienen sobrecargas en la LT 220 kV Puno – Moquegua de hasta 15 % en escenarios con presencia de proyectos de demanda en la zona de Puno.

8.3.2 Conclusiones del análisis eléctrico de largo plazo

Operación en estado estacionario en condiciones normales

Zona Norte

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR considerando las medidas operativas recomendadas.
- Para evitar altas sobrecargas de líneas del eje de 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjui (45 MVA), se realiza la apertura de la línea de 138 kV Picota-Tarapoto en el extremo de Picota en todo el periodo.
- Sin ser un problema operativo, se observan altas cargas (carga mayor a 80%) en el transformador 220/138 kV de Kiman Ayllu (100 MVA).

Zona Centro

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR considerando las medidas operativas recomendadas.
- Sin ser un problema operativo, se observan altas cargas (carga mayor a 80%) en las siguientes instalaciones:
 - En los transformadores 500/220 kV de Chilca (2x600 MVA).
 - En los transformadores 220/138 kV de Aguaytía (2x60 MVA).
 - En la línea de 500 kV Chilca-La Planicie (1400 MVA).
 - En la línea de 220 kV Chilca-Alto Pradera (351 MVA).
 - En las líneas de 220 kV Industriales-La Planicie (2x321MVA).
 - En las líneas de 220 kV Carapongo-Cajamarquilla (2x340 MVA).
 - En las líneas de 220 kV Chilca-Asia (152 MVA) y Chilca-Desierto (152 MVA).

Zona Sur

- No se presentan transgresiones de tensión en barras, sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores de potencia, ni operación fuera de los límites reactivos en los EACR considerando las medidas operativas recomendadas.
- Sin ser un problema operativo, se observan altas cargas (carga mayor a 80%) en el transformador de 220/138 kV de Socabaya (2x150 MVA).

Operación en estado estacionario en contingencias

Zona Norte

- No se presentan contingencias severas.
- No se solucionan los problemas operativos siguientes:
 - Sobrecargas en la línea de 220 kV Chimbote-Virú por salida de la línea de 500 kV Chimbote-Trujillo. No obstante, este problema podrá superarse con reconfiguración de las líneas de 220 kV.

Zona Centro

- Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes:
 - Salida de la línea de 220 kV Mollepata-Huancavelica, produce colapso local de la zona de Ayacucho.
- No se solucionan los problemas operativos siguientes:
 - Sobrecargas de las líneas de 500 kV Chilca-Carapongo (1400 MVA) y Chilca-La Planicie (1400 MVA), por salidas entre ellas.

Zona Sur

- No se presentan contingencias severas.
- No se solucionan los problemas operativos siguientes:
 - Sobrecargas de la línea de 138 kV Quencoro-Dolorespata (72 MVA), por salida del transformador 220/138 kV de Abancay Nueva o salida del transformador 220/138 kV Kayra (120 MVA).
 - Sobrecarga de las líneas de 138 kV Azángaro-San Gabán (120 MVA) y San Rafael-Ángel (120 MVA), por salida de una de las líneas.
 - Transgresiones de tensión en la zona de Abancay, Cachimayo, Quencoro y Dolorespata, por salida del transformador 220/138 kV de Abancay Nueva, salida del transformador 220/138 kV Kayra (Quencoro Nueva) o por salida de la línea de 138 kV Dolorespata-Quencoro.
- Cabe resaltar, que la salida de transformadores de potencia tiene una probabilidad muy baja, como visto en la operación, y en el caso de la pérdida de un transformador de potencia de 500/220 kV debido a la falla de un polo, se prevé la conexión de un polo de reserva. Con esta previsión se podrá restablecer el servicio del transformador en horas.

Corto circuito

- Las principales subestaciones de las zonas Norte, Sur y Centro del SEIN presentan niveles de corriente de cortocircuito por debajo de las capacidades de ruptura mínimas de sus instalaciones.
- Cabe resaltar que en el año 2015 el COES recomendó la adecuación de capacidades de ruptura a 40 kA para las instalaciones de 220 kV de la zona de Lima Metropolitana. No obstante, a la fecha aún se tienen equipos con capacidad de ruptura de 31,5 kA.

Márgenes de carga y estabilidad de tensión

Zona Norte

- En la condición de operación normal y en contingencias se observan márgenes de carga positivos (máxima carga atendible menos demanda base), que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo.

Zona Centro

- En la condición de operación normal se observan márgenes de carga positivos, que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo.
- En la condición de operación en contingencia se observan márgenes de carga negativos (déficits), ante la salida de un transformador 500/220 kV de Chilca (750 MVA) o la salida de uno de los transformadores 220/138 kV de Aguaytía (60 MVA).

Zona Sur

- En la condición de operación normal y en contingencias se observan márgenes de carga positivos, que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo.

Estabilidad transitoria

- En la zona Norte, Centro y Sur, las fallas trifásicas con salida de línea son estables, no se producen pérdidas de sincronismo de las centrales del SEIN.

8.4 Diagnóstico de áreas de demanda para la planificación de las ITC

Área de Demanda 1 (Piura – Tumbes)

- La red eléctrica que atiende la zona de Sullana, se debilitará en el largo plazo perdiendo su robustez ante la salida de la línea 60 kV L-6698 SULLANA – PIURA OESTE con consecuencias que provocaría el colapso del sistema.

Área de Demanda 2 (Lambayeque – Cajamarca Norte)

- Se presentaría problemas de colapso de tensión en los sistemas eléctricos “Olmos-Motupe-Íllimo” y “Tierras Nuevas” ante un evento de contingencia de la línea 220 kV L-2163 Felam – Tierras Nuevas, a partir del año 2026 del horizonte de estudio.

Área de Demanda 3 (La Libertad – Ancash)

- En todo el período de análisis, la red en anillo 138 kV del sistema eléctrico Trujillo no cuenta con suficiente redundancia para condiciones N-1 y para el año 2032 no contaría con suficiente capacidad en los puntos de suministros primarios para atender el crecimiento de

la demanda. Por lo tanto, la zona de Trujillo no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de estudio.

- En todo el periodo de evaluación, ante la pérdida de la línea 138 kV Huallanca – Huaraz Oeste se presentaría colapso en la zona de Callejón de Huaylas debido a la insuficiencia del sistema 66 kV existente y para el año 2032 no se tendría suficiente capacidad en los puntos de suministros primarios. Por lo tanto, la zona de Callejón de Huaylas no cuenta con suministro confiable en el período de análisis.
- De otro lado, a partir del 2032 en adelante, el punto de suministro primario en 138 kV que alimenta a la zona del Callejón de Conchucos no tendría capacidad suficiente para seguir atendiendo el crecimiento de demanda.

Área de Demanda 4 (San Martín – Yurimaguas)

- La ciudad de Moyobamba se alimenta con una línea de 138 kV (Belaunde Terry - Moyobamba) por lo que no cumpliría con el criterio de redundancia, dado que su demanda superaría los 30 MW para en el año 2028.

Área de Demanda 5 (Huánuco – Pasco – Junín – Ayacucho – Huancavelica)

- Ante la pérdida de la línea 220 kV Friaspata – Mollepata, ocasionaría el colapso total de la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas, debido a la insuficiencia del sistema 66 kV. Por lo anterior, se concluye que la ciudad de Ayacucho y zonas aledañas no cuentan con suministro confiable en todo el horizonte de evaluación. Asimismo, la salida de la línea 220 kV Mantaro – Huayucachi provocaría que en el sistema eléctrico Huancayo se presente bajo perfil de tensión en barras AT, debido a que la redundancia en 220 kV no es suficiente para condiciones N-1.

Área de Demanda 6 y 7 (Lima)

- En el Sistema Eléctrico Lima Norte, las subestaciones 220/60 kV BARSÍ y MALVINAS presentarían transformadores con problemas de sobrecarga por encima del 115%.
- En cuanto a la operación en contingencia las siguientes líneas 220 kV de doble terna – en condición N-1 – se sobrecargarían en forma severa (>120%):
 - LT CARAPONGO – CAJAMARQUILLA (desde el año 2026).
 - LT CAJAMARQUILLA - CHAVARRÍA (después del año 2028).
- En cuanto a niveles de cortocircuito, se obtuvieron corrientes menores a la capacidad de ruptura de los equipos, a excepción de la SE Santa Rosa donde existe una celda de 220 kV con capacidad de ruptura de 31,5 kA, por lo que se recomienda su reemplazo.

Área de Demanda 8 (Ica)

- Ciudad de Pisco: En el largo plazo se observa falta de confiabilidad de suministro a las ciudades de Pisco y Paracas debido a que su principal fuente de suministro sería desde la futura subestación El Angel que se conecta con una sola línea 220 kV a la SE Independencia.
- Ciudad de Ica: Actualmente la ciudad de Ica cuenta con un solo punto de suministro en 220 kV y en el largo plazo la demanda atendida en la zona superará los 120 MW. Por lo que se presentaría problemas de confiabilidad en ese periodo.

Área de Demanda 9 (Arequipa)

- Ciudad de Arequipa: Se ha encontrado insuficiencia de capacidad de transformación en la SE Socabaya 220/138 kV a partir del año 2028 y en la SE Chilina en todo el periodo de análisis. En cuanto a confiabilidad de líneas de transmisión en 138 kV para suministro primario que atiende la demanda la ciudad se presentarían deficiencia todo el período de análisis (2023-2032), afectando a un 34% de la carga total de la ciudad para el año 2023, un 40% para el año intermedio 2028 y un 45% para el año horizonte 2032.
- Ciudades de Mollendo/Matarani y Camaná/Ocoña: Se ha encontrado insuficiencia severa de capacidad de suministro confiable a las ciudades de Mollendo/Matarani (desde el año 2026) y Camaná/Ocoña (desde el año 2028) alimentados desde un sistema de 138 kV, conformado por líneas radiales de simple circuito sin redundancia, que parte desde la SE Cerro Verde en Arequipa y pasan por las subestaciones de Repartición, Mollendo, Majes y Camaná. Por lo que la pérdida de alguna de estas líneas ocasiona la pérdida total de la carga de estas ciudades. La condición más desfavorable para los dos (02) sistemas mencionados se presentaría a partir del año 2023 con la pérdida del enlace Cerro Verde – Repartición, debido a la insuficiencia de capacidad de suministro.

Área de Demanda 10 (Cusco – Puerto Maldonado)

- Ciudad del Cusco: el análisis realizado para el año intermedio 2028 y el final del horizonte 2032 contempla que se encuentre en servicio el proyecto de LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya, el proyecto aprobado en el primer Plan de Transmisión 2011-2020. Sin embargo, la ejecución de este proyecto “se encuentra paralizado desde el año 2016”, con “Avance 0%”²¹.
- Considerando que el proyecto de la zona de ciudad del Cusco LT 220 kV Machupicchu-Quencoro – Onocora – Tintaya se pone en servicio hasta el año intermedio 2028 no habría

²¹ SUPERVISIÓN DE CONTRATOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, OSINERGMIN, División de Supervisión de Electricidad, Diciembre 2020

problemas de suficiencia, capacidad y confiabilidad en el suministro primario a la ciudad de Cusco.

- Sin embargo, considerando que el retraso de ejecución del proyecto LT 220 kV Machupicchu- Quencoro – Onocora – Tintaya se mantienen en el horizonte del estudio se observan que llega al límite de capacidad y confiabilidad de suministro para el año final 2032 debido a que a los actuales puntos de suministro primario en 138 kV estarían al límite.

Área de Demanda 11 (Puno)

- La ciudad de Juliaca presenta una amplia zona urbana de unos 30 km entre extremos, servida de un solo punto en media tensión de 10 kV con redes en que algunos circuitos son elevados en sus extremos a 22.9 kV, y en el futuro proyectado una barra adicional. Esta condición se presenta como una deficiencia crítica de capacidad y confiabilidad de suministro, y además de una operación no económica, a la ciudad cuya demanda en media tensión para el 2032 se estima que alcanzaría los 60 MW.

Los problemas antes mencionados no podrían identificarse sin el análisis de la distribución de Media Tensión, área que no está relacionado directamente con el alcance del ITC, sin embargo, se ha observado que a través de las ITC se podrían dar solución a estos problemas.

- Por otro lado, la zona que se está consolidando entre Juliaca y Puno, también se presenta cargas con cierta concentración como se aprecia en la siguiente figura. Dicha situación también ameritaría una evaluación a fin de mejorar el suministro primario a las redes de esta zona.

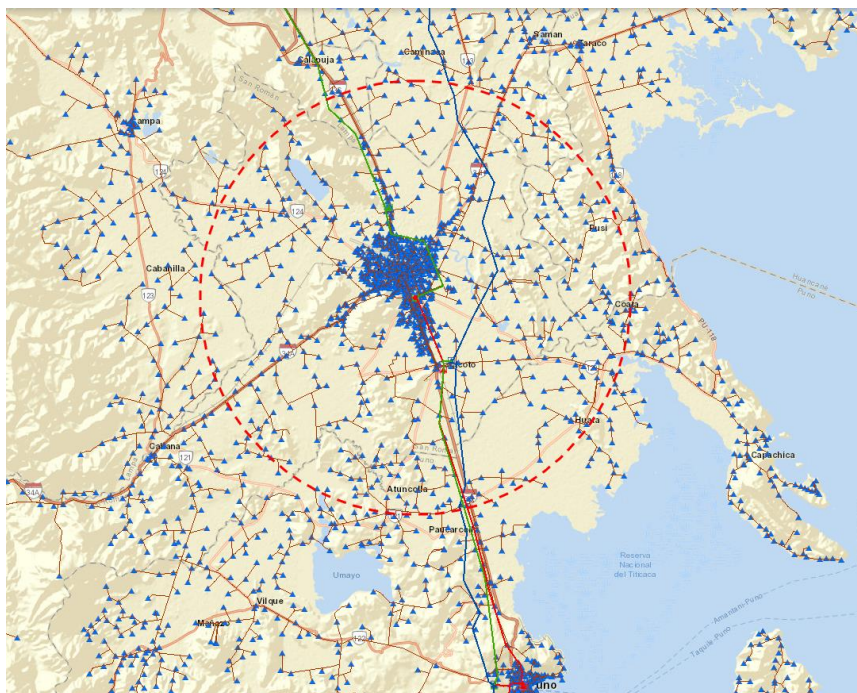


Figura 8.4 Redes de la zona de Juliaca.

Área de Demanda 12 y 13 (Moquegua – Tacna)

- Actualmente la ciudad de Tacna cuenta con un solo punto de suministro en 220 kV y en el largo plazo (2032) se observan sobrecargas en el transformador 220/60/10 kV de la SE Los Héroes. Por lo que se presentaría falta de capacidad para alimentar el sistema eléctrico Tacna.

Área de Demanda 14 (Ucayali: Aguaytía – Pucallpa)

- Se ha observado que hacia el largo plazo (2032) el Sistema Eléctrico Pucallpa originaría colapso de tensión ante contingencias de líneas de 138 kV.

ANEXOS

- A Marco legal
- B Información solicitada
- C Futuros de demanda
- D Futuros de oferta
- E Diagnóstico de la operación económica de corto plazo
- F Diagnóstico de la operación eléctrica de corto plazo
- G Diagnóstico de la operación económica de largo plazo
- H Diagnóstico de la operación eléctrica de largo plazo
- I Evaluación de largo plazo de la “generación eficiente” en el SEIN
- J Instalaciones de transmisión de conexión (ITC)