



## DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ENERGÉTICOS Y ELÉCTRICOS

### INFORME TÉCNICO

#### Estudio de Interconexión del Proyecto de Generación El Pimo

Junio 2025

<b>Aprobado por:</b>	José Aimara Director de Planificación y Desarrollo de Proyectos de Expansión	
<b>Revisado por:</b>	Fabricio Ordóñez Jefe Corporativo de Estudios Energéticos y Eléctricos (E)	
<b>Elaborado por:</b>	Andrés Cadena Servicios Profesionales	

## Tabla de contenido

1	NOMENCLATURA .....	7
2	OBJETIVO .....	7
3	INTRODUCCIÓN .....	7
4	ANTECEDENTES .....	8
4.1	Ubicación .....	8
5	ALCANCE .....	9
5.1	Línea Base: Estado de operación actual de la zona de influencia .....	10
5.2	Alternativa 1: L/T El Pimo – San Idelfonso a nivel de 230 kV .....	10
5.3	Alternativa 2: L/T El Pimo – Minas San Francisco a nivel de 230 kV ..	11
5.4	Alternativa 3: L/T El Pimo – La Paz a nivel de 230 kV .....	12
6	DESARROLLO .....	13
6.1	Consideraciones Generales .....	13
6.2	Flujo de Carga .....	16
6.2.1	Línea Base .....	16
6.2.2	Alternativa 1 .....	21
6.2.3	Alternativa 2 .....	28
6.2.4	Alternativa 3 .....	35
6.3	Capacidad Remanente .....	41
6.3.1	Línea Base .....	41
6.3.2	Alternativa 1 .....	43
6.3.3	Alternativa 2 .....	44
6.3.4	Alternativa 3 .....	45
6.4	ESE .....	46
6.4.1	Línea Base .....	46
6.4.2	Alternativa 1 .....	49
6.4.3	Alternativa 2 .....	50
6.4.4	Alternativa 3 .....	51
6.5	Cortocircuitos .....	52
6.5.1	Línea Base .....	52
6.5.2	Alternativa 1 .....	53
6.5.3	Alternativa 2 .....	53
6.5.4	Alternativa 3 .....	54

7	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	54
7.1	Flujo de Potencia .....	54
7.1.1	Línea Base .....	54
7.1.2	Alternativa 1 .....	55
7.1.3	Alternativa 2.....	55
7.1.4	Alternativa 3.....	56
7.2	Capacidad remanente:.....	56
7.2.1	Línea Base .....	56
7.2.2	Alternativa 1 .....	56
7.2.3	Alternativa 2.....	57
7.2.4	Alternativa 3.....	57
7.3	ESE .....	57
7.3.1	Línea Base .....	57
7.3.2	Alternativa 1 .....	57
7.3.3	Alternativa 2.....	58
7.3.4	Alternativa 3.....	58
7.4	Cortocircuitos:.....	58
8	CONCLUSIONES .....	59
9	RECOMENDACIONES .....	60

### Índice de Figuras

Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto de generación El Pimo. ....	9
Figura 2. Ubicación geográfica del proyecto de generación El Pimo. ....	10
Figura 3. Diagrama unifilar del proyecto (Alternativa 1). ....	11
Figura 4. Diagrama unifilar del proyecto (Alternativa 2). ....	12
Figura 5. Diagrama Unifilar del proyecto (Alternativa 3).....	13
Figura 6. Niveles de voltaje 2030. ....	16
Figura 7. Niveles de cargabilidad en líneas 2030.....	16
Figura 8. Niveles de pérdidas en líneas 2030. ....	17
Figura 9. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030. ....	17
Figura 10. Niveles de voltaje 2031. ....	18
Figura 11. Niveles de cargabilidad en líneas 2031.....	18
Figura 12. Niveles de pérdidas en líneas 2031. ....	19
Figura 13. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031. ....	19
Figura 14. Niveles de voltaje 2032. ....	20
Figura 15. Niveles de cargabilidad en líneas 2032.....	20
Figura 16. Niveles de pérdidas en líneas 2032. ....	21

Figura 17. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032. ....	21
Figura 18. Niveles de voltaje 2030. ....	22
Figura 19. Niveles de cargabilidad en líneas 2030. ....	22
Figura 20. Niveles de pérdidas en líneas 2030. ....	23
Figura 21. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030. ....	23
Figura 22. Niveles de voltaje 2031. ....	24
Figura 23. Niveles de cargabilidad en líneas 2031. ....	24
Figura 24. Niveles de pérdidas en líneas 2031. ....	25
Figura 25. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031. ....	25
Figura 26. Niveles de voltaje 2032. ....	26
Figura 27. Niveles de cargabilidad en líneas 2032. ....	26
Figura 28. Niveles de pérdidas en líneas 2032. ....	27
Figura 29. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032. ....	27
Figura 30. Niveles de voltaje 2030. ....	28
Figura 31. Niveles de cargabilidad en líneas 2030. ....	29
Figura 32. Niveles de pérdidas en líneas 2030. ....	29
Figura 33. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030. ....	30
Figura 34. Niveles de voltaje 2031. ....	30
Figura 35. Niveles de cargabilidad en líneas 2031. ....	31
Figura 36. Niveles de pérdidas en líneas 2031. ....	31
Figura 37. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031. ....	32
Figura 38. Niveles de voltaje 2032. ....	32
Figura 39. Niveles de cargabilidad en líneas 2032. ....	33
Figura 40. Niveles de pérdidas en líneas 2032. ....	33
Figura 41. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032. ....	34
Figura 42. Diagrama de composición de L/T Minas San Francisco – Pasaje a nivel de 230 kV, (Sección roja con conductor ACAR 1200, Sección Azul conductor 2x750 ACAR).....	35
Figura 43. Niveles de voltaje 2030. ....	35
Figura 44. Niveles de cargabilidad en líneas 2030. ....	36
Figura 45. Niveles de pérdidas en líneas 2030. ....	36
Figura 46. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030. ....	37
Figura 47. Niveles de voltaje 2031. ....	37
Figura 48. Niveles de cargabilidad en líneas 2031. ....	38
Figura 49. Niveles de pérdidas en líneas 2031. ....	38
Figura 50. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031. ....	39
Figura 51. Niveles de voltaje 2032. ....	39
Figura 52. Niveles de cargabilidad en líneas 2032. ....	40
Figura 53. Niveles de pérdidas en líneas 2032. ....	40
Figura 54. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032. ....	41
Figura 55. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E San Idelfonso. ....	42
Figura 56. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E Minas San Francisco. ....	42
Figura 57. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E La Paz. ....	43

Figura 58. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 1).....	43
Figura 59. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 2).....	44
Figura 60. Diagrama unifilar El Pimo – Minas San Francisco (Sección con conductor ACAR 1200).....	45
Figura 61. Diagrama unifilar, sección de conexión Minas San Francisco – Pasaje (Sección con conductor ACAR 2x750).....	45
Figura 62. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 3).....	46

## Índice de Tablas

Tabla 1. Proyectos PEG .....	8
Tabla 2. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 1) .....	11
Tabla 3. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 2) .....	12
Tabla 4. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 3) .....	13
Tabla 5. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión San Idelfonso 230 kV (Alternativa 1).....	14
Tabla 6. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión Minas San Francisco a 230 kV (Alternativa 2).....	14
Tabla 7. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión La Paz 230 kV (Alternativa 3) .....	15
Tabla 8. Ranking de contingencias San Idelfonso 230 kV. ....	46
Tabla 9. Ranking de contingencias Minas San Francisco 230 kV. ....	47
Tabla 10. Ranking de contingencias La Paz 230 kV. ....	48
Tabla 11. Ranking de contingencias El Pimo – San Idelfonso (Alternativa 1) ..	49
Tabla 12. Ranking de contingencias El Pimo – Minas San Francisco (Alternativa 2).....	50
Tabla 13. Ranking de contingencias El Pimo – La Paz (Alternativa 3).....	51
Tabla 14. Resultados de cortocircuito línea base.....	53
Tabla 15. Resultados de cortocircuito (Alternativa 1) .....	53
Tabla 16. Resultados de cortocircuito (Alternativa 2) .....	53
Tabla 17. Resultados de cortocircuito (Alternativa 3) .....	54
Tabla 18. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 1 .....	59
Tabla 19. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 2 .....	59
Tabla 20. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 3 .....	59

## 1 NOMENCLATURA

<b>ESE</b>	Evaluación de Seguridad Estática
<b>L/T</b>	Línea de Transmisión
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>SNT</b>	Sistema Nacional de Transmisión
<b>S/E</b>	Subestación
<b>PEG</b>	Plan de Expansión de Generación
<b>PET</b>	Plan de Expansión de Transmisión
<b>ARCONEL</b>	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
<b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales

## 2 OBJETIVO

Evaluar las alternativas de interconexión del proyecto eólico El Pimo al SNT, mediante conexión a nivel de 230 kV, y seleccionar la mejor opción para un horizonte de largo plazo.

## 3 INTRODUCCIÓN

Como parte de la planificación de expansión de sistemas de potencia, es necesario evaluar técnicamente las diversas alternativas de desarrollo de nuevas instalaciones que permitan la integración de los recursos de generación de energía al SNI. Las alternativas finalmente factibles de ejecutar deben proporcionar seguridad, calidad, y confiabilidad durante el servicio público de energía eléctrica, al menor costo posible. A continuación, se describen las evaluaciones técnicas requeridas para la planificación de expansión de nuevos sistemas de transmisión:

- **Flujos de Carga:** Evaluación de perfiles de voltaje, cargabilidad y pérdidas eléctricas de elementos del SNT de las alternativas, mediante simulación de flujos de potencia.
- **Capacidad Remanente:** Determinación de capacidad remanente, para conocer la generación que puede ser instalada en subestaciones del SNT considerando restricciones de seguridad estática.
- **ESE:** Evaluación y clasificación de criticidad de contingencias N-1 empleando métodos de estado estacionario. Esta etapa pretende identificar salidas de equipo que provocan sobrecargas o sobre/bajo voltaje en los elementos del sistema de potencia, considerando lo estipulado en la regulación nacional vigente.
- **Cortocircuitos:** Contrastación de niveles de cortocircuitos en barras de subestaciones, con respecto a la capacidad nominal de interruptores instalados en el SNT, posterior al cambio en las condiciones operativas del sistema de transmisión por la integración del proyecto.

## 4 ANTECEDENTES

Este informe corresponde a una actualización del documento “Estudio de Factibilidad Preliminar de Conexión del Proyecto de Generación El Pimo” elaborado en diciembre de 2024.

En el plan de generación recientemente aprobado, y que forma parte del Plan Maestro de Electricidad 2023 - 2032, se ha considerado un bloque de generación Bloque 2 ERNC eólico de 300 MW, que debería estar operando en el año 2028. Dentro de este bloque estaría incluido el proyecto eólico El Pimo, que se ubica en la zona occidental de la provincia del Azuay.

Tabla 1. Proyectos PEG.

Año	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	MW	GWh/año	Provincia	Cantón
2027	Maravilla	Hidro equinoccio EP	Hidroeléctrico	9	61,6	Pichincha	Quito
2027	La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	20	167	Imbabura	Cotacachi
2027	Bloque 1 ERNC: Hidroeléctrico 149 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	149	912,85	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2027	Bloque 2 ERNC: Fotovoltaico - 170 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	170	327,62	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2028	Boque de Ciclo Combinado - 400 MW	El adjudicatario del PPS	Termoeléctrico	400	3000	Provincia definida por el inversionista	Cantón definido por el inversionista
2028	Bloque 1 Reposición Parque Termoeléctrico 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200	1500	Definirá CELEC	Definirá CELEC
2028	Bloque 3 ERNC: Fotovoltaico - 330 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	330	635,98	Por definir	Por definir
2028	Bloque 2 ERNC: Eólico - 300 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	300	1.314,00	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas

### 4.1 Ubicación

El proyecto se encuentra ubicado en la ciudad de Cuenca, provincia del Azuay, al sur del Ecuador en América del Sur, en las comunidades de Pimo y Can, con una orientación Norte – Sur. Longitud aproximada de 18 kilómetros con posibilidad de ampliación y altura media de 3.800 m.s.n.m.

En la Figura 1 se muestra la ubicación geográfica referencial del proyecto de generación El Pimo.



Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto de generación El Pimo.

## 5 ALCANCE

A continuación, se presenta tres alternativas planteadas para el “Estudio de Interconexión del Proyecto de Generación El Pimo”, así como el análisis de las condiciones de esta zona (línea base). Las alternativas propuestas resultan de la disponibilidad física de una subestación que permita evacuar de manera eficiente la energía como se indica en la Tabla 2. Se considera el ingreso de operación a partir del primer semestre del 2030.

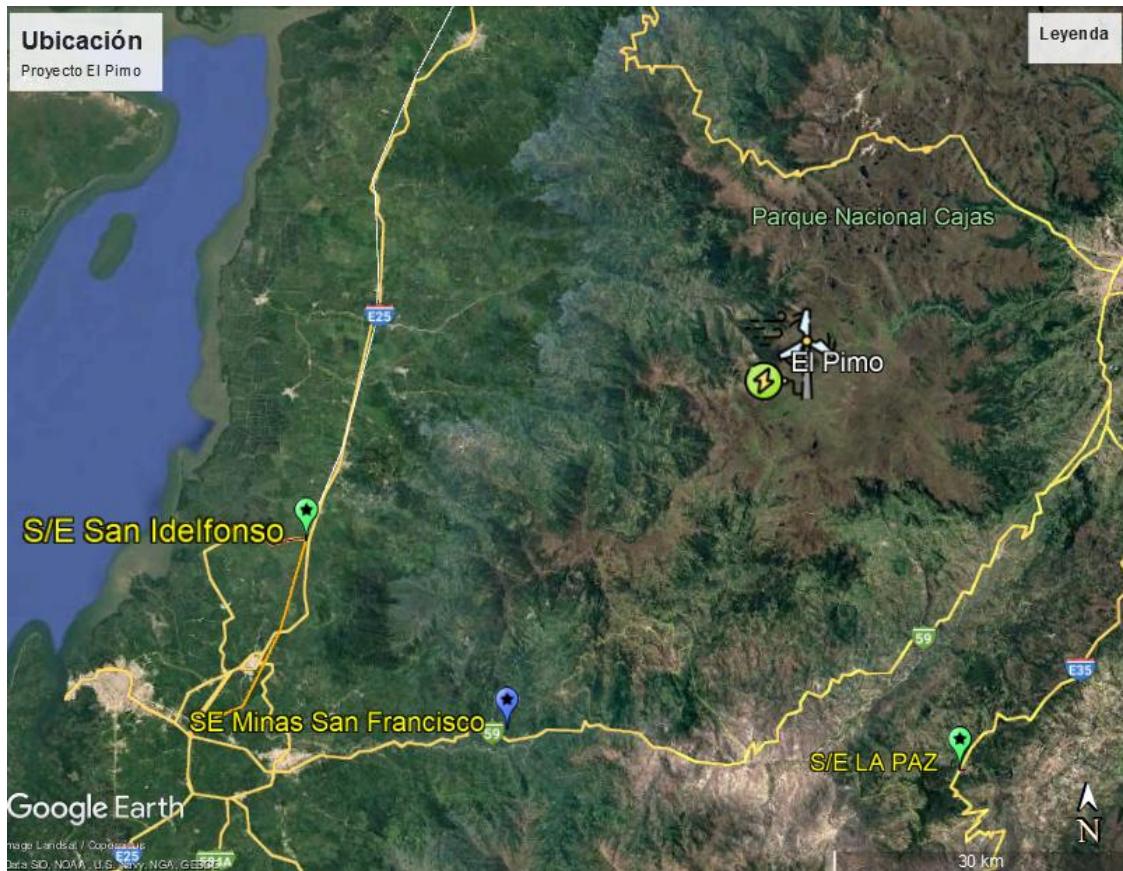


Figura 2. Ubicación geográfica del proyecto de generación El Pimo.

### 5.1 Línea Base: Estado de operación actual de la zona de influencia

La línea base evalúa el estado de operación de la zona de influencia del proyecto a partir del primer semestre del 2030, así como estado de operación de la zona de influencia para el ingreso de operación del proyecto de generación El Pimo.

### 5.2 Alternativa 1: L/T El Pimo – San Idelfonso a nivel de 230 kV

El desarrollo del proyecto bajo esta alternativa tiene el siguiente alcance:

- Una bahía de línea de 230 kV para la S/E San Idelfonso.
- L/T El Pimo – San Idelfonso de aproximadamente 60 km, aislada en 230 kV, ACAR 1200 MCM, simple circuito.

En la Figura 3 se presenta el diagrama unifilar del sistema de transmisión.

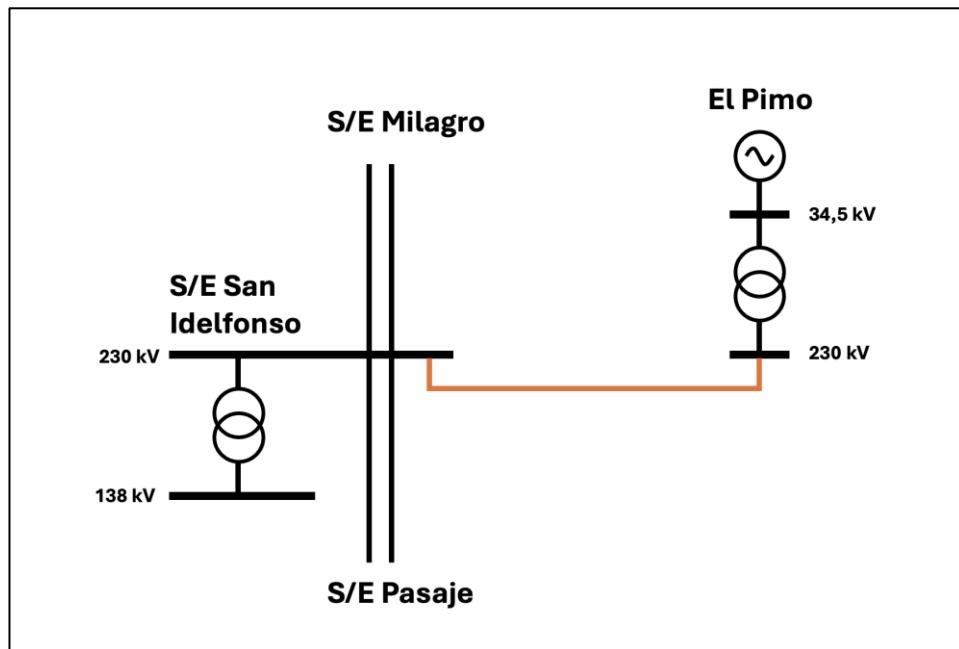


Figura 3. Diagrama unifilar del proyecto (Alternativa 1).

Los costos referenciales asociados a la interconexión (Alternativa 1) del proyecto El Pimo a la S/E San Idelfonso a nivel de 230 kV se indican en la Tabla 2.

Tabla 2. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 1).

Elemento	Cantidad	Costo en USD
Bahía de línea de 230 kV (S/E San Idelfonso)	1	\$ 1.692.000
Línea de transmisión El Pimo – San Idelfonso, 60 km, 230 kV, ACAR 1200 MCM.	1	\$ 17.400.000
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 19.092.000</b>

### 5.3 Alternativa 2: L/T El Pimo – Minas San Francisco a nivel de 230 kV

El desarrollo del proyecto bajo esta alternativa tiene el siguiente alcance:

- Una bahía de línea de 230 kV para la S/E Minas San Francisco.
- L/T El Pimo – Minas San Francisco a nivel de 230 kV de aproximadamente 55 km, aislada en 230 kV, ACAR 1200 MCM, simple circuito.

En la Figura 4 se presenta el diagrama unifilar del sistema de transmisión para esta alternativa.

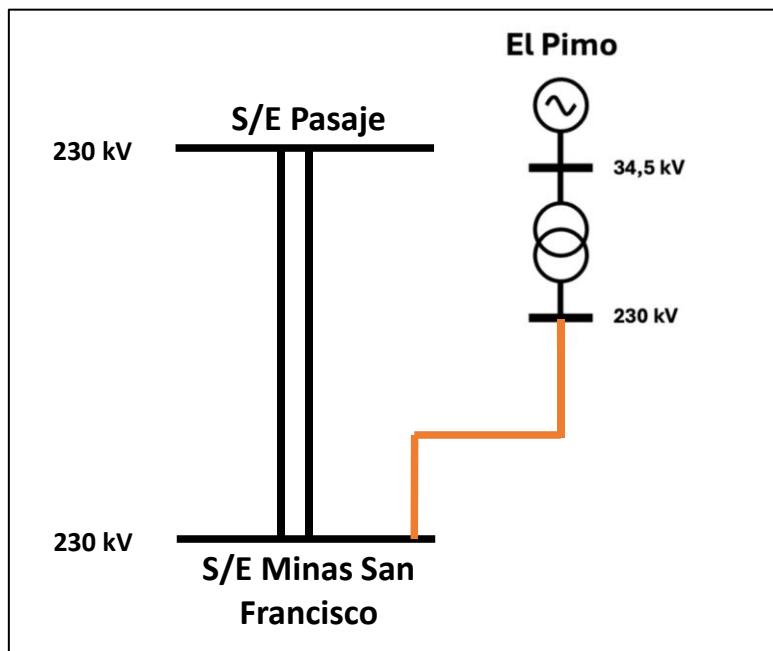


Figura 4. Diagrama unifilar del proyecto (Alternativa 2).

Los costos referenciales asociados a la interconexión (Alternativa 2) del proyecto El Pimo a la S/E Minas San Francisco a nivel de 230 kV se indican en la Tabla 3.

Tabla 3. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 2)

Elemento	Cantidad	Costo en USD
Bahía de línea de 230 kV (Minas San Francisco) *	1	-
Línea de transmisión El Pimo – Minas San Francisco, 55 km 230 kV ACAR 1200 MCM,	1	\$ 15.950.000,00
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 15.950.000,00</b>

Notas:

\*La S/E Minas San Francisco cuenta con una bahía disponible.

#### 5.4 Alternativa 3: L/T El Pimo – La Paz a nivel de 230 kV

El desarrollo del proyecto bajo esta alternativa tiene el siguiente alcance:

- Una bahía de línea de 230 kV para la S/E La Paz.
- L/T El Pimo – La Paz a nivel de 230 kV de aproximadamente 48 km, aislada en 230 kV, ACAR 1200 MCM, simple circuito.

Las bahías de conexión de los proyectos de generación de los tramos de línea de transmisión, así como también sus subestaciones de elevación a 230 kV, no se consideran en este sistema, ya que son parte del proyecto de generación.

En la Figura 5 se presenta el diagrama unifilar del sistema de transmisión para esta alternativa.

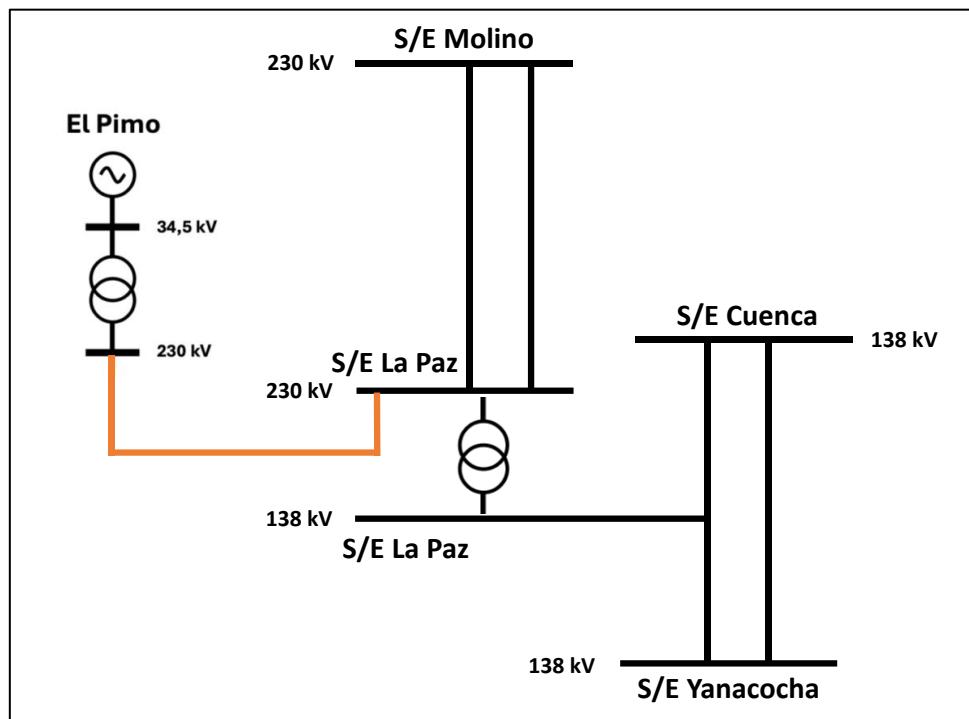


Figura 5. Diagrama Unifilar del proyecto (Alternativa 3).

Los costos referenciales asociados a la interconexión (Alternativa 3) del proyecto El Pimo a la S/E La Paz a nivel de 230 kV se indican en la Tabla 4.

Tabla 4. Costos referenciales del proyecto (Alternativa 3).

Elemento	Cantidad	Costo en USD
Bahía de línea de 230 kV (La Paz)	1	\$ 1.692.000,00
Línea de transmisión El Pimo – La Paz, 48 km 230 kV ACAR 1200 MCM,	1	\$ 13.920.000,00
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 15.612.000,00</b>

## 6 DESARROLLO

### 6.1 Consideraciones Generales

- Ingreso en operación del proyecto El Pimo, con una generación máxima de hasta 200 MW, a partir del segundo semestre del año 2030.
- Para el estudio se emplea la base de datos de expansión “50 BD\_SNI\_2023\_2032 Abr-Jun 8may20”.
- Se adecuó la base para el ingreso de la repotenciación del corredor Cuenca – La Paz – Yanacocha – Loja.
- Se adecuó la base de tal manera que la S/E Molino opera a nivel de 230 kV y mantiene conexión con las subestaciones: La Paz, Chorrillos, Taday, Pascuales y Zhoray según estudio “Modernización y Repotenciación de la Subestación

Molino 230 kV" aprobado mediante oficio Nro. MEM-DAPE-2025-0096-OF del 29 de abril del 2025 por parte del Ministerio de Energía y Minas.

- Para el análisis de capacidad remanente se incluye el proyecto El Pimo, condición más crítica.
- Se monitorea la cargabilidad de los elementos (líneas y transformadores) conectados en la zona de influencia del proyecto eólico. Además, se supervisa el nivel de voltaje, a pesar de que puede controlarse mediante ajuste de la potencia reactiva de las unidades de la zona.
- Para el análisis del presente estudio se considera contingencias N-1 en la zona de influencia de cada alternativa las cuales se presenta en las siguientes tablas:

Tabla 5. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión San Idelfonso 230 kV (Alternativa 1).

Elementos analizados	
L_G_TTGA_MAC1_SIDE_2_1(1)	L/T Termogas Machala – San Idelfonso, 230 kV
L_MACH_LAVA_2_1	L/T Machala – La Avanzada, 230 kV
L_MACH_SIDE_1_1	L/T Machala – San Idelfonso. 138 kV
L_MILA_PINC_1_2	L/T Milagro – Puerto Inca, 138 kV
L_PASA_SIDE_2_1	L/T Pasaje – San Idelfonso, 230 kV
L_PINC_MACH_1_2	L/T Puerto Inca – San Idelfonso, 138 kV
L_SIDE_MACH_2_1	L/T San Idelfonso – Machala, 230 kV
L_MILA_SIDE_2_1	L/T Milagro – San Idelfonso, 230 kV
T_MACH_ATR	Transformador S/E Machala 138/69 kV
T_MACH_TRK	Transformador S/E Machala 69/230 kV
T_PINC_ATR	Transformador S/E Puerto Inca 138/69 kV
T_SIDE_ATU	Transformador S/E San Idelfonso 230/138kV

Tabla 6. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión Minas San Francisco a 230 kV (Alternativa 2).

Elementos analizados	
L_MSFR_PtoSecc_2_2	(Sección de 13 km) L/T Minas San Francisco – Pasaje, 230 kV
L_PASA_PtoSecc_2_2	(Sección de 10 km) L/T Minas San Francisco – Pasaje, 230 kV
L_PASA_LAVA_2_2	L/T Pasaje – La Avanzada, 230 kV

L_MACH_LAVA_2_2	L/T Machala – La Avanzada, 230 kV
L_PASA_SIDE_2_2	L/T Pasaje – San Idelfonso, 230 kV
L_PINC_MACH_1_2	L/T Puerto Inca – San Idelfonso, 138 kV
L_SIDE_MACH_2_2	L/T San Idelfonso – Machala, 230 kV
L_MILA_SIDE_2_2	L/T Milagro – San Idelfonso, 230 kV
T_MACH_ATR	Transformador S/E Machala 138/69 kV
T_MACH_TRK	Transformador S/E Machala 69/230 kV
T_PINC_ATR	Transformador S/E Puerto Inca 138/69 kV
T_SIDE_ATU	Transformador S/E San Idelfonso 230/138kV

Tabla 7. Listado de elementos para análisis de contingencias en el punto de conexión La Paz 230 kV (Alternativa 3).

Elementos analizados	
L_MOLI_LAPAZ_1_2	L/T La Paz – Molino, 230 kV
L CUEN_LPAZ_1_2	L/T Cuenca – La Paz, 138 kV
L CUEN_YANA_1_1	L/T Cuenca – Yanacocha, 138 kV
L_YANA_LOJA_1_2	L/T Yanacocha – Loja, 138 kV
L_YANA_DELS_1_1	L/T Yanacocha – Delsintanisagua, 138 kV
L_MILA_SIDE_2_2	L/T Milagro – San Idelfonso, 230 kV
L_MILA_MOLI_2_2	L/T Milagro – Molino, 230 kV
L CUEN_TADAY_1_2	L/T Cuenca – Taday, 138 kV
L_LPAZ_YANA_1_2	L/T La Paz – Yanacocha, 138 kV
L_ENCU_BOMB_2_1	L/T Los Encuentros – Bomboiza, 230 kV
L_CUMB_ENCU_2_2	L/T Cumbaratza – Los Encuentros, 230 kV
L_TADA_BOMB_2_2	L/T Taday – Bomboiza, 230 kV
L_DELS_CUMB_1_2	L/T Delsintanisagua – Cumbaratza, 138 kV
T_CBTZA_ATT	Transformador S/E Cumbaratza 230/ 138 kV
T_LAPAZ_ATT	Transformador S/E La Paz, 230/138 kV
T CUEN_ATR	Transformador S/E Cuenca, 138/69 kV



T_CUEN_ATQ	Transformador S/E Cuenca, 138/69 kV
T_TADAY_ATT_230_138	Transformador S/E Taday, 230/138 kV

## 6.2 Flujo de Carga

### 6.2.1 Línea Base

A continuación, se presentan los perfiles de voltaje, cargabilidad y pérdidas eléctricas de elementos del SNT en las zonas de estudio sin considerar el proyecto El Pimo, para las tres demandas desde el año 2030 hasta el horizonte 2032.

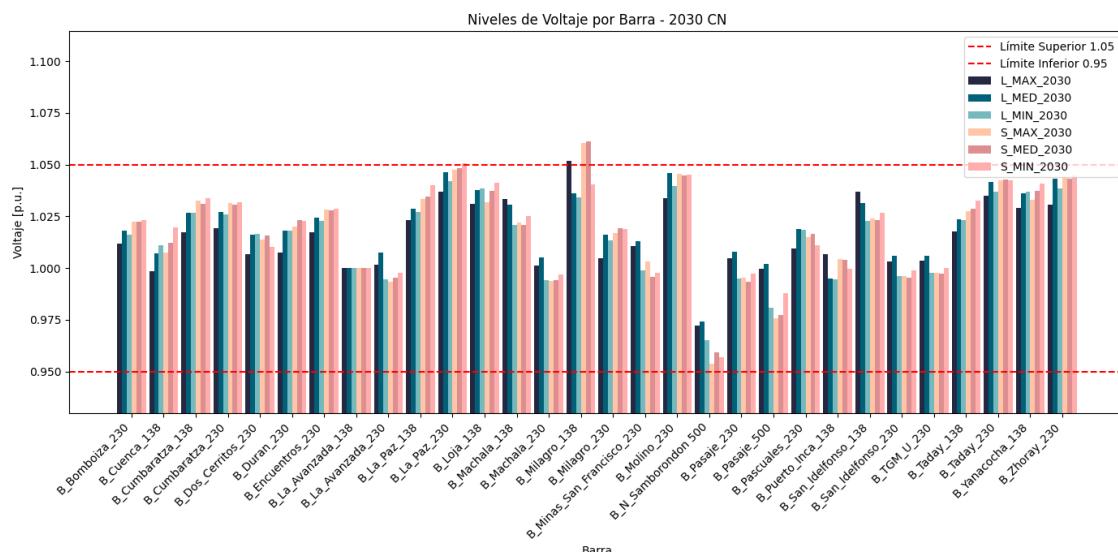


Figura 6. Niveles de voltaje 2030.

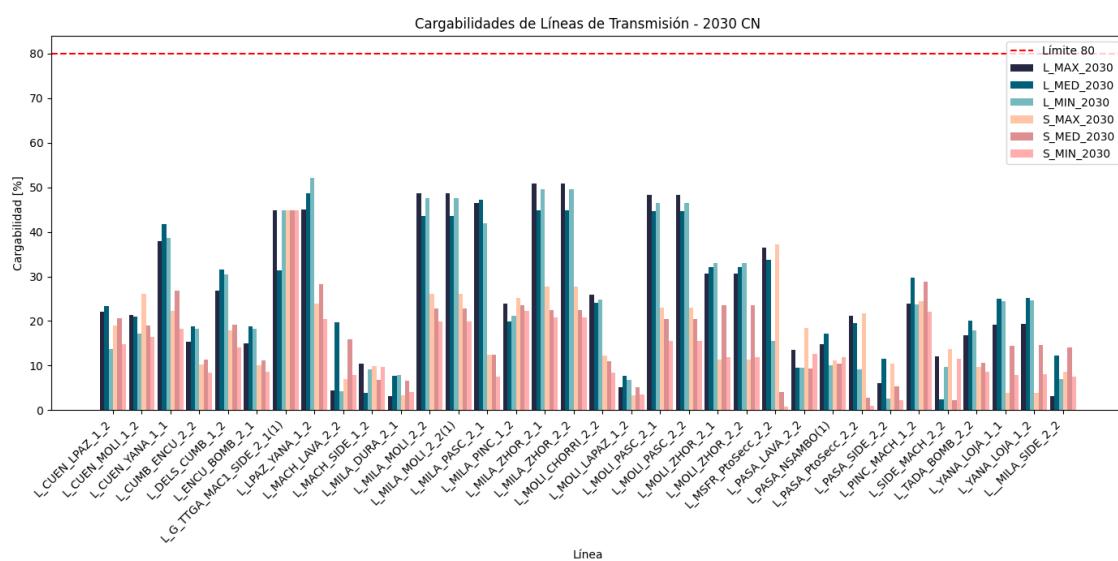


Figura 7. Niveles de cargabilidad en líneas 2030.

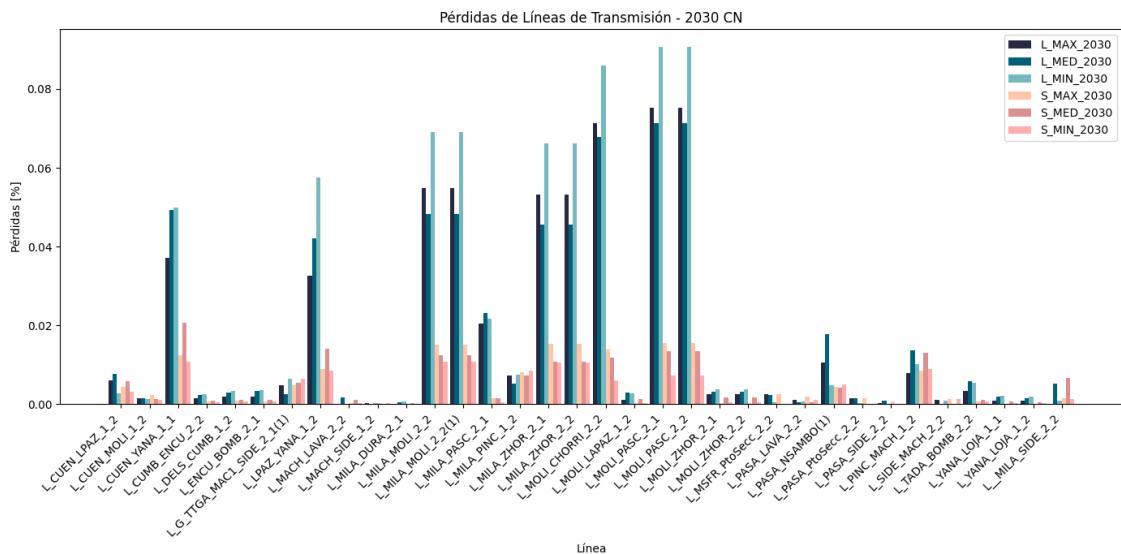


Figura 8. Niveles de pérdidas en líneas 2030.

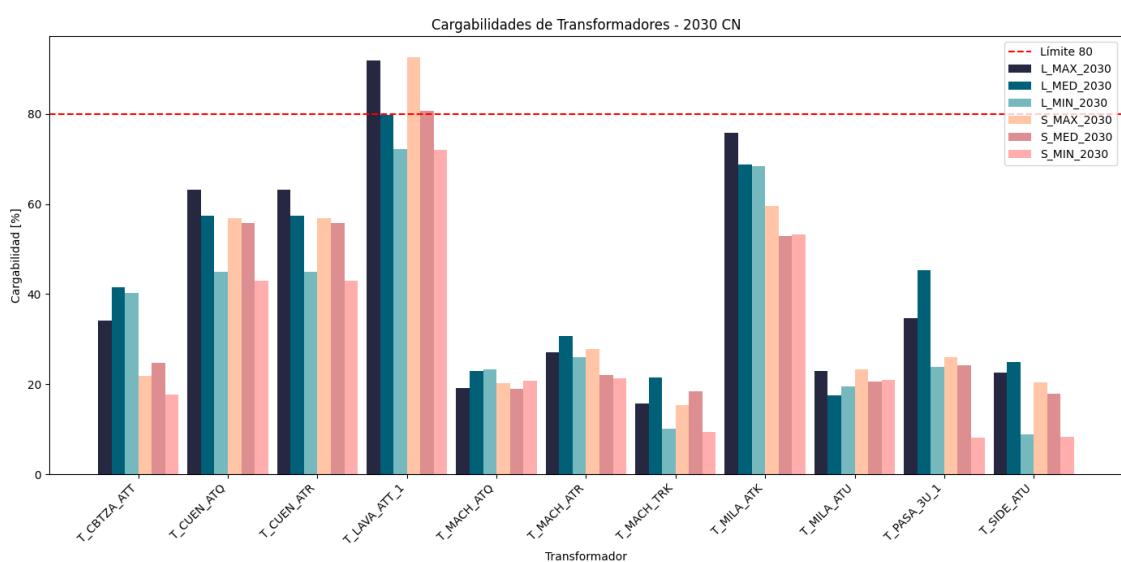


Figura 9. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030.

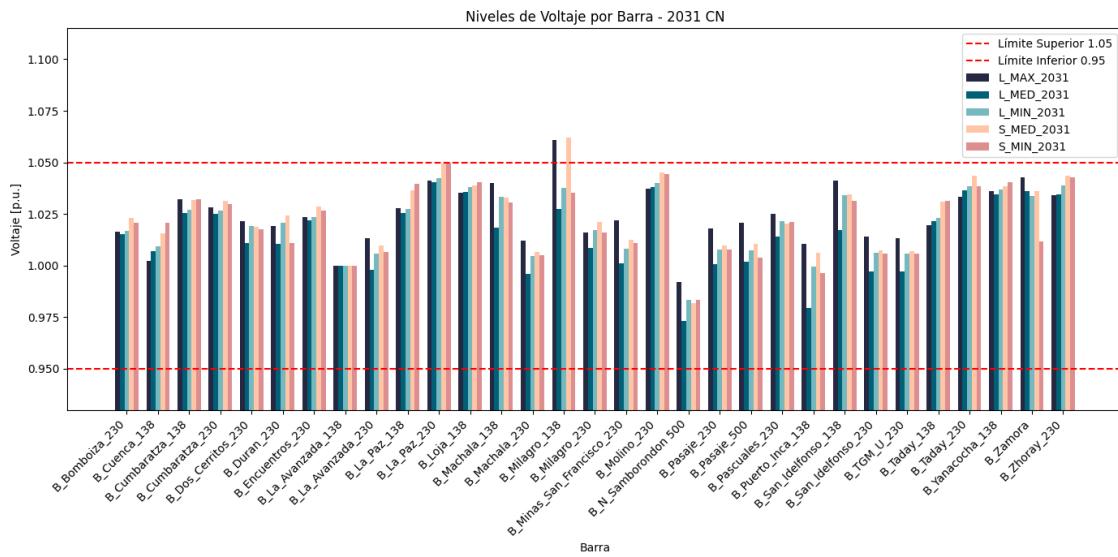


Figura 10. Niveles de voltaje 2031.

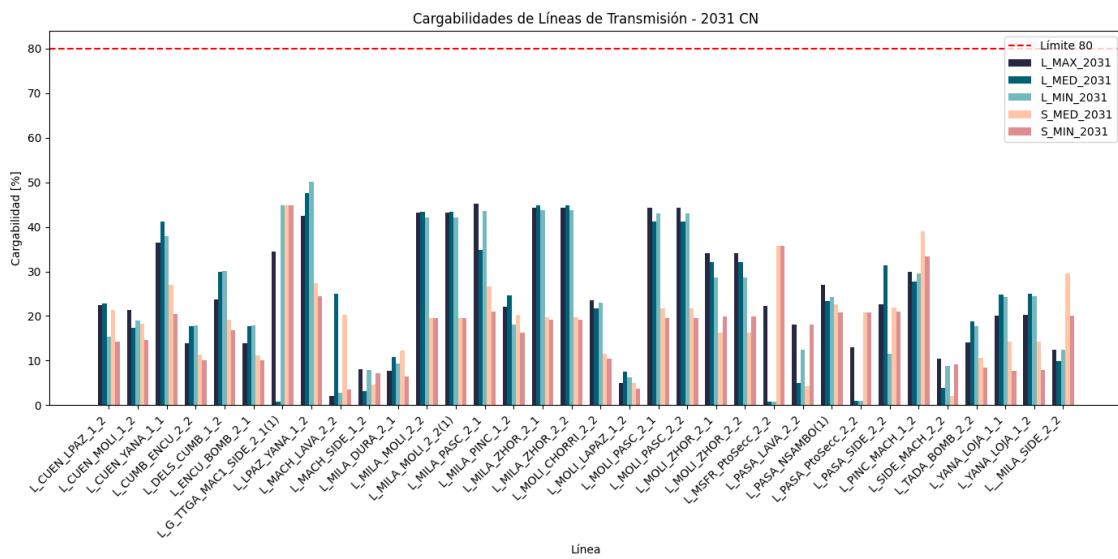


Figura 11. Niveles de cargabilidad en líneas 2031.

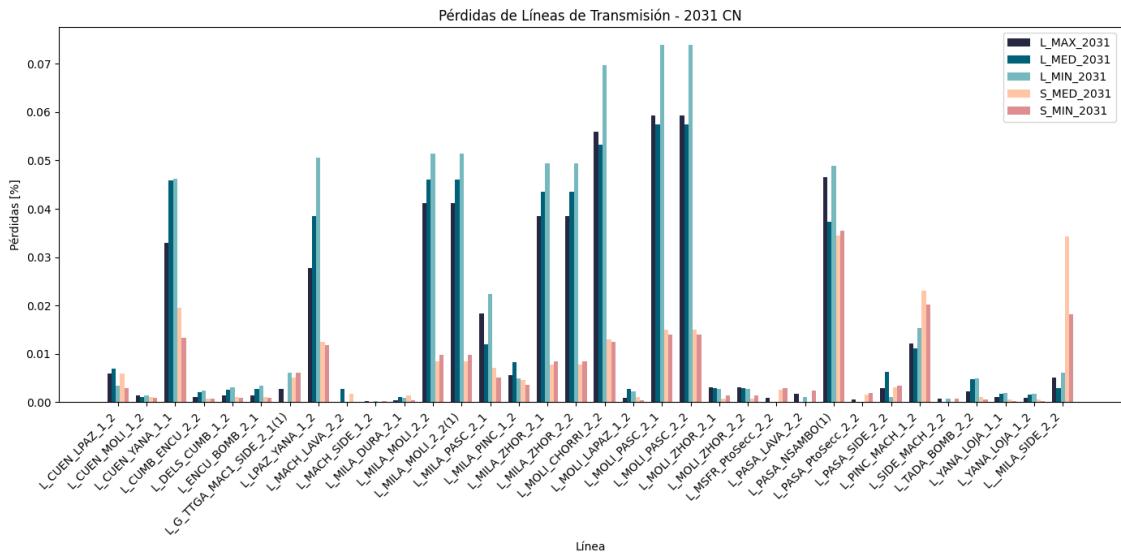


Figura 12. Niveles de pérdidas en líneas 2031.

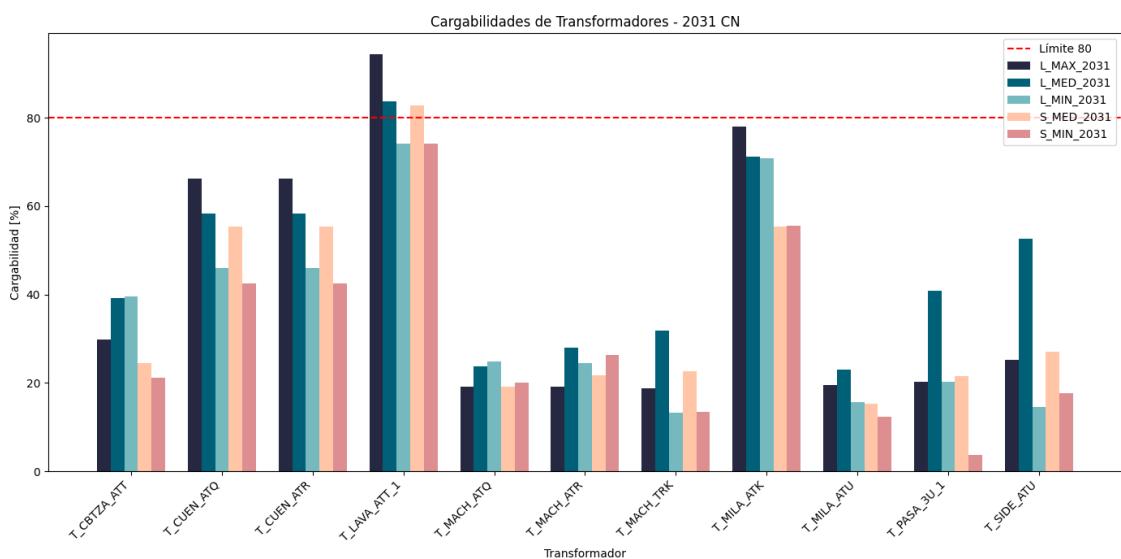


Figura 13. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031.

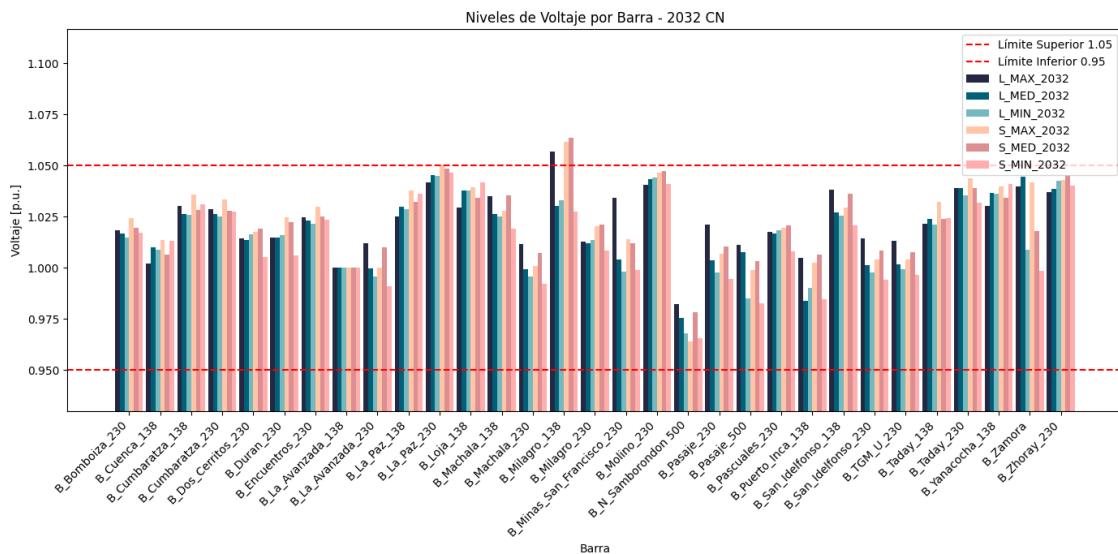


Figura 14. Niveles de voltaje 2032.

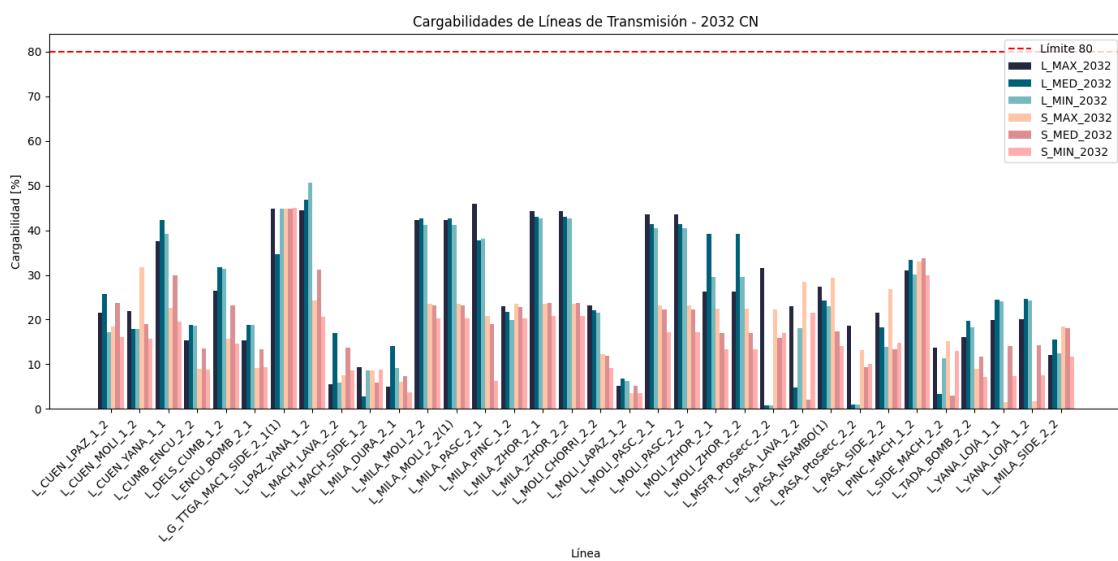


Figura 15. Niveles de cargabilidad en líneas 2032.

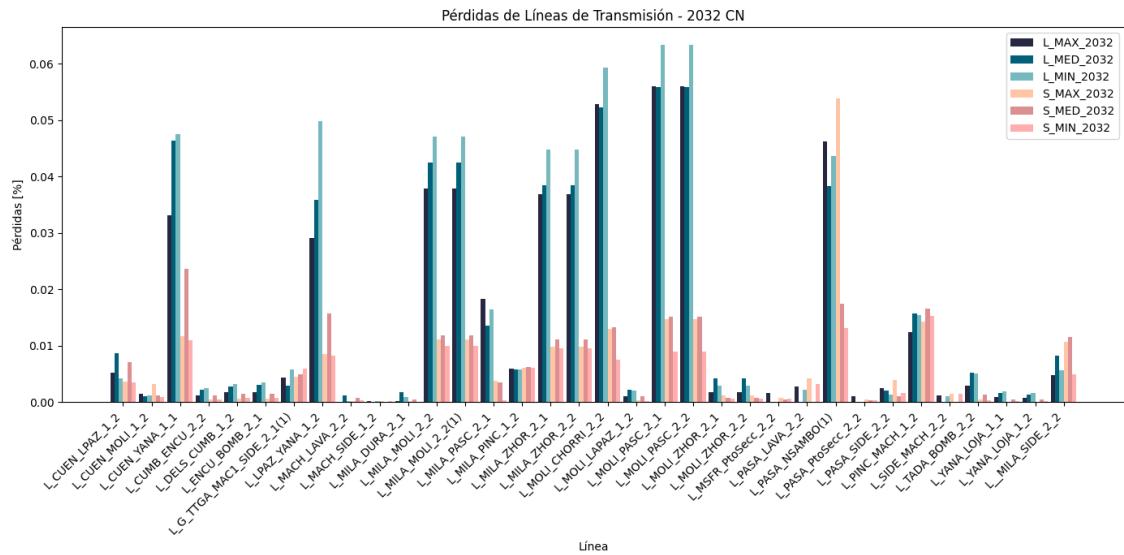


Figura 16. Niveles de pérdidas en líneas 2032.

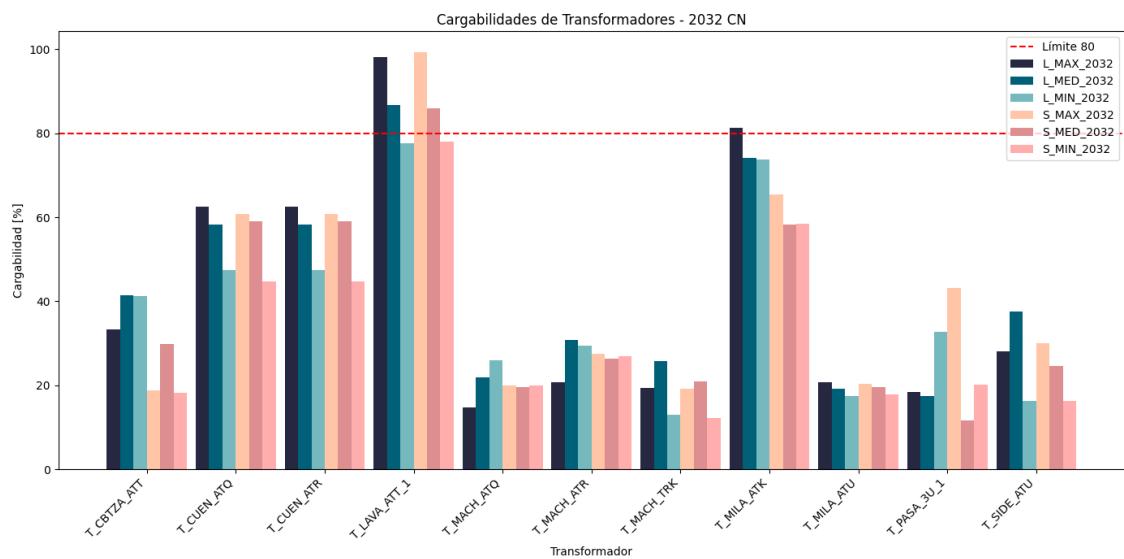


Figura 17. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032.

### 6.2.2 Alternativa 1

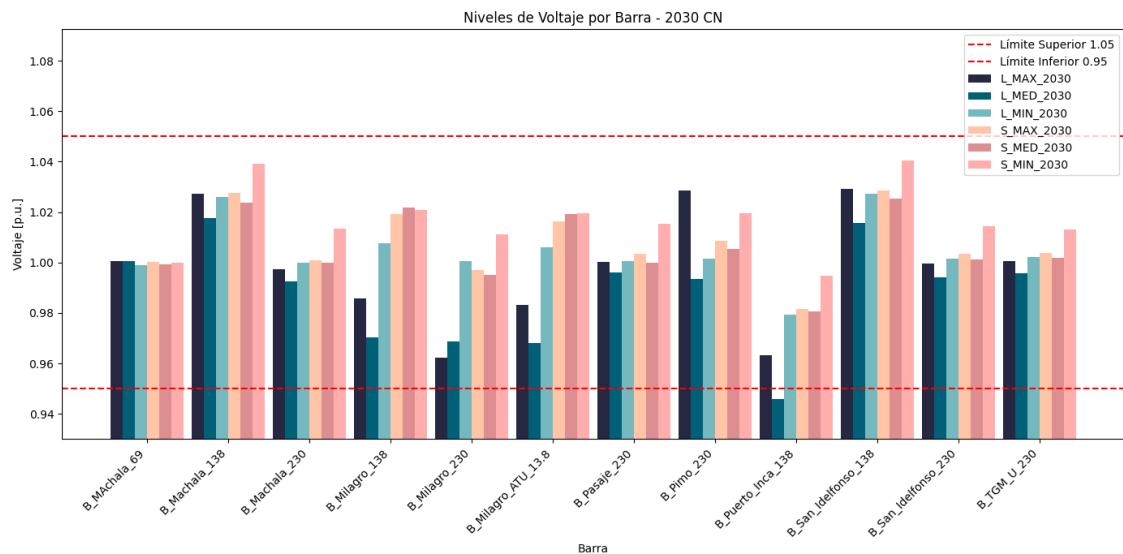


Figura 18. Niveles de voltaje 2030.

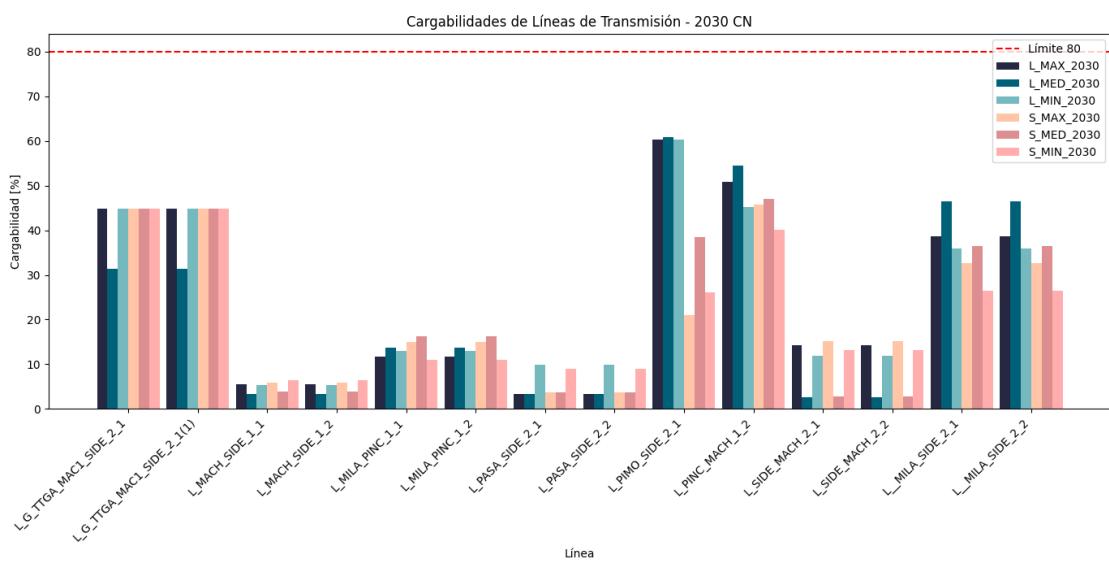


Figura 19. Niveles de cargabilidad en líneas 2030.

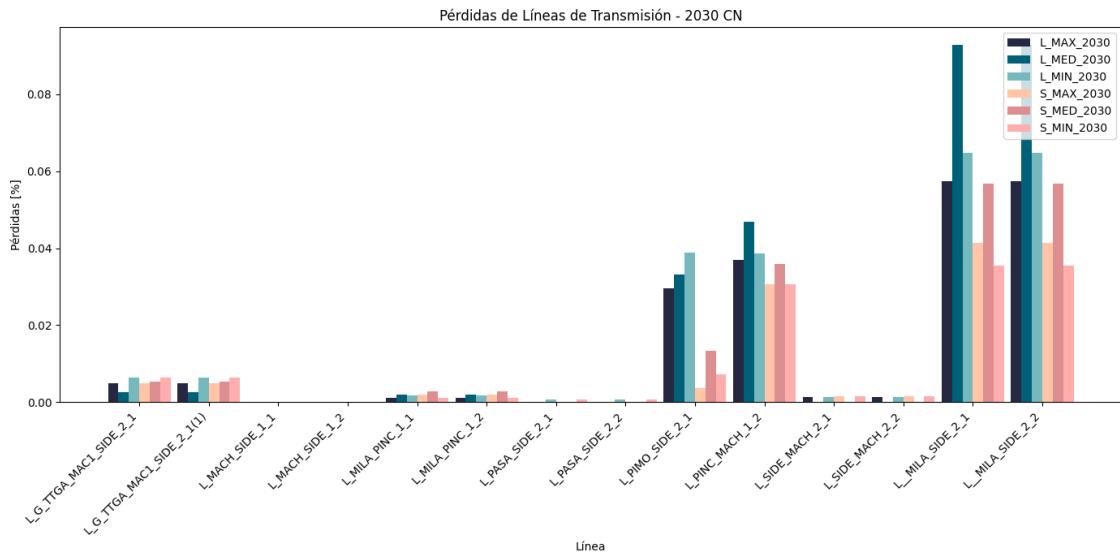


Figura 20. Niveles de pérdidas en líneas 2030.

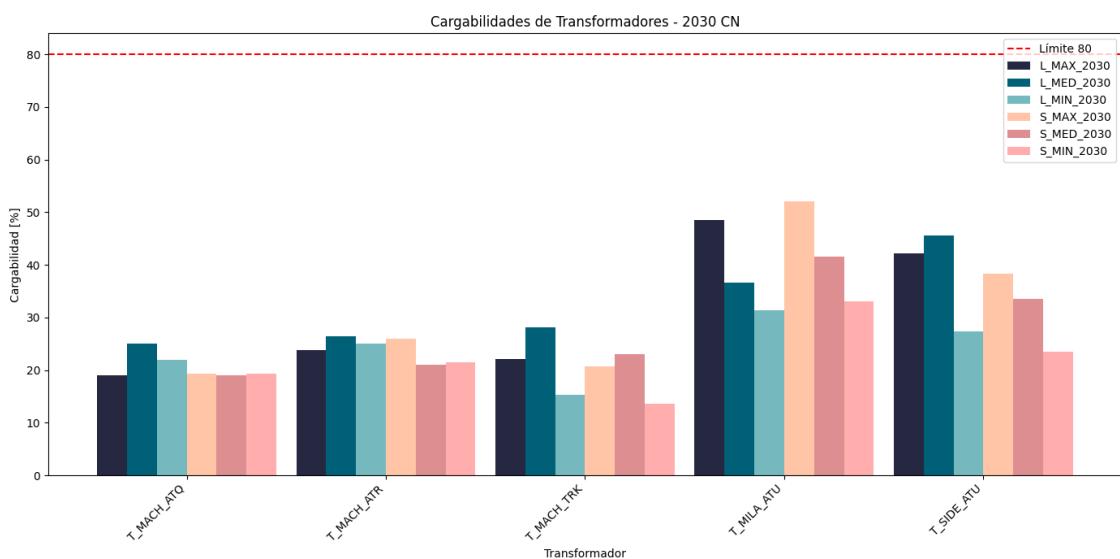


Figura 21. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030.

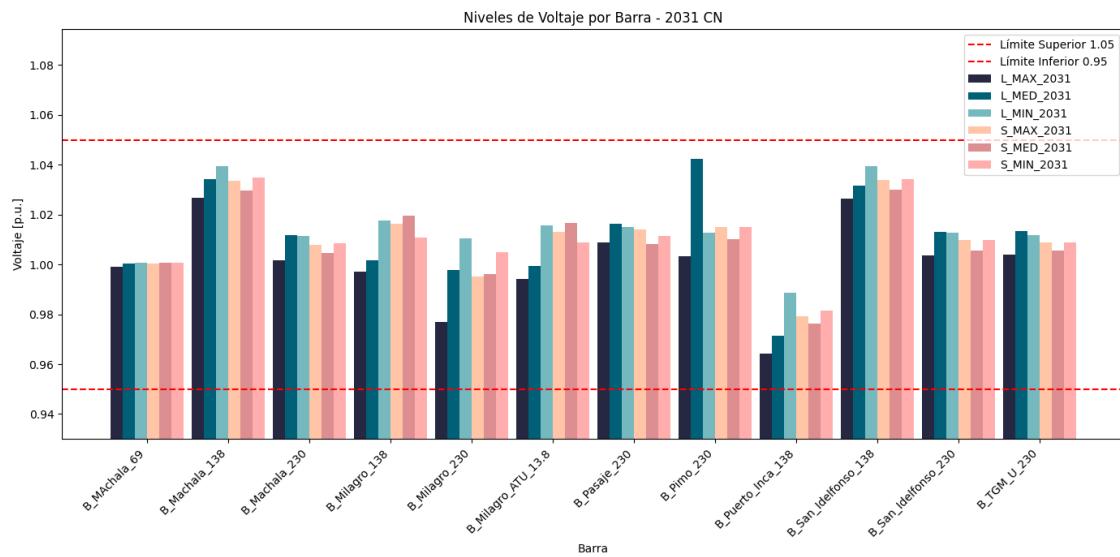


Figura 22. Niveles de voltaje 2031.

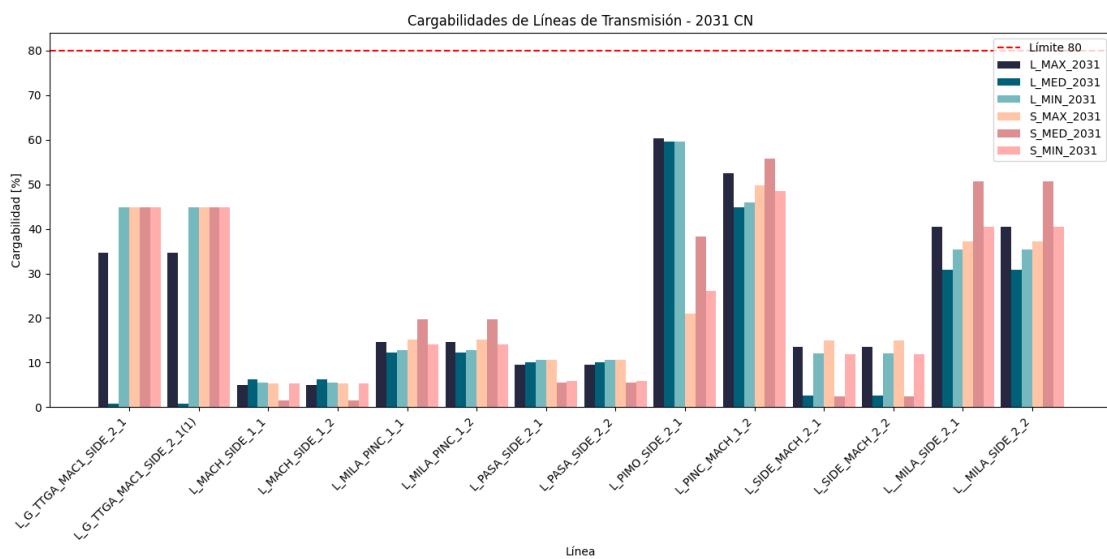


Figura 23. Niveles de cargabilidad en líneas 2031.

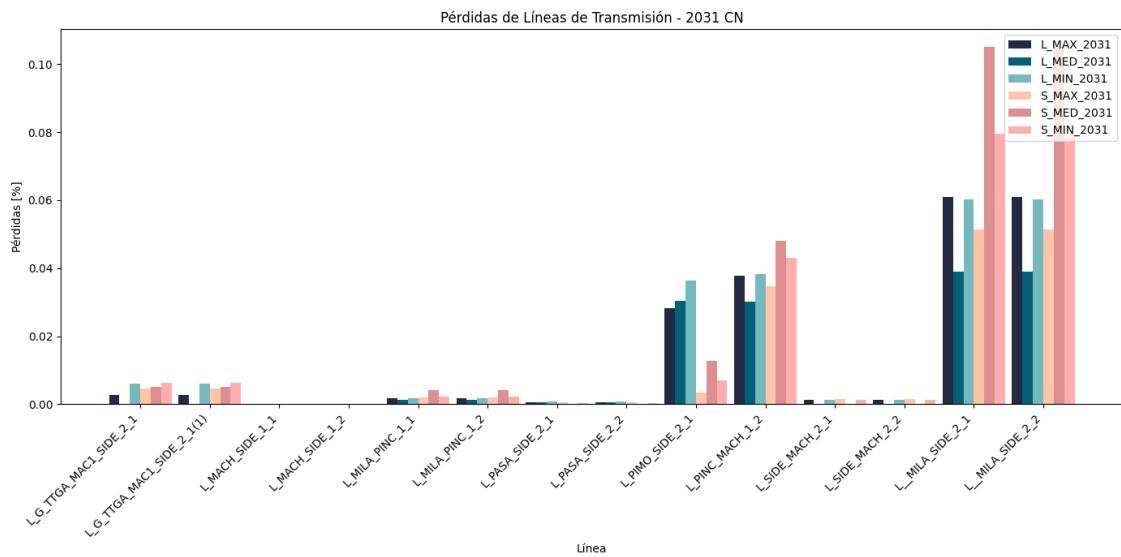


Figura 24. Niveles de pérdidas en líneas 2031.

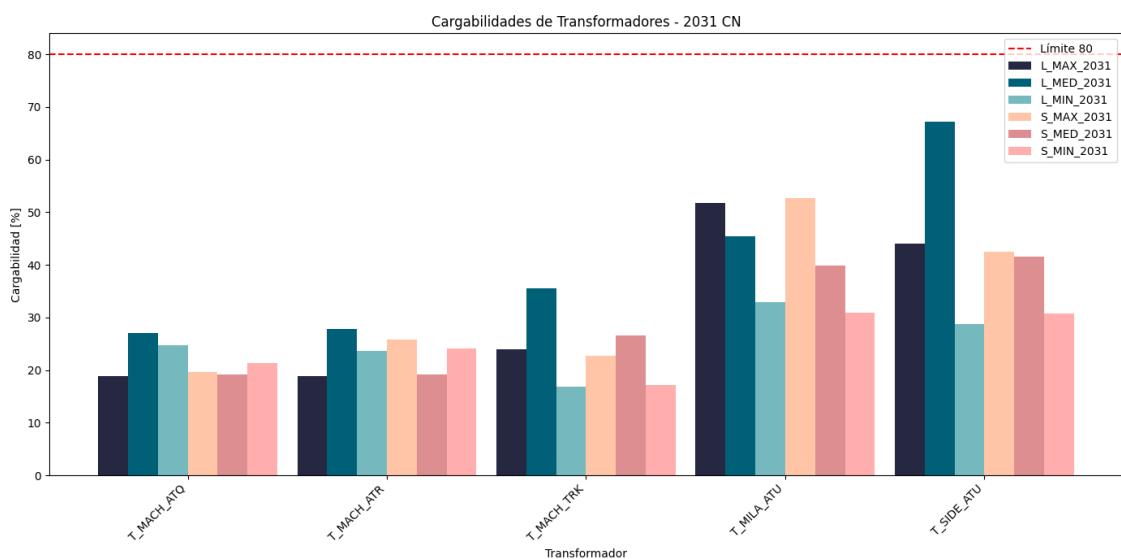


Figura 25. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031.

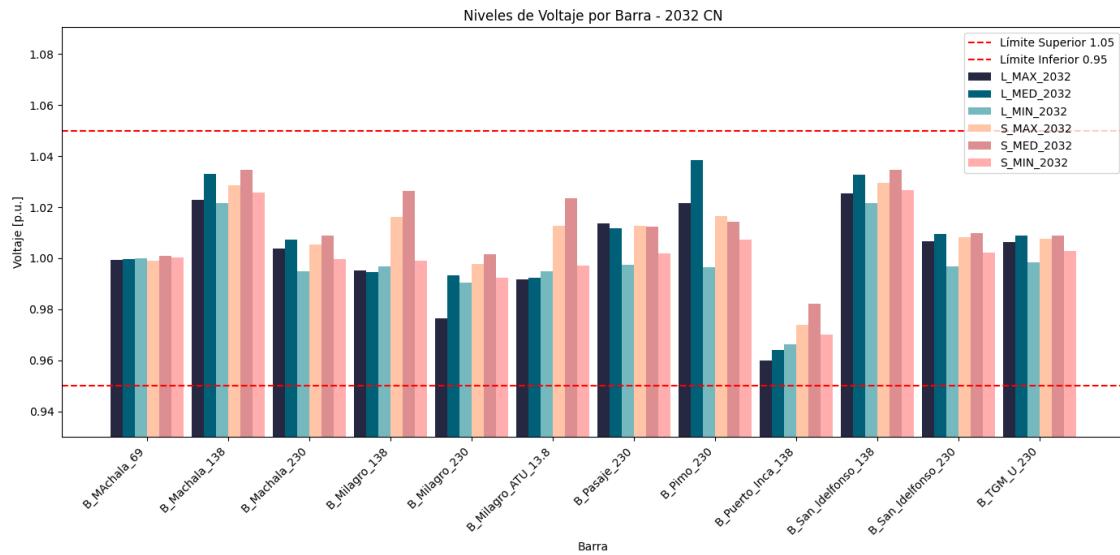


Figura 26. Niveles de voltaje 2032.

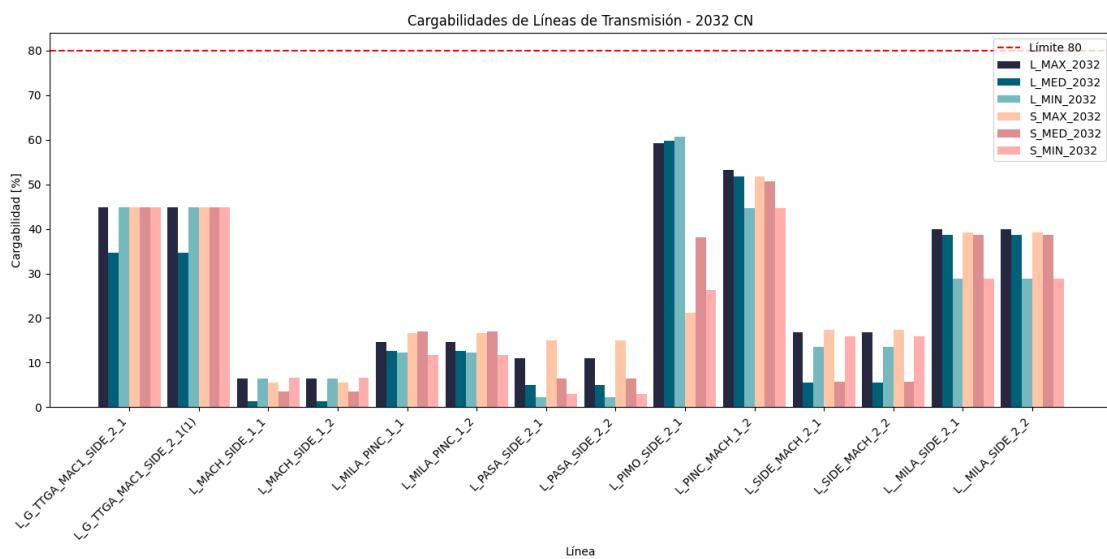


Figura 27. Niveles de cargabilidad en líneas 2032.

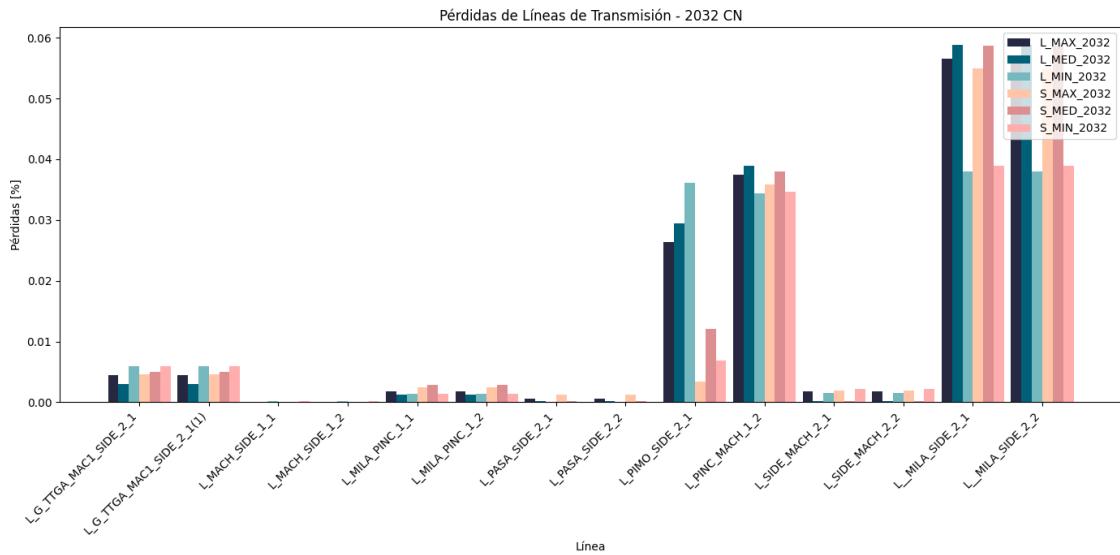


Figura 28. Niveles de pérdidas en líneas 2032.

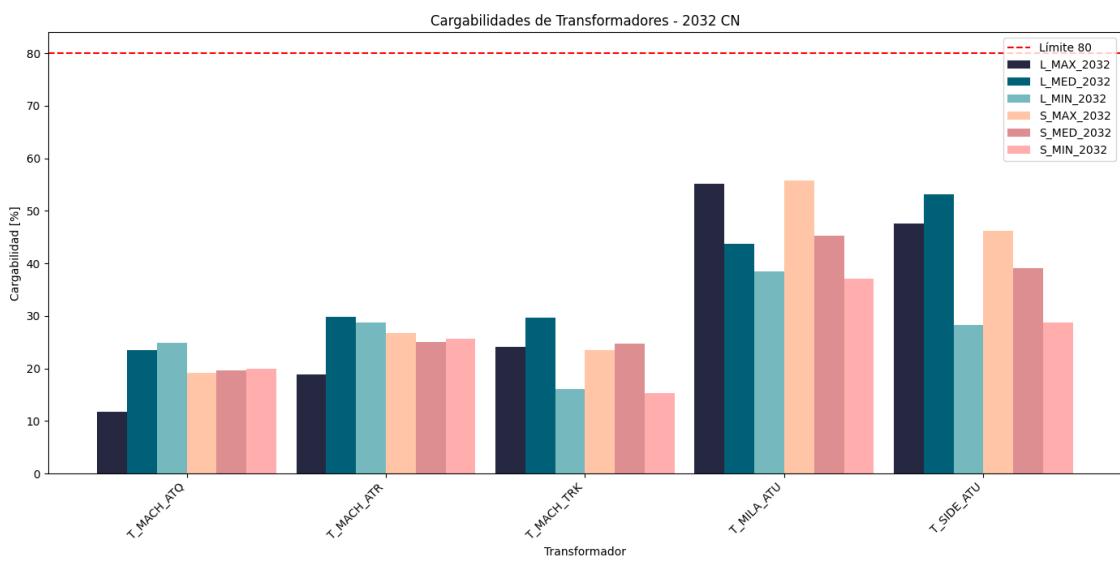


Figura 29. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032.

Con base en los resultados obtenidos bajo condiciones de estado estacionario, se observa que no se presentan violaciones de voltaje en las subestaciones que conforman la zona de influencia del proyecto, excepto en el escenario de año 2030 con condiciones lluviosas y demanda media. En este caso, se registra un bajo voltaje en la barra Puerto Inca a nivel de 138 kV, lo cual debe considerarse y se deberá encontrar una solución que permita evitar problemas de bajo voltaje.

Por otro lado, las líneas de transmisión de la zona de influencia operan dentro de márgenes seguros, incluida la línea de transmisión de conexión del proyecto eólico El

Pimo que alcanza niveles máximos cercanos al 60% de cargabilidad, lo cual garantiza su operación segura para la evacuación de la energía generada por la central.

Las pérdidas asociadas se mantienen despreciables en todos los escenarios analizados, esto confirma que el sistema se encuentra dentro de los rangos operativos permisibles en la zona de estudio.

En cuanto a la cargabilidad de los transformadores, se identificó que el transformador ATU 230/138 KV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU 230/138 KV) presenta la mayor cargabilidad, alcanzando un 67% en el escenario de año 2031 con condiciones lluviosas y demanda media. De esta forma ninguno de los transformadores de la zona excede sus límites operativos.

### 6.2.3 Alternativa 2

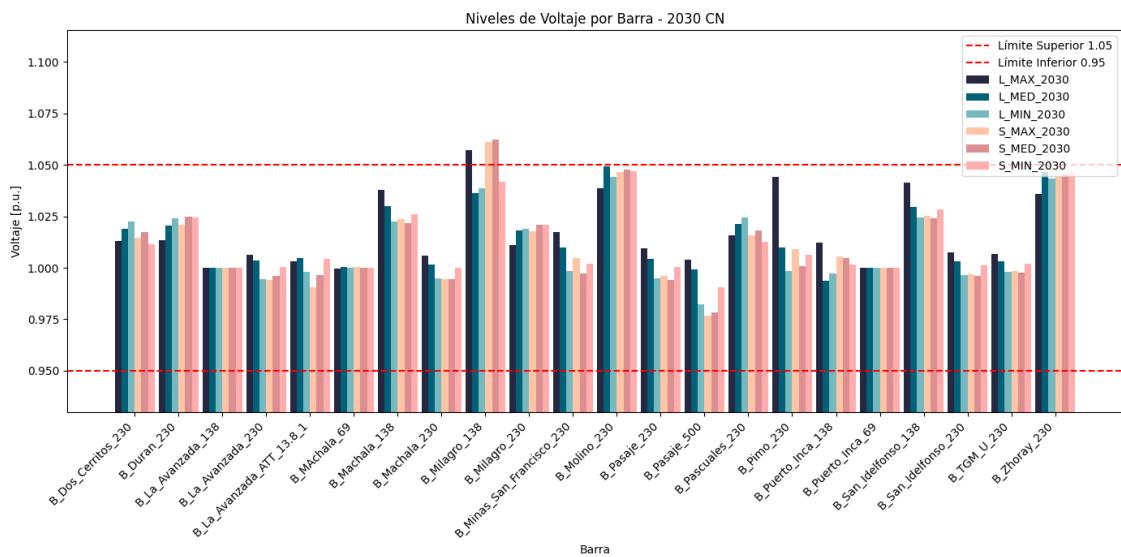


Figura 30. Niveles de voltaje 2030.

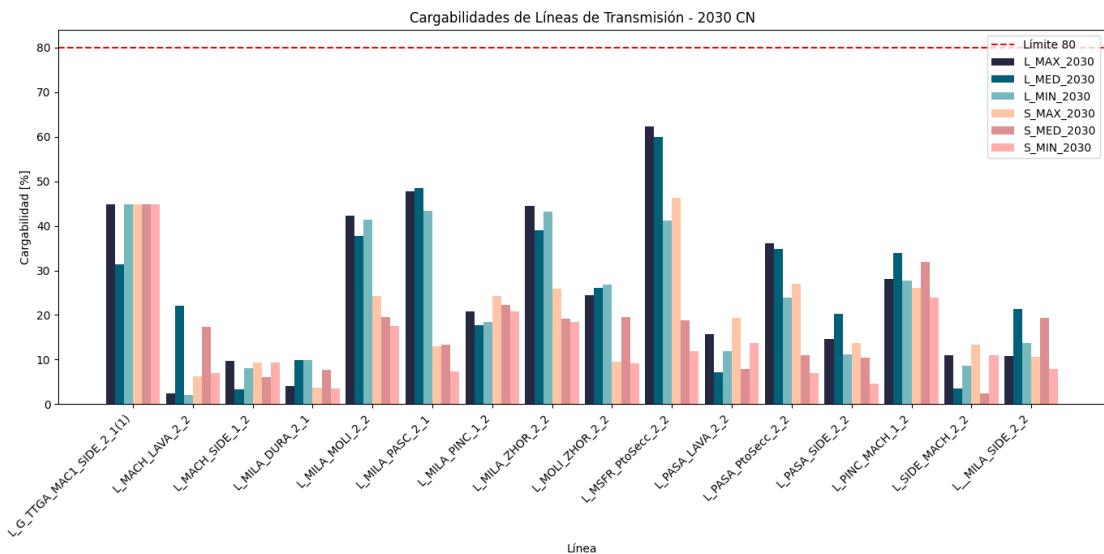


Figura 31. Niveles de cargabilidad en líneas 2030.

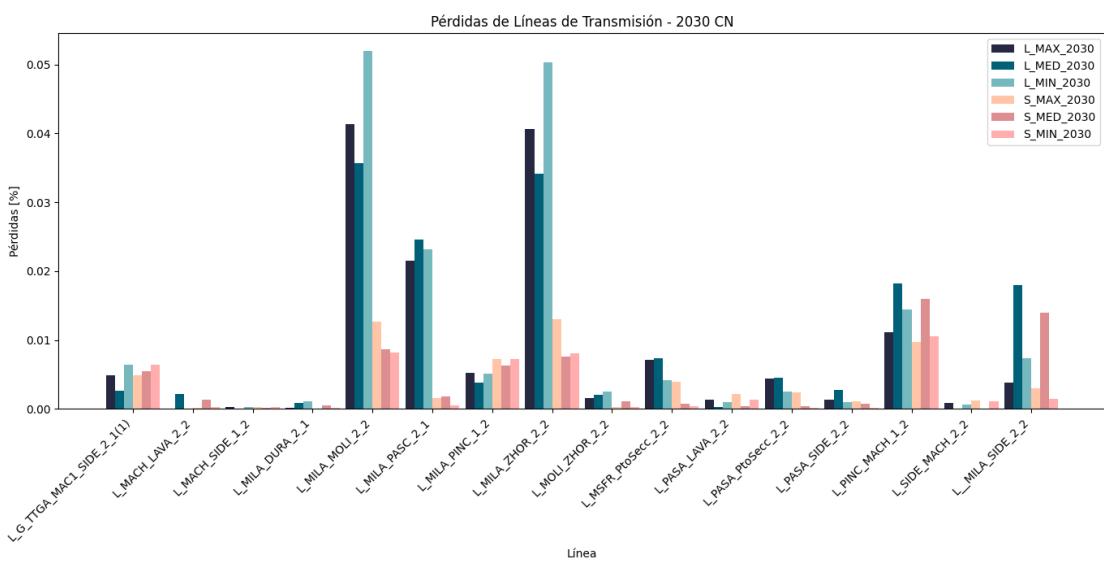


Figura 32. Niveles de pérdidas en líneas 2030.

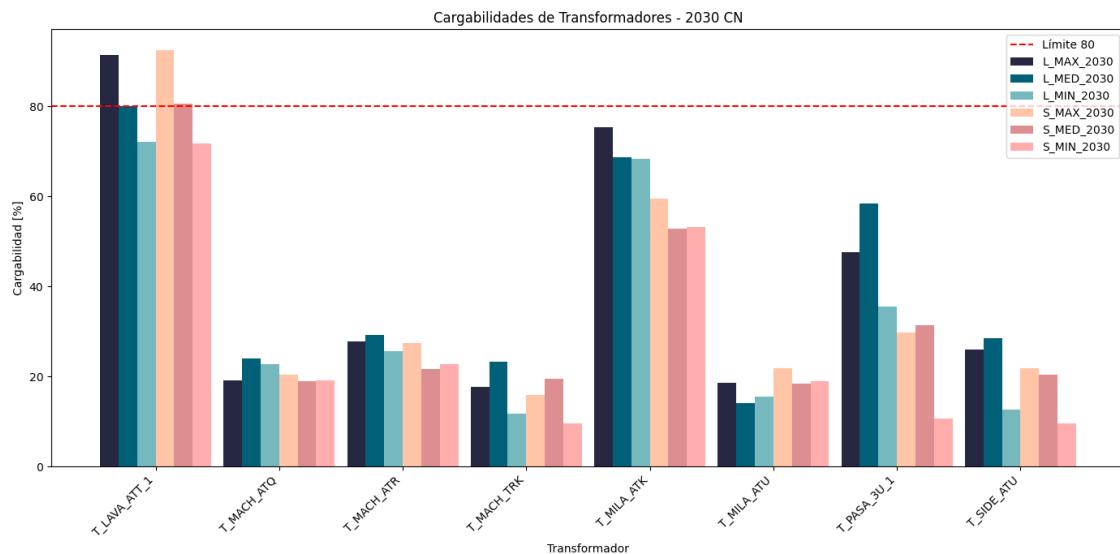


Figura 33. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030.

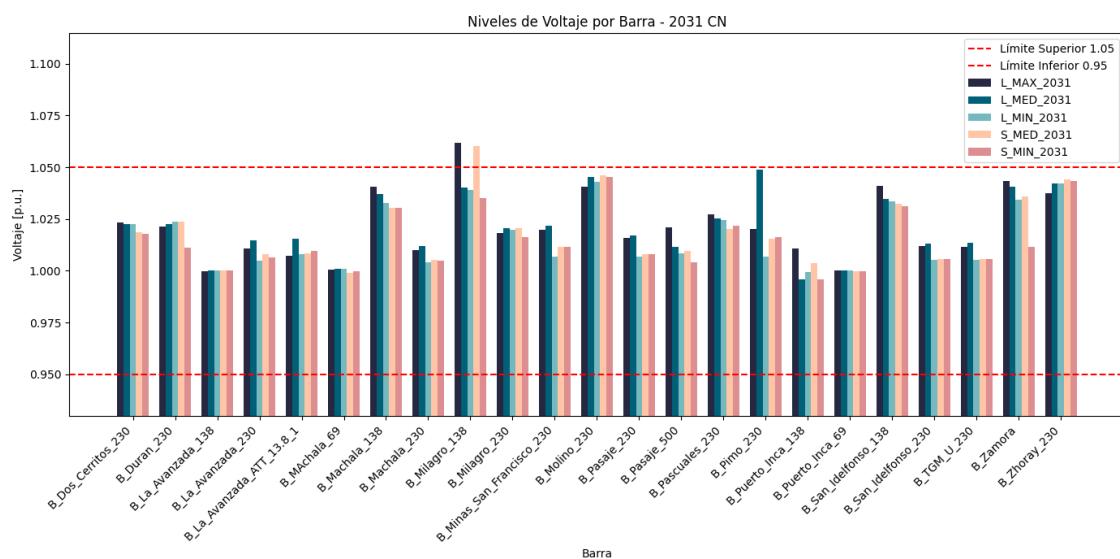


Figura 34. Niveles de voltaje 2031.

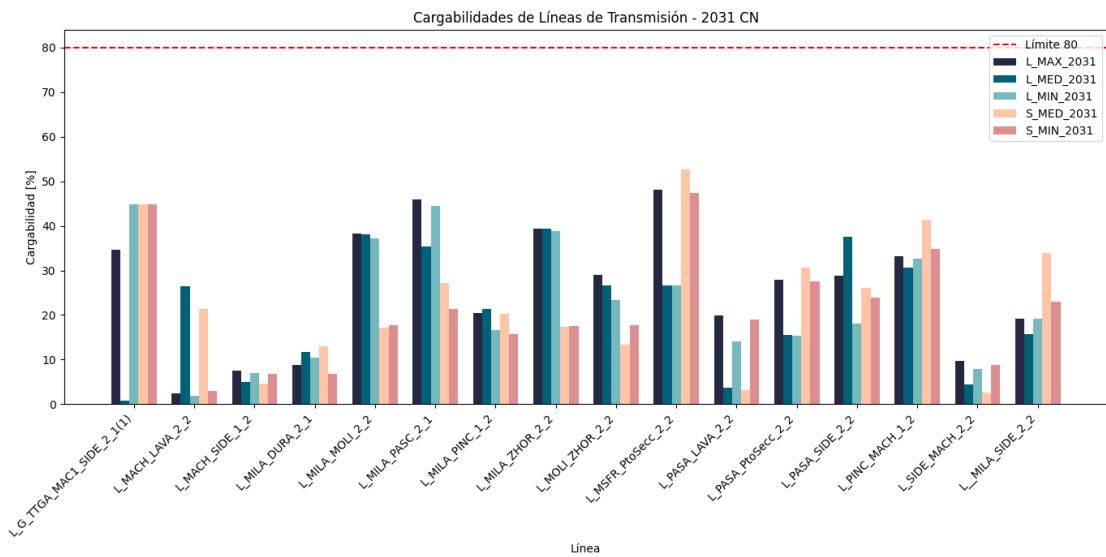


Figura 35. Niveles de cargabilidad en líneas 2031.

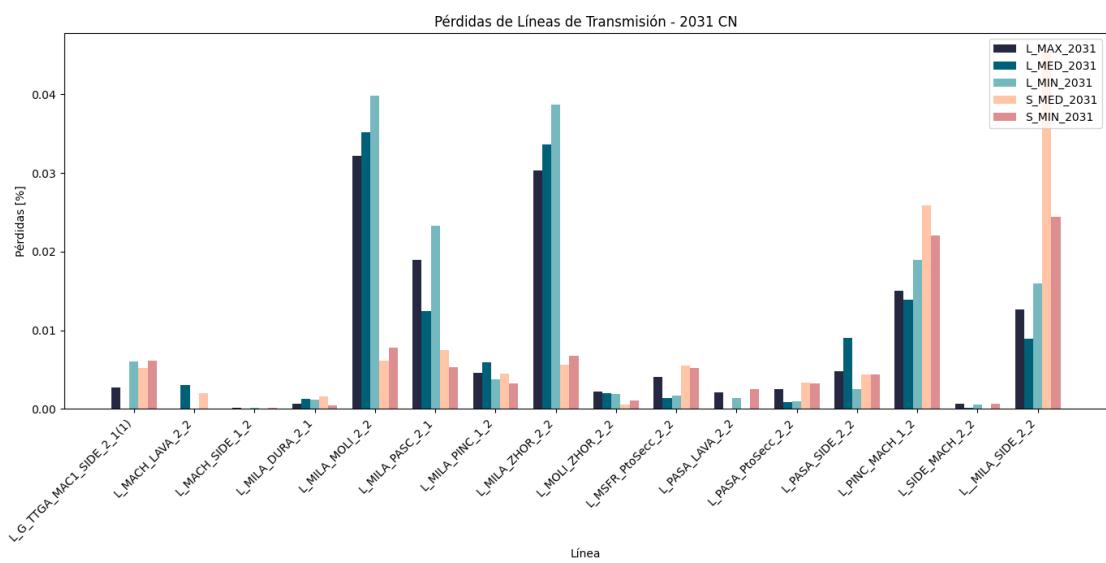


Figura 36. Niveles de pérdidas en líneas 2031.

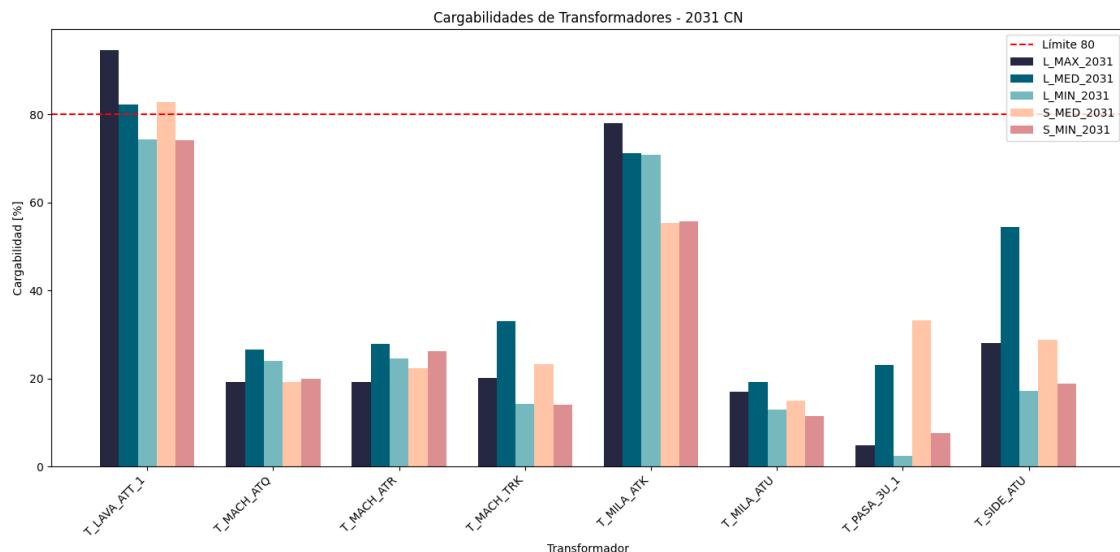


Figura 37. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031.

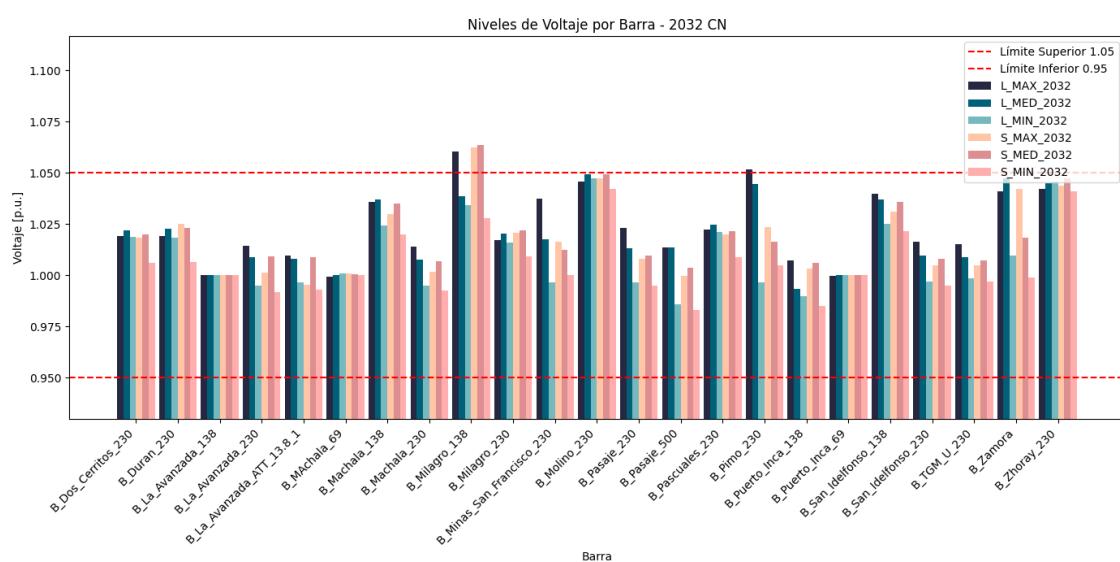


Figura 38. Niveles de voltaje 2032.

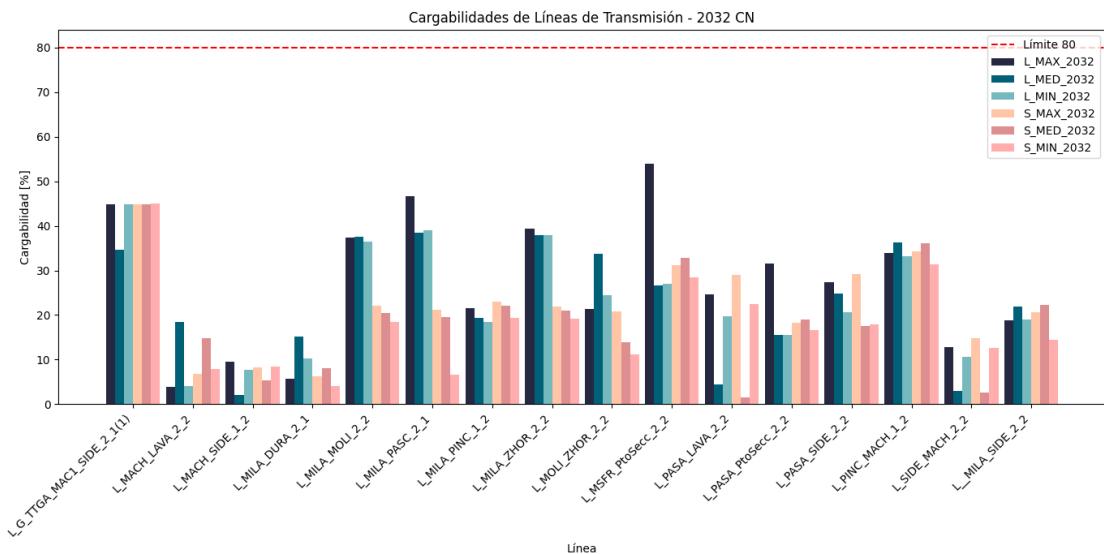


Figura 39. Niveles de cargabilidad en líneas 2032.

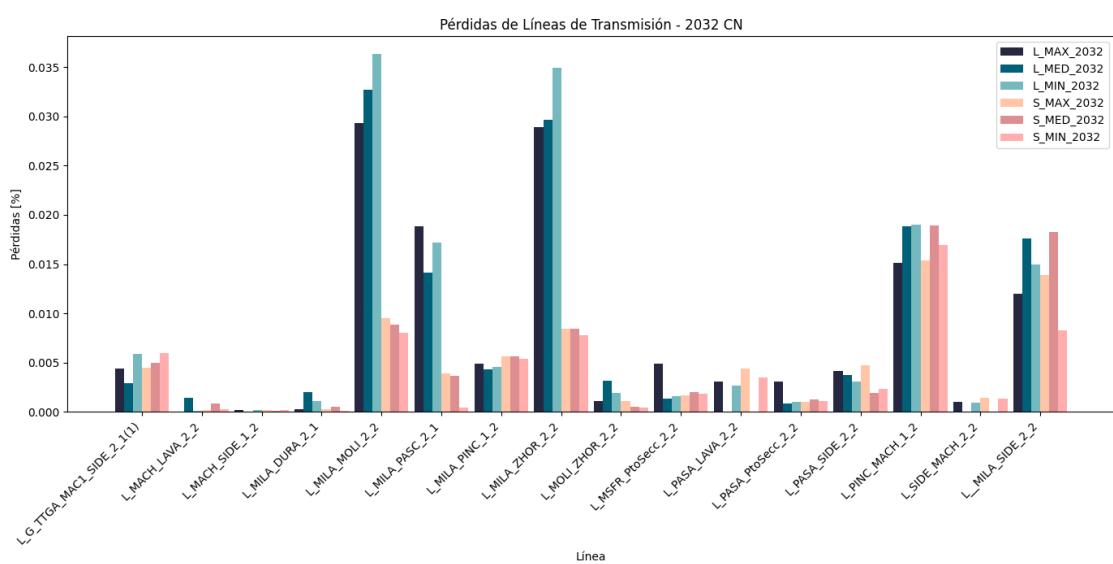


Figura 40. Niveles de pérdidas en líneas 2032.

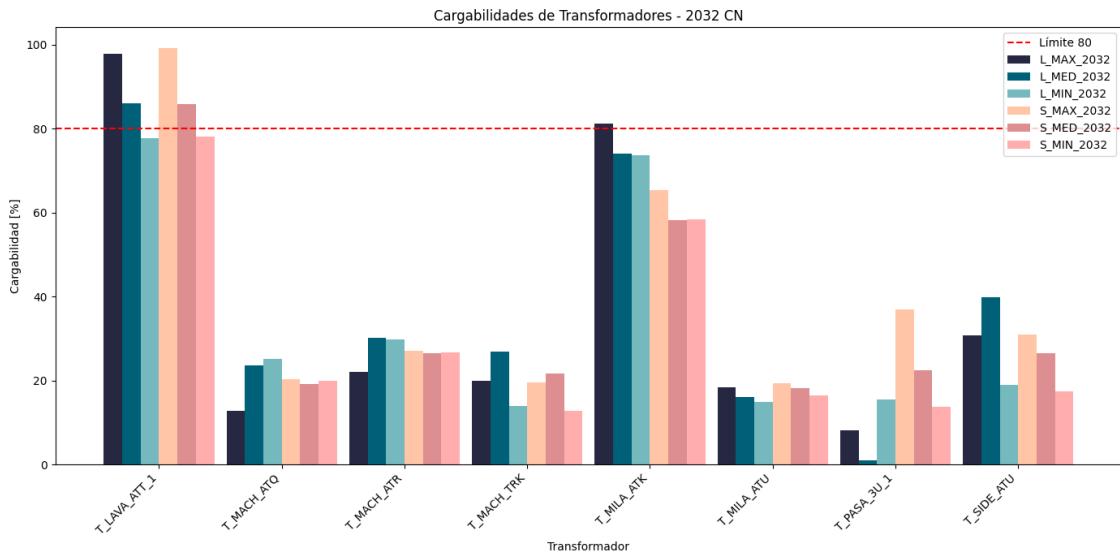


Figura 41. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032.

Con base en los resultados obtenidos bajo condiciones de estado estacionario, se observa que no se presentan violaciones de voltaje en las subestaciones que conforman la zona de influencia del proyecto, excepto en el escenario de año 2032 con condiciones lluviosas y demanda máxima donde la barra de El Pimo a nivel de 230 kV llega a un voltaje de 1.05 pu. En este caso, lo cual debe considerarse y se deberá encontrar una solución que permita evitar problemas de voltaje.

Por otro lado, las líneas de transmisión de la zona de influencia operan dentro de márgenes seguros, la línea de transmisión de conexión del proyecto eólico El Pimo para todas las alternativas evaluadas alcanza niveles máximos cercanos al 60% de cargabilidad ya que la evacuación de energía aproximada es de 200 MW.

Cabe destacar que una sección de la L/T Minas San Francisco – Pasaje a nivel de 230 kV (L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_2) como muestra la Figura 42 cuenta con una conductor ACAR 1200 (sección en rojo), mientras que la otra sección que conecta con la S/E Minas San Francisco con la S/E Pasaje cuenca con un conductor 2x750 ACAR (L\_PASA\_PtoSecc\_2\_2), bajo este contexto la sección (L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_2) alcanza niveles de cargabilidad cercanos al 60 % en condiciones de estado estacionario.

Las pérdidas asociadas se mantienen despreciables en todos los escenarios analizados, esto confirma que el sistema se encuentra dentro de los rangos operativos permisibles en la zona de estudio.

En cuanto a la cargabilidad de los transformadores, se identificó que el transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU) presenta cargabilidad máxima del 60% en el escenario de año 2031 con condiciones lluviosas y demanda media. Adicionalmente se identifica que el transformador ATT 230/138 de la S/E La Avanzada (T\_LAVA\_ATT\_1) tiene una cargabilidad mayor al 80% sin contemplar y contemplando el proyecto El Pimo la cargabilidad sigue siendo la misma con respecto a la línea base, por lo que para el presente estudio no se lo debe considerar como un elemento que se

ve afectado por el ingreso del proyecto. De esta forma ninguno de los transformadores de la zona de influencia excede sus límites operativos.

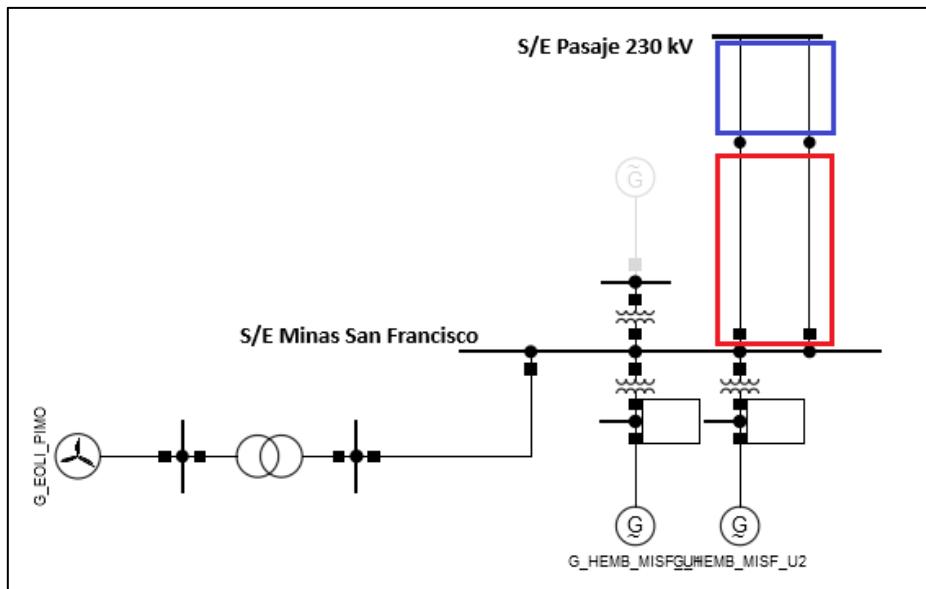


Figura 42. Diagrama de composición de L/T Minas San Francisco – Pasaje a nivel de 230 kV, (Sección roja con conductor ACAR 1200, Sección Azul conductor 2x750 ACAR)

#### 6.2.4 Alternativa 3

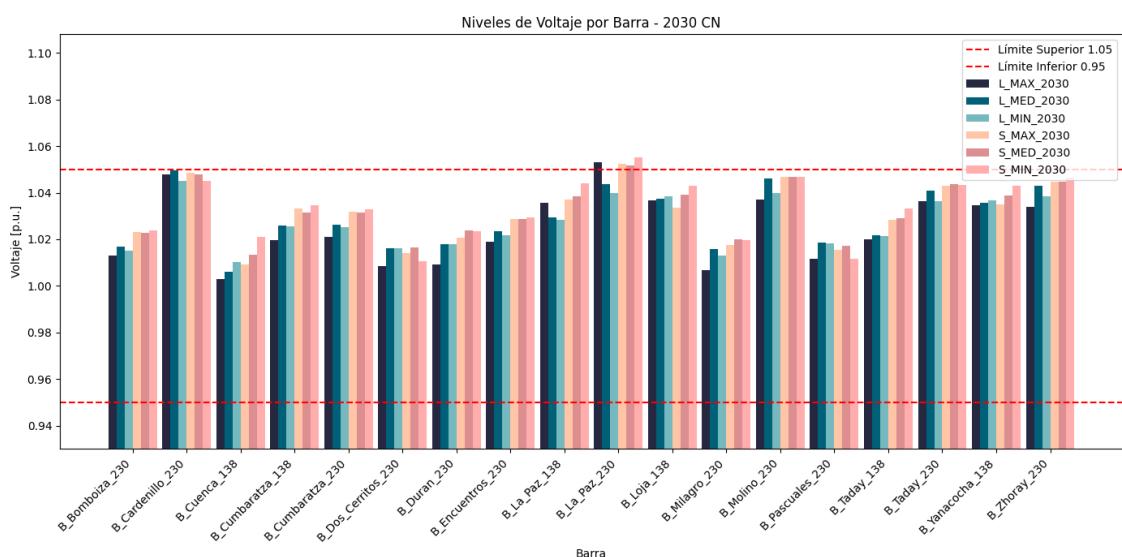


Figura 43. Niveles de voltaje 2030.

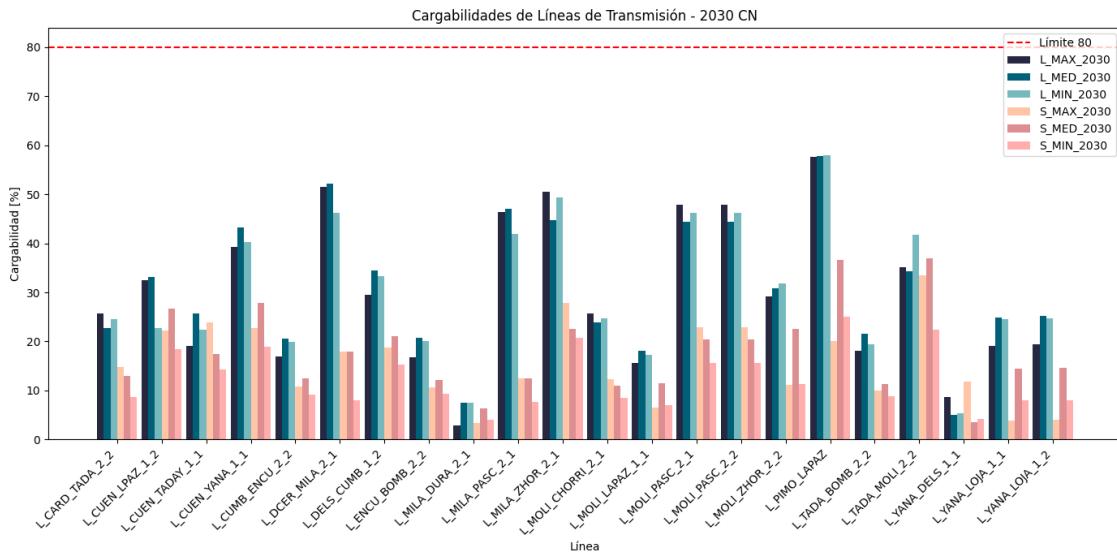


Figura 44. Niveles de cargabilidad en líneas 2030.

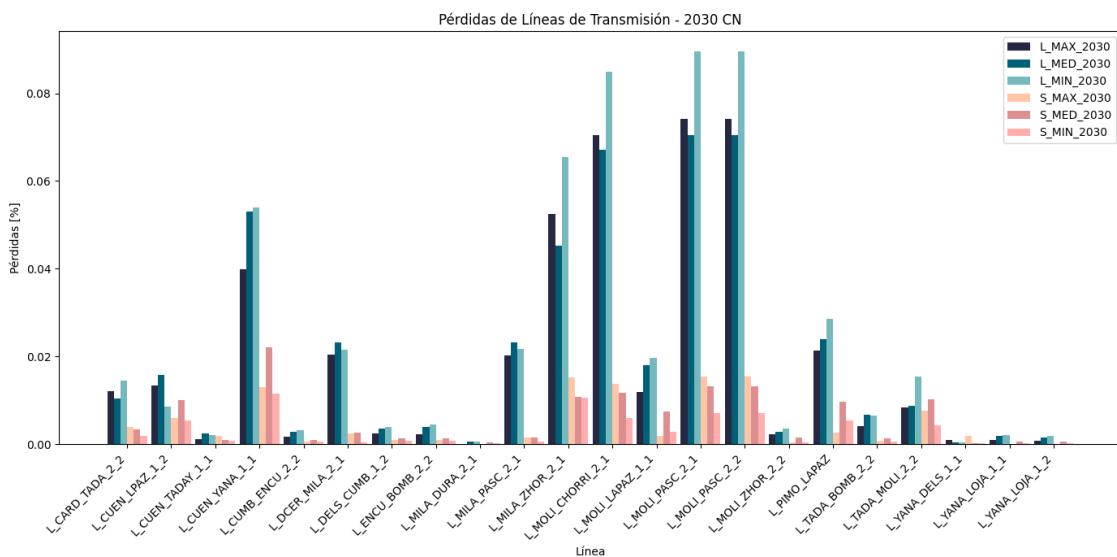


Figura 45. Niveles de pérdidas en líneas 2030.

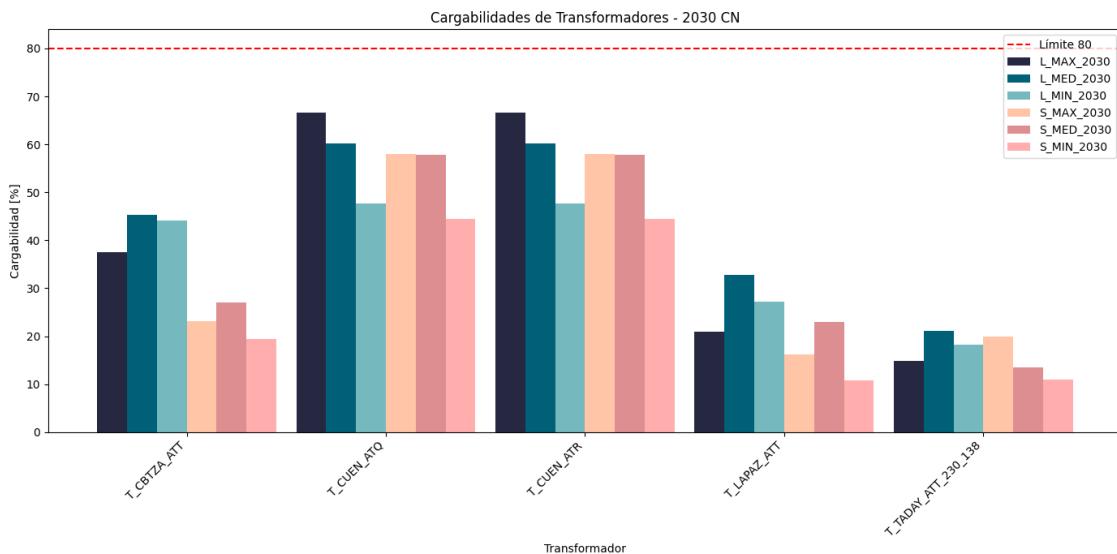


Figura 46. Niveles de cargabilidad en transformadores 2030.

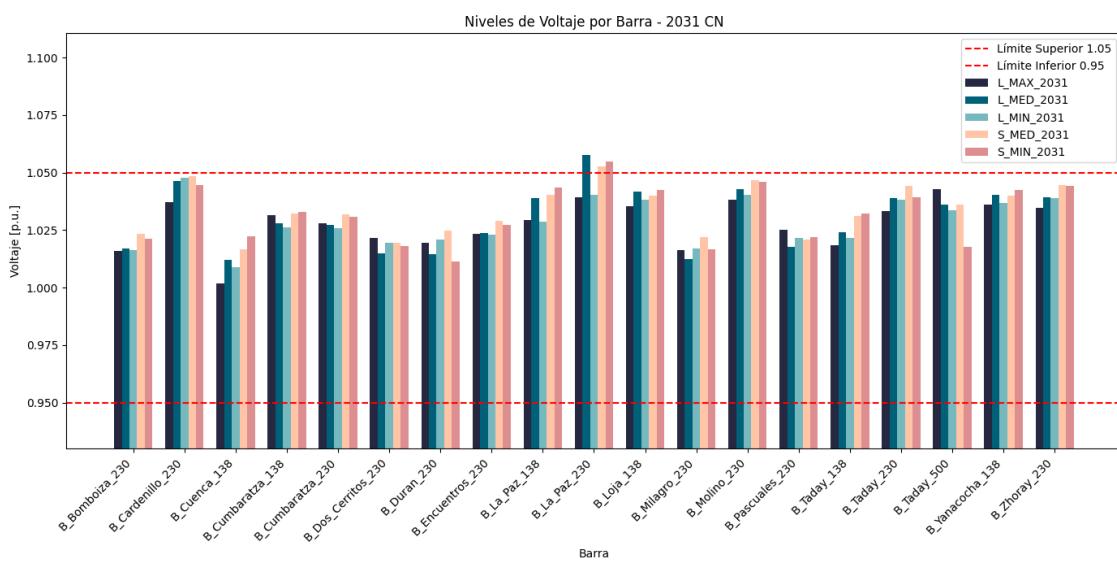


Figura 47. Niveles de voltaje 2031.

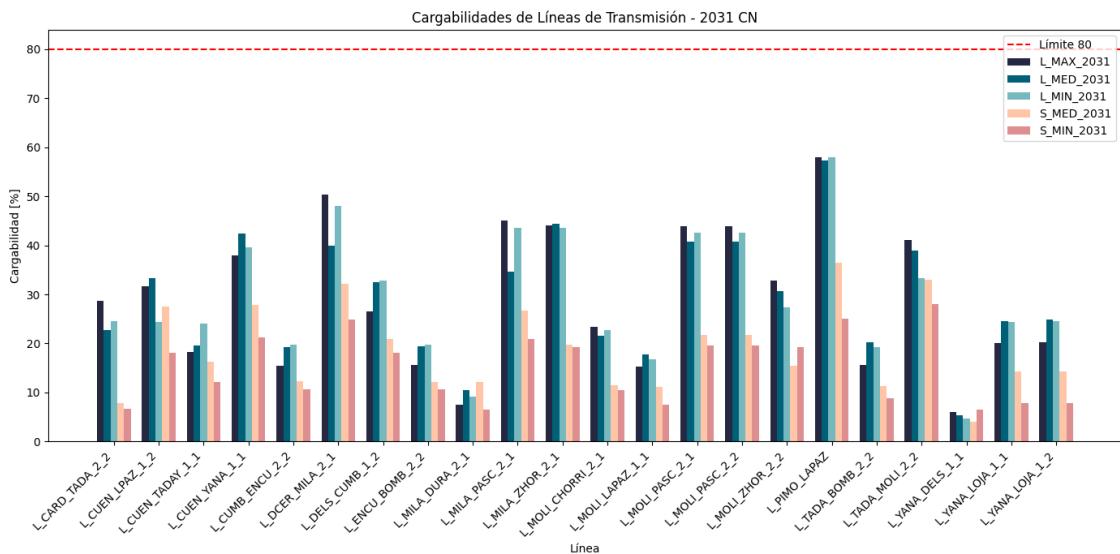


Figura 48. Niveles de cargabilidad en líneas 2031.

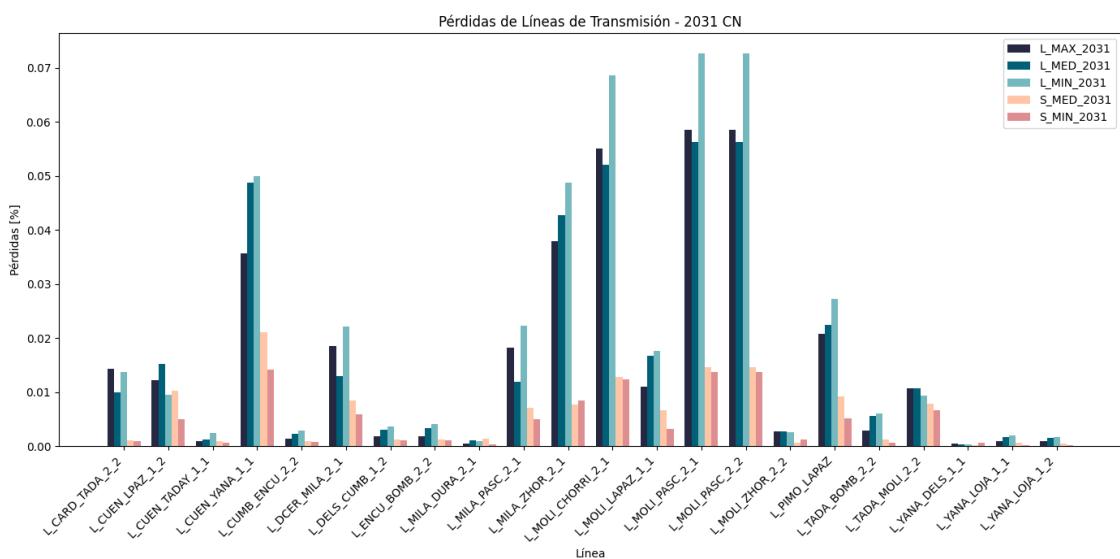


Figura 49. Niveles de pérdidas en líneas 2031.

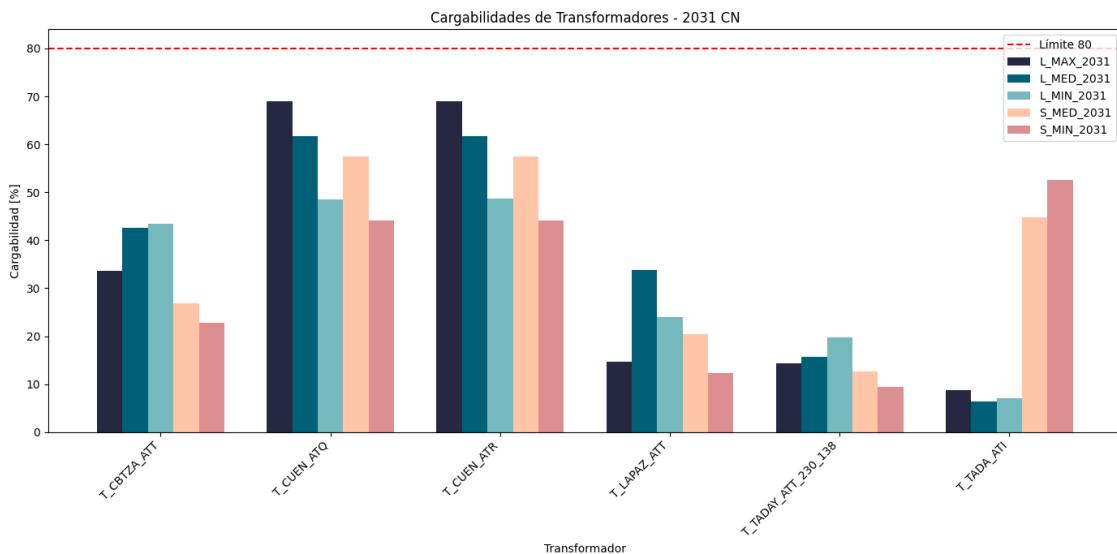


Figura 50. Niveles de cargabilidad en transformadores 2031.

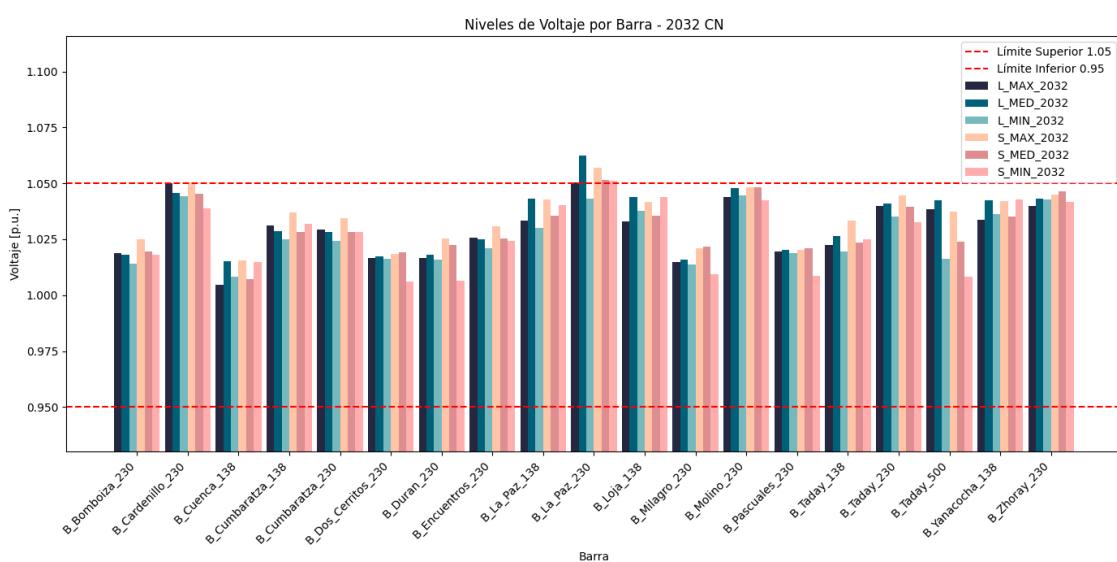


Figura 51. Niveles de voltaje 2032.

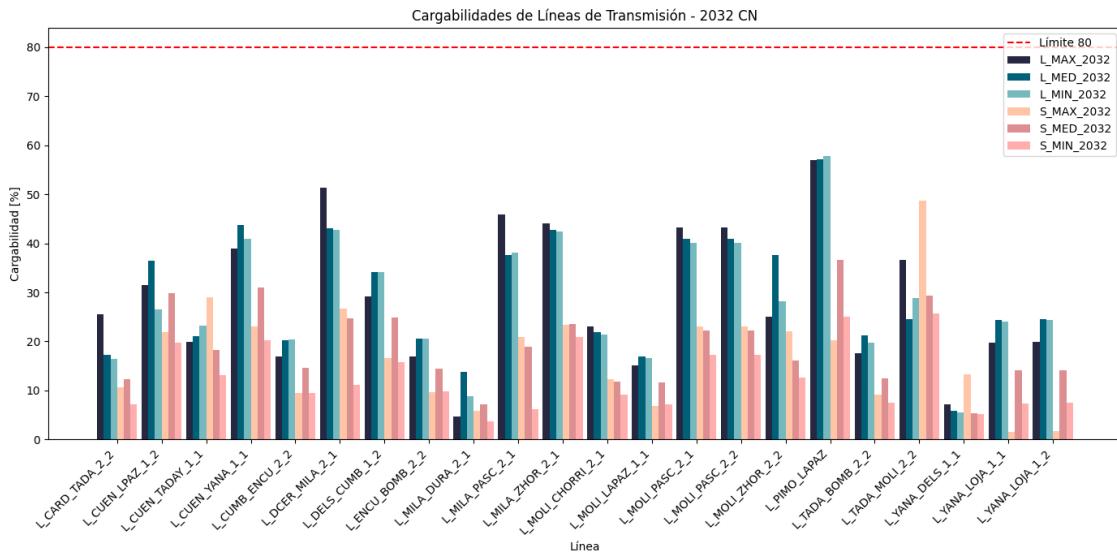


Figura 52. Niveles de cargabilidad en líneas 2032.

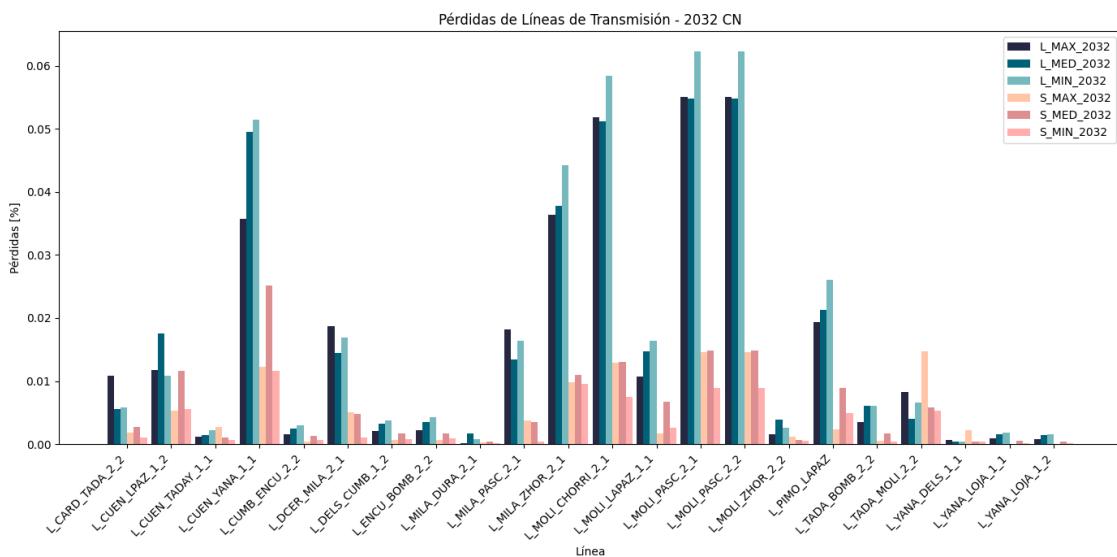


Figura 53. Niveles de pérdidas en líneas 2032.

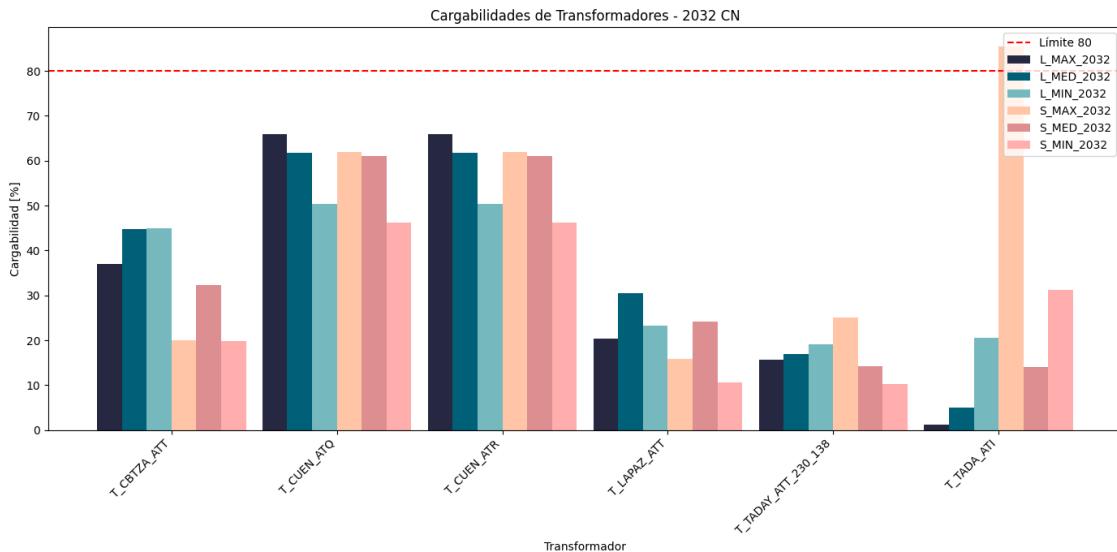


Figura 54. Niveles de cargabilidad en transformadores 2032.

Con base en los resultados obtenidos bajo condiciones de estado estacionario, se observa que la barra La Paz a nivel de 230 kV Llega a un voltaje de 1.05 pu, lo cual debe considerarse y se deberá encontrar una solución que permita evitar problemas de voltaje, con respecto a las otras barras de la zona de influencia para la alternativa 3 no presentan violaciones de voltaje.

Por otro lado, las líneas de transmisión de la zona de influencia operan dentro de márgenes seguros, la línea de transmisión de conexión del proyecto eólico El Pimo para todas las alternativas evaluadas alcanza niveles máximos cercanos al 60% de cargabilidad ya que la evacuación de energía es de 200 MW.

Las pérdidas asociadas se mantienen despreciables en todos los escenarios analizados, esto confirma que el sistema se encuentra dentro de los rangos operativos permisibles en la zona de estudio.

En cuanto a la cargabilidad de los transformadores, se identificó que los transformadores de ATQ y ATR 138/69 kV de la S/E Cuenca 138/69 kV (T\_CUEN\_ATQ y T\_CUEN\_ATR) presentan la mayor cargabilidad siendo de 69% en el escenario con condiciones lluviosas y demanda máxima, sin embargo, estas cargabilidades se reflejan aun sin el proyecto El Pimo por lo que la entrada del proyecto tiene poca influencia en dichos transformadores. Adicionalmente se destaca de los resultados obtenidos el transformador ATI 500/230 kV de la S/E Taday (T\_TADA\_ATI 500/230 kV) con una cargabilidad de 86% para escenarios de estiaje con demanda máxima para el año 2032, con respecto a la línea base presenta la misma cargabilidad. De esta forma ninguno de los transformadores de la zona de estudio excede sus límites operativos

### 6.3 Capacidad Remanente

#### 6.3.1 Línea Base

Se evalúa la capacidad remanente sin el proyecto El Pimo para la zona de influencia de las tres alternativas propuestas, los resultados se presentan en las siguientes tablas:

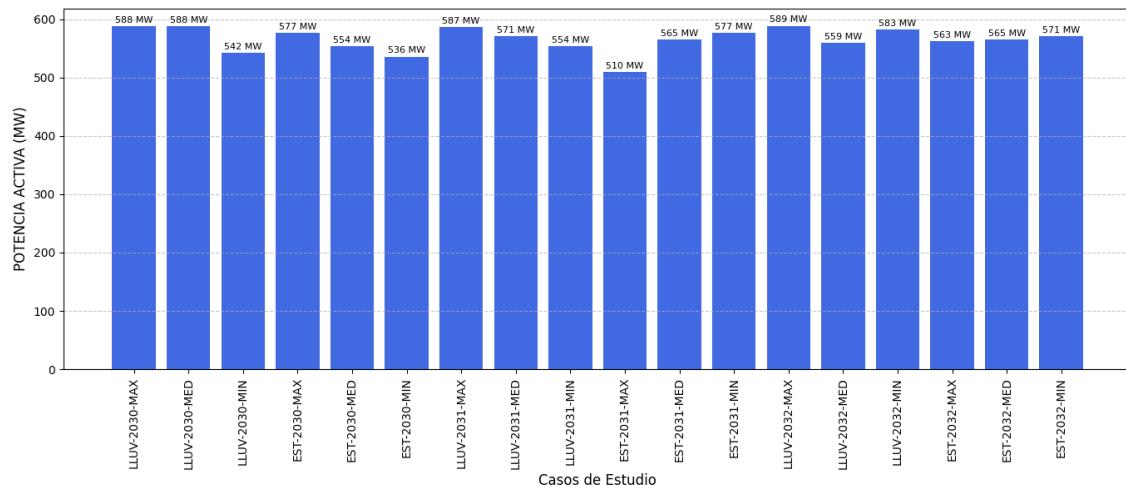


Figura 55. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E San Idelfonso.

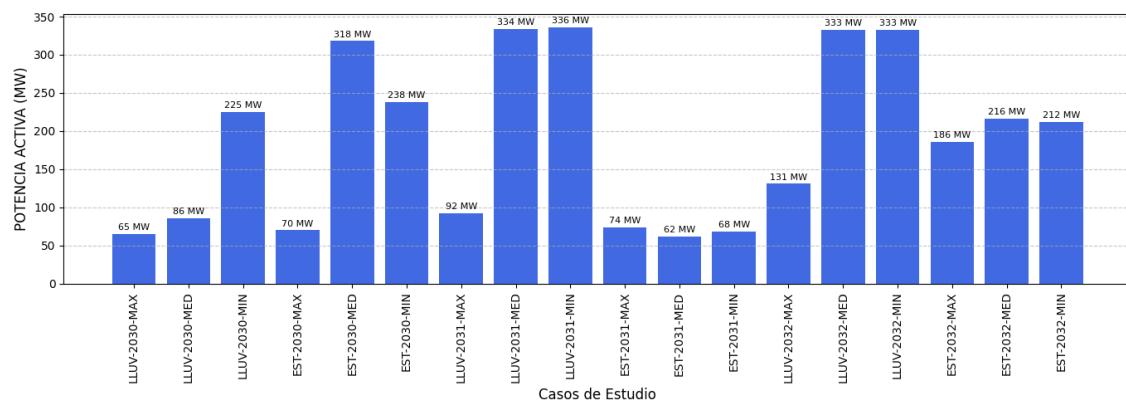


Figura 56. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E Minas San Francisco.

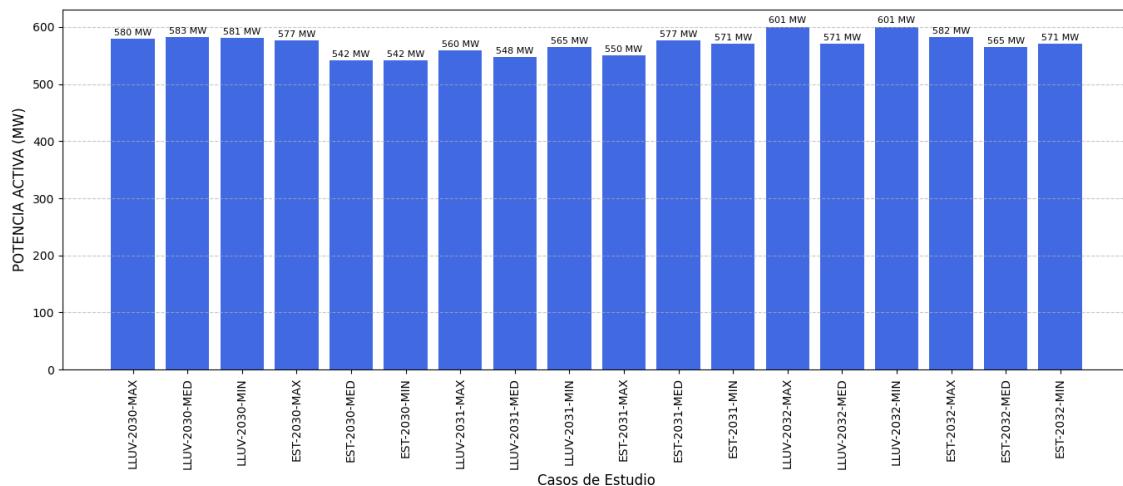


Figura 57. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio en S/E La Paz.

### 6.3.2 Alternativa 1

Se evalúa la capacidad remanente en la S/E San Idelfonso 230 kV, para lo cual se analizaron las contingencias más importantes que se puedan presentar en la zona de análisis las cuales se indicaron en la Tabla 5. Para el análisis se cuenta con la inclusión del proyecto El Pimo, por tal motivo las condiciones de análisis son más severas. Con estas indicaciones se obtienen los siguientes resultados:

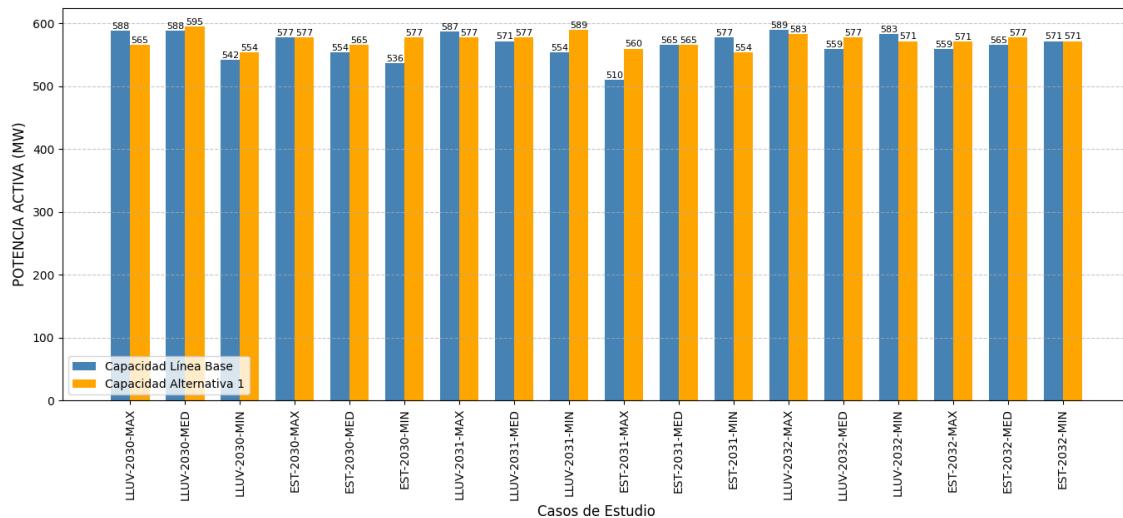


Figura 58. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 1).

Como se puede observar en la figura anterior, aun considerando la operación de la central El Pimo de 200 MW en San Idelfonso 230 kV, se obtiene capacidad remanente suficiente para evacuar energía en la zona de influencia. Se debe aclarar que el transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso no fue considerado para este

análisis ya que al tener una taza de fallo baja no restringe la capacidad para evacuar energía.

### 6.3.3 Alternativa 2

Se evalúa la capacidad remanente en la S/E Minas San Francisco a 230 kV, para lo cual se analizaron las contingencias más importantes que se puedan presentar en la zona de análisis las cuales se indicaron en la Tabla 6.

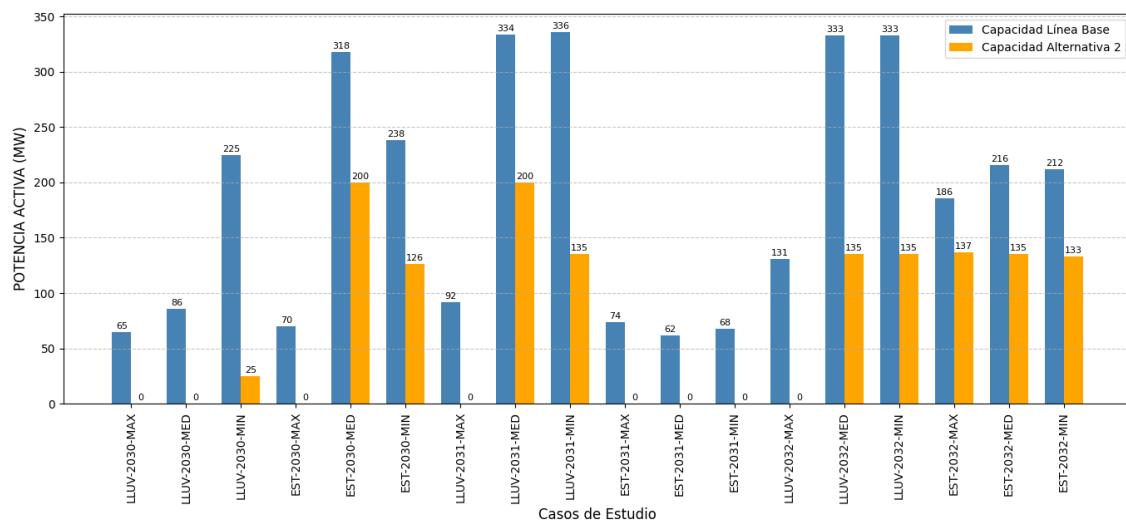


Figura 59. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 2).

Se destaca que no se cuenta con capacidad remanente contemplando el proyecto El Pimo en la barra Minas San Francisco ya que una sección del conductor que conecta la central Minas San Francisco y S/E Pasaje a nivel de 230 kV es del tipo ACAR 1200, cuyo límite térmico es aproximadamente 333 MVA. En escenarios lluviosos, con máxima producción de la central Minas San Francisco (270 MW), no se cuenta con capacidad remanente en esta central ante contingencia N-1, tal como se indica en las siguientes figuras:

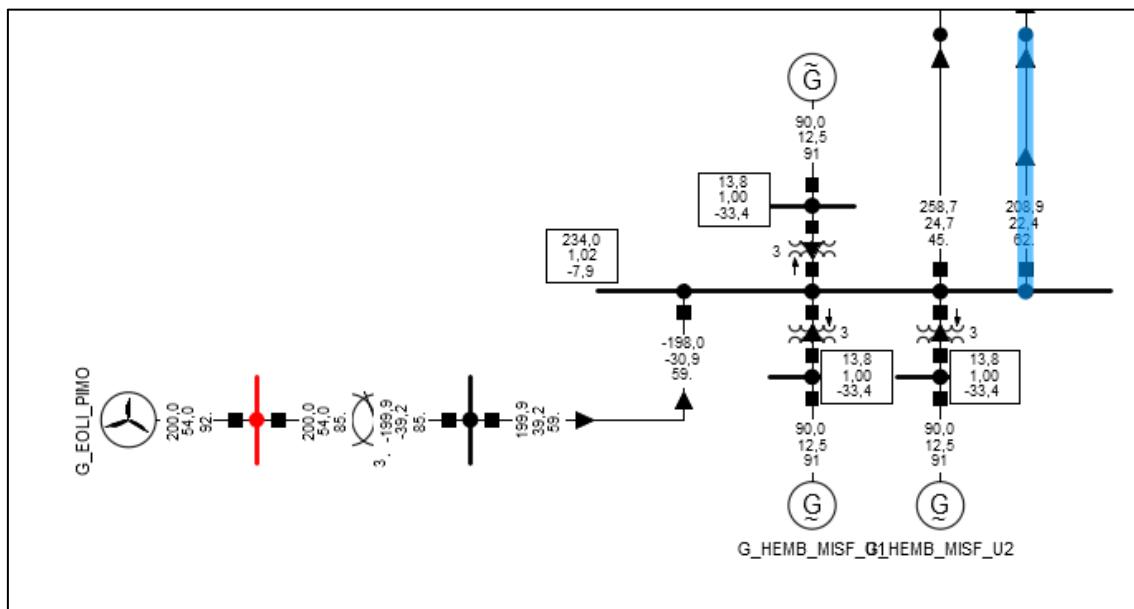


Figura 60. Diagrama unifilar El Pimo – Minas San Francisco (Sección con conductor ACAR 1200).

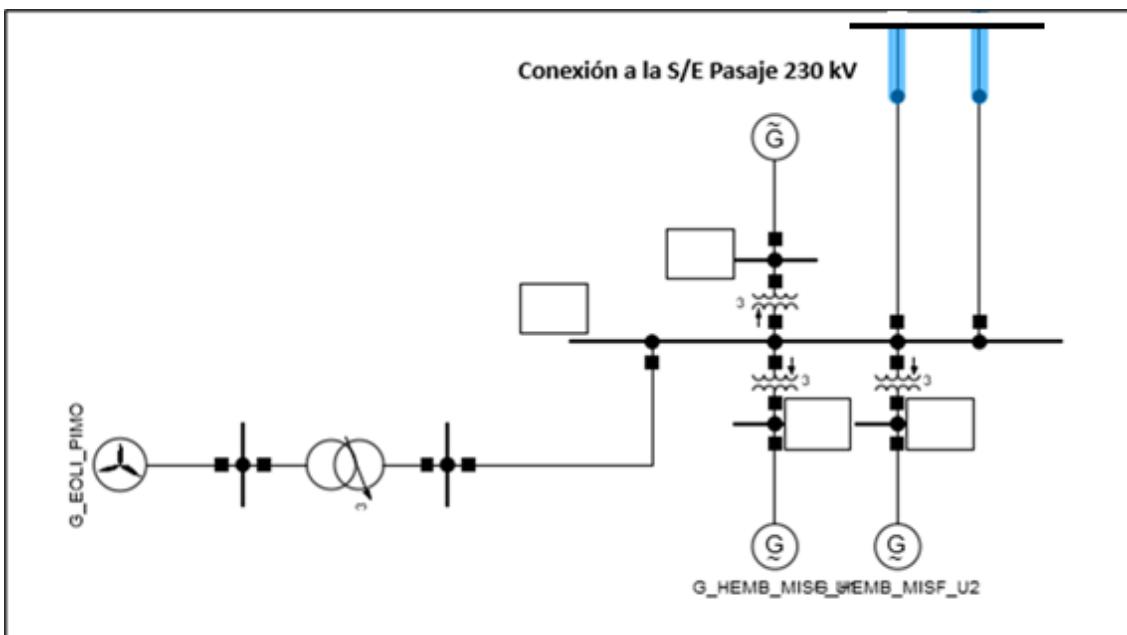


Figura 61. Diagrama unifilar, sección de conexión Minas San Francisco – Pasaje (Sección con conductor ACAR 2x750).

Asumiendo que las torres actualmente instaladas entre S/E Minas San Francisco y S/E Machala 230 kV soportan una repotenciación de la sección de la línea de transmisión ACAR 1200 que cuenta con una distancia de 13 km aproximadamente, el costo referencial de la repotenciación sería de \$ 4.095.000,00 USD. Dicho valor vendría a ser un valor agregado que volvería a la alternativa 2 la más costosa.

#### 6.3.4 Alternativa 3

Se evalúa la capacidad remanente en la subestación de conexión del proyecto El Pimo (S/E La Paz 230 kV), para lo cual se analizaron las contingencias más importantes que se puedan presentar en la zona de análisis indicado en la Tabla 7.

En la Figura 62 se puede observar los resultados de capacidad remanente para la Alternativa 3.

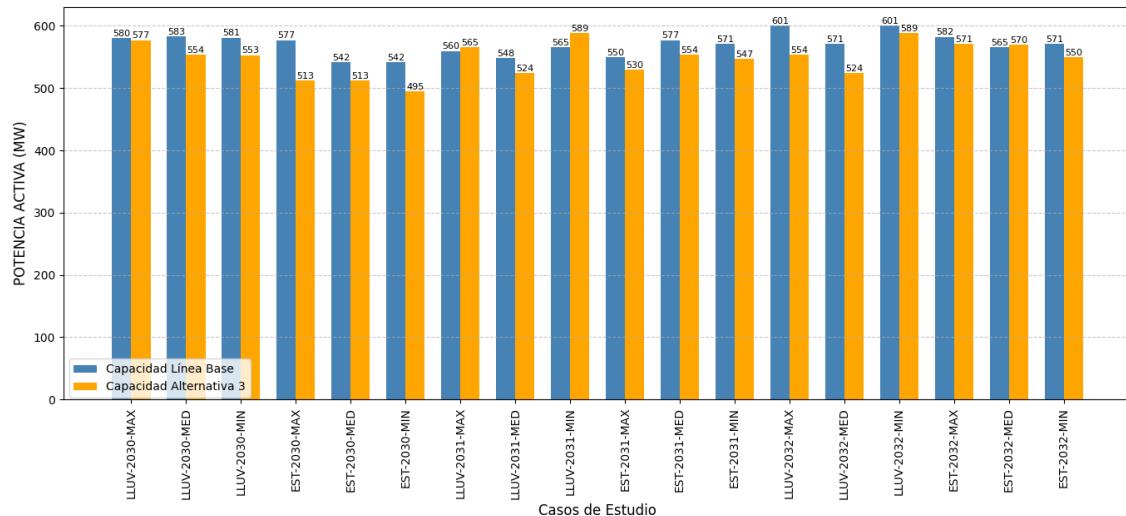


Figura 62. Resultados de capacidad remanente por caso de estudio (Alternativa 3).

Como se puede observar en la figura anterior, aun considerando la operación de la central El Pimo de 200 MW en la S/E La Paz 230 kV, se obtiene una capacidad remanente de mínima de 495 MW, valor suficiente para evacuar energía en la zona de influencia.

## 6.4 ESE

### 6.4.1 Línea Base

Se evalúa la capacidad remanente sin el proyecto El Pimo para la zona de influencia de las tres alternativas propuestas, los resultados se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 8. Ranking de contingencias San Idelfonso 230 kV.

Contingencias zona San Idelfonso 230kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MAX_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,94852278
L_MAX_2031	T_MILA_ATK	T_PAUT_U1	cargabilidad	101,55028
L_MAX_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95188177
L_MAX_2032	T_MILA_ATK	T_PAUT_U1	cargabilidad	111,17347
L_MAX_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,92880184
L_MED_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,9428673
L_MED_2030	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	220,325208

L_MED_2031	T_SIDE_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,96059593
L_MED_2031	T_MILA_ATK	B_Adelca_230	voltaje sobre	1,0325301
L_MED_2031	T_MILA_ATK	B_Milagro_230	voltaje sobre	1,03381711
L_MED_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,9077266
L_MED_2031	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	222,961776
L_MED_2031	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95834382
L_MED_2031	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95520708
L_MED_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,91816793
L_MED_2032	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	215,648619
L_MED_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95772157
L_MED_2032	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95872127
L_MIN_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,9473703
L_MIN_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,9502902
L_MIN_2031	L_MILA_PASC_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,084395
L_MIN_2031	L_MILA_SIDE_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,113532
L_MIN_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,93467024
L_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,96874535
L_MIN_2032	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,96711927
S_MAX_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,92588031
S_MAX_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,93291578
S_MAX_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,91554958
S_MED_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,92202818
S_MED_2030	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	223,950181
S_MED_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,93104609
S_MED_2031	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	214,330503
S_MED_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,9246199
S_MED_2032	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	233,691177
S_MIN_2030	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,94838259
S_MIN_2031	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,95010164
S_MIN_2032	T_MILA_ATU	B_Milagro_138	voltaje bajo	0,93783371
S_MIN_2032	T_MILA_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,92796494
S_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,96175529
S_MIN_2032	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,96049823

Tabla 9. Ranking de contingencias Minas San Francisco 230 kV.

Contingencias zona Minas San Francisco 230 kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MED_2031	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,958674871
L_MED_2031	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,955626902
L_MED_2031	T_SIDE_ATU	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,961434271
S_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,963768315

S_MIN_2032	L_MILA_PINC_1_1	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,963740892
L_MAX_2030	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	123,7288735
L_MAX_2031	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	130,2319772
L_MAX_2032	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	128,7142594
L_MED_2030	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	203,1265371
L_MED_2030	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	220,3252084
L_MED_2031	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	205,6083238
L_MED_2031	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	222,9617756
L_MED_2031	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,958343815
L_MED_2032	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	198,6132432
L_MED_2032	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	215,648619
L_MED_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,957721569
L_MIN_2030	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	120,0081626
L_MIN_2031	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	136,6013268
L_MIN_2031	L_MATA_AVAN_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,1611582
L_MIN_2031	L_MILA_SIDE_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,1135324
L_MIN_2032	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	140,0448614
L_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,968745353
S_MED_2030	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	185,5958117
S_MED_2030	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	223,950181
S_MED_2031	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	178,2239319
S_MED_2031	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	214,3305027
S_MED_2032	L_MATA_AVAN_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	196,4820269
S_MED_2032	L_AVAN_CEIB_2_1	T_PAUT_U1	cargabilidad	233,6911773
S_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2(1)	B_Puerto_Inca_138	voltaje bajo	0,961755293

Tabla 10. Ranking de contingencias La Paz 230 kV.

Contingencias zona La Paz 230 kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MAX_2030	T_CUEN_ATQ	T_CUEN_ATR	cargabilidad	102,17679
L_MAX_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	146,59518
L_MAX_2031	T_CUEN_ATQ	T_CUEN_ATR	cargabilidad	104,64973
L_MAX_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	135,69446
L_MED_2030	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	126,36587
L_MED_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	129,73453
L_MED_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	132,19467
L_MIN_2031	L_MOLI_PASC_2_2	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,5854
L_MIN_2031	L_MILA_ZHOR_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,31425
L_MIN_2031	L_MOLI_CHORRI_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	101,02675
L_MIN_2031	L_MILA_MOLI_2_2(1)	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,31611
L_MIN_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	102,46468

S_MAX_2030	L_MOLI_CHORRI_2_1	T_NBAB_ATR	cargabilidad	100,05797
S_MAX_2030	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	124,15124
S_MAX_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	121,66792
S_MAX_2032	T_LAPAZ_ATT	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,42242
S_MAX_2032	L_MOLI_LAPAZ_1_1	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,08878
S_MAX_2032	T_TADAY_ATT_230_138	T_GUAL_GUA	cargabilidad	101,58673
S_MAX_2032	L_CUEN_TADAY_1_1	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,39542
S_MAX_2032	L_CUEN_YANA_1_1	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,72902
S_MAX_2032	L_CUEN_LPAZ_1_2	T_GUAL_GUA	cargabilidad	101,1566
S_MAX_2032	T_TADA_ATI	T_LAVA_ATT_1	cargabilidad	100,599
S_MAX_2032	T_TADA_ATI	T_LAVA_ATT_2	cargabilidad	100,599
S_MAX_2032	L_TADA_MOLI_2_1	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,01162
S_MAX_2032	L_LPAZ_YANA_1_2	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,10428
S_MAX_2032	T_CBTZA_ATT	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,05731
S_MAX_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	133,19325
S_MED_2030	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	122,57072
S_MED_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	121,45755
S_MED_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	128,27056
S_MIN_2031	T_TADA_ATI	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,14366

#### 6.4.2 Alternativa 1

Analizando las topologías de las subestaciones se revisará el efecto de contingencias para los elementos de la zona de estudio que se muestra en la Tabla 5, los resultados del análisis se indican en la siguiente tabla:

Tabla 11. Ranking de contingencias El Pimo – San Idelfonso (Alternativa 1).

Contingencias zona de El Pimo – San Idelfonso 230kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MAX_2029	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.91823871
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93185698
L_MAX_2030	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.92107463
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.92539303
L_MAX_2031	L_MILA_SIDE_2_1	T_HGUA_U1_U5	Sobrecarga	100.376624
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.92010113
	L_MILA_SIDE_2_1	T_NBAB_ATR	Sobrecarga	101.310268
	L_MILA_SIDE_2_1	T_HGUA_U1_U5	Sobrecarga	100.473111
L_MAX_2032	T_PINC_ATR	T_PINC_ATQ	Sobrecarga	101.571262
	L_PINC_MACH_1_2	T041	Sobrecarga	100.07693
L_MED_2029	L_MILA_SIDE_2_1	T_Huascachaca_U	Sobrecarga	100.052805
	L_MILA_SIDE_2_1	B_Nueva_Babahoyo_69	Bajo Voltaje	0.94159199
	L_MILA_SIDE_2_1	B_Milagro_138	Bajo Voltaje	0.94229359
L_MED_2031	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.93298135
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.9185085
	T_SIDE_ATU	T_MACH_TRK	Sobrecarga	104.917583
	T_SIDE_ATU	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.92392601
L_MED_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.92163206
	T_PINC_ATR	T_PINC_ATQ	Sobrecarga	102.114222
L_MIN_2030	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93816954

	L_MILA_SIDE_2_1	T_Loma_Larga	Sobrecarga	100.033283
S_MAX_2029	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93691136
S_MAX_2030	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93905238
S_MAX_2031	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.94610055
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93188321
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94184174
S_MAX_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.92635595
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93561283
	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93815902
S_MED_2029	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.92591397
	L_MILA_SIDE_2_1	T1_CRIS_CRI	Sobrecarga	100.084236
	L_MILA_SIDE_2_1	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.93004244
S_MED_2030	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94574994
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.9386613
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94584609
S_MED_2031	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94184434
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.94647785
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93224953
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94020911
S_MED_2032	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.9436266
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.94930586
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93451346
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.94241021
S_MIN_2031	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93822324
S_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo Voltaje	0.93748669
	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.92387479
	T_PINC_ATR	B_Puerto_Inca_69	Bajo Voltaje	0.93559192

#### 6.4.3 Alternativa 2

Analizando las topologías de las subestaciones se revisará el efecto de contingencias para los elementos de la zona de estudio que se muestra en la Tabla 6, los resultados del análisis se indican en la siguiente tabla:

Tabla 12. Ranking de contingencias El Pimo – Minas San Francisco (Alternativa 2).

Contingencias zona de El Pimo – Minas Sa Francisco 230kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MAX_2030	T_SIDE_ATU	B_San_Idelfonso_138	Sobre voltaje	1,06256946
L_MAX_2030	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	139,137298
L_MAX_2030	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	139,160894
L_MAX_2031	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	107,677775
L_MAX_2031	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	107,653374
L_MAX_2032	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	118,343875
L_MAX_2032	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	118,520855
L_MED_2031	T_SIDE_ATU	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96564793
L_MED_2031	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96937027
L_MED_2031	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96892413
L_MED_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96451592
L_MED_2032	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,9675369
L_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96684134

L_MIN_2032	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96500213
S_MAX_2030	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	102,703963
S_MAX_2030	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	102,788807
S_MAX_2031	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	100,968659
S_MAX_2031	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	101,030529
S_MED_2031	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	118,072554
S_MED_2031	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	118,029981
S_MIN_2031	L_MSFR_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	105,840082
S_MIN_2031	L_PASA_PtoSecc_2_1	L_MSFR_PtoSecc_2_2	Cargabilidad	105,81418
S_MIN_2032	L_PINC_MACH_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96161765
S_MIN_2032	L_MILA_PINC_1_2	B_Puerto_Inca_138	Bajo voltaje	0,96073577

#### 6.4.4 Alternativa 3

Analizando las topologías de las subestaciones se revisará el efecto de contingencias para los elementos de la zona de estudio que se muestra en la Tabla 7, los resultados del análisis se indican en la siguiente tabla:

Tabla 13. Ranking de contingencias El Pimo – La Paz (Alternativa 3).

Contingencias zona de El Pimo – La Paz 230 kV				
Escenario	Contingencia	Nombre	Parámetro	Valor
L_MAX_2030	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	145,5781695
L_MAX_2031	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	152,1887567
L_MAX_2032	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	142,899467
L_MAX_2032	T_CBTZA_ATT	Monay(03)-Turi(08)	cargabilidad	100,0567137
L_MED_2030	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	131,1552761
L_MED_2031	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	135,0724395
L_MED_2032	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	134,199227
L_MIN_2030	L_CUMB_ENCU_2_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,0418349
L_MIN_2030	L_ENCU_BOMB_2_1	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,0014041
L_MIN_2030	T_LAPAZ_ATT	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,4466865
L_MIN_2030	L_MOLI_LAPAZ_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,2890173
L_MIN_2030	L_MOLI_CHORRI_2_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,2979805
L_MIN_2030	T_TADAY_ATT_230_138	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,8646249
L_MIN_2030	L CUEN_TADAY_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,2236895
L_MIN_2030	L_MILA_MOLI_2_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,1302951
L_MIN_2030	L_TADA_BOMB_2_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,1409117
L_MIN_2030	L CUEN_YANA_1_1	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,663495
L_MIN_2030	L_LPAZ_YANA_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,3868239
L_MIN_2030	L CUEN_LPAZ_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,8288123
L_MIN_2030	T CUEN_ATR	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,9440548
L_MIN_2030	T CUEN_ATR	T CUEN_ATQ	cargabilidad	103,7370161

L_MIN_2030	T_CBTZA_ATT	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,9739897
L_MIN_2030	L_DELS_CUMB_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,0252015
L_MIN_2030	L_MOLI_PASC_2_1	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,1834479
L_MIN_2030	L_MILA_ZHOR_2_1	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,1364134
L_MIN_2031	L_MOLI_LAPAZ_1_2	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,1191568
L_MIN_2031	L_MOLI_CHORRI_2_2	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	101,1095083
L_MIN_2031	L_MILA_MOLI_2_2	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,3994437
L_MIN_2031	L_CUEN_YANA_1_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,0318491
L_MIN_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	105,4856149
L_MIN_2031	T_CBTZA_ATT	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,1090738
L_MIN_2031	L_MOLI_PASC_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,6732486
L_MIN_2031	L_MILA_ZHOR_2_1	T_NSAMBO_ATI_3U	cargabilidad	100,3981367
L_MIN_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	108,5367946
S_MAX_2030	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	126,0403559
S_MAX_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	122,7290647
S_MAX_2032	T_LAPAZ_ATT	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,3085127
S_MAX_2032	T_TADAY_ATT_230_138	T_GUAL_GUA	cargabilidad	101,1596394
S_MAX_2032	L_CUEN_TADAY_1_2	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,0525966
S_MAX_2032	L_CUEN_YANA_1_1	T_GUAL_GUA	cargabilidad	100,4147055
S_MAX_2032	L_CUEN_LPAZ_1_2	T_GUAL_GUA	cargabilidad	101,0165916
S_MAX_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	134,4752883
S_MED_2030	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	125,7596756
S_MED_2031	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	124,4233213
S_MED_2032	T_CUEN_ATR	T_CUEN_ATQ	cargabilidad	131,5554978
S_MIN_2030	T_TADAY_ATT_230_138	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,2479622
S_MIN_2030	L_CUEN_LPAZ_1_2	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,3721126
S_MIN_2030	T_CUEN_ATR	T_Loma_Larga	cargabilidad	100,5302498

## 6.5 Cortocircuitos

Se realiza un estudio de cortocircuitos en las subestaciones de la zona de influencia del proyecto. Esto con el objetivo de conocer si el equipo primario instalado o a instalarse en las mismas tiene la capacidad suficiente para soportar posibles corrientes de falla que se pudieran producir, considerando la incorporación del proyecto.

A continuación, se presentan los valores de corrientes de falla trifásica y monofásica en las subestaciones mencionadas. Se considera la siguiente simbología:

- Skss: Potencia de cortocircuito en MVA.
- Ikss: Corriente inicial de cortocircuito en kA.
- ip: Corriente pico de cortocircuito en kA.

### 6.5.1 Línea Base

Tabla 14. Resultados de cortocircuito línea base.

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Ik''	Sk''	ip	Ik''	Sk''	ip
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA
B_La_Avanzada_230	12,35	1640,53	31,46	12,37	4927,78	31,5
B_Milagro_230	22,74	3019,37	56,59	22,49	8960,53	55,98
B_Machala_230	15,82	2100,72	40,29	14,91	5940,87	37,98
B_Minas_San_Francisco_230	16,28	2161,87	41,89	14,53	5787,71	37,38
B_San_Idelfonso_138	16,75	1334,54	44,06	14,95	3573,69	39,33
B_Puerto_Inca_138	4,95	394,07	10,56	4,68	1119,3	10
B_San_Idelfonso_230	22,26	2956,48	57,58	19,66	7831,93	50,85
B_Pasaje_230	24,42	3242,9	64,18	20,38	8119,5	53,56
B_Machala_138	10,54	839,6	25,77	10,07	2407	24,62
B_La_Paz_230	6,45	856	15,98	7,51	2991,13	18,62
B_Yanacocha_138	9,4	748,57	22,24	8,85	2116,18	20,96
B_Molino_230	32,89	4367,05	84,33	29,08	11582,9	74,56
B_Cuenca_138	11,92	949,78	27,55	11,66	2787,39	26,96
B_Loja_138	8,15	649,52	18,88	7,54	1802,58	17,47
B_La_Paz_138	10,19	812,21	24,62	9,91	2368,06	23,92

### 6.5.2 Alternativa 1

Tabla 15. Resultados de cortocircuito (Alternativa 1).

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Ik''	Sk''	ip	Ik''	Sk''	ip
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA
B_La_Avanzada_230	12,38	1643,97	31,53	12,37	4927,78	31,5
B_Milagro_230	22,74	3020,03	56,61	22,53	8976,02	56,05
B_Machala_230	15,91	2112,48	40,52	14,91	5940,87	37,98
B_Minas_San_Francisco_230	16,29	2163,04	41,91	14,53	5787,71	37,38
B_San_Idelfonso_138	16,8	1338,82	44,2	14,95	3573,69	39,33
B_Puerto_Inca_138	4,95	394,09	10,57	4,68	1119,3	10
B_San_Idelfonso_230	22,73	3017,78	58,78	19,66	7831,93	50,85
B_Pasaje_230	24,5	3253,86	64,4	20,38	8119,5	53,56
B_Pimo_230	5,31	705,44	13,22	4,32	1719,04	10,74

### 6.5.3 Alternativa 2

Tabla 16. Resultados de cortocircuito (Alternativa 2).

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Ik''	Sk''	ip	Ik''	Sk''	ip
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA

	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA
B_Pimo_230	4,99	662,43	12,43	4	1595,36	9,98
B_Machala_230	15,83	2101,42	40,31	14,91	5940,87	37,98
B_Machala_138	10,54	839,64	25,77	10,07	2407	24,62
B_Milagro_230	22,74	3019,39	56,59	22,53	8976,02	56,05
B_Minas_San_Francisco_230	16,7	2217,11	42,96	14,53	5787,71	37,38
B_San_Idelfonso_138	16,75	1334,7	44,07	14,95	3573,69	39,33
B_Puerto_Inca_138	4,95	394,07	10,56	4,68	1119,3	10
B_Pasaje_230	24,5	3252,77	64,38	20,38	8119,5	53,56
B_San_Idelfonso_230	22,28	2958,62	57,62	19,66	7831,93	50,85
B_La_Avanzada_230	12,36	1641,26	31,48	12,37	4927,78	31,5

#### 6.5.4 Alternativa 3

Tabla 17. Resultados de cortocircuito (Alternativa 3).

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Ik''	Sk''	ip	Ik''	Sk''	ip
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA
B_Pimo_230	4,31	571,76	10,63	3,44	1368,99	8,49
B_La_Paz_230	7,23	960,36	17,93	7,51	2993,02	18,63
B_Yanacocha_138	9,4	749,16	22,26	8,85	2116,18	20,96
B_Molino_230	32,96	4376,44	84,51	29,08	11582,9	74,56
B_Cuenca_138	11,94	950,92	27,59	11,66	2787,39	26,96
B_Loja_138	8,16	649,8	18,89	7,54	1802,58	17,47
B_La_Paz_138	10,51	837,61	25,39	10,51	2368,06	23,92

## 7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 7.1 Flujo de Potencia

#### 7.1.1 Línea Base

No se presentan violaciones de voltaje en las S/E de análisis con excepción de la barra Milagro 138 kV en escenarios de estiaje demanda máxima.

De los resultados de flujos de potencia obtenidos, se puede observar que las cargabilidades de las líneas de transmisión se encuentran dentro de un rango normal de operación las cuales no superan el 60 % de cargabilidad en todas las zonas de análisis.

Los transformadores aledaños a la zona de estudio se encuentran dentro de los límites operativos con excepción del transformador ATT 230/138 kV de la subestación La Avanzada 230/138 kV (T\_LAVA\_ATT\_1) que llega a tener una cargabilidad superior al 80% para escenarios lluvioso con demanda máxima.

### 7.1.2 *Alternativa 1*

En esta configuración, no se presentan violaciones de voltaje en las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, salvo en el escenario correspondiente al año 2030 bajo condiciones lluviosas y demanda media, donde se registra un nivel de tensión inferior al permitido en la barra Puerto Inca a nivel de 138 kV. Esta condición debe ser evaluada en detalle, a fin de proponer una solución que evite problemas de bajo voltaje en dicha barra.

Las líneas de transmisión que conforman la zona de influencia operan dentro de márgenes seguros, destacándose la línea de conexión del proyecto eólico El Pimo, que alcanza un máximo del 60% de cargabilidad, lo cual garantiza condiciones adecuadas para la evacuación de la energía generada por la central.

En lo que respecta a pérdidas eléctricas, estas se mantienen despreciables en todos los escenarios evaluados, lo que indica que el sistema opera dentro de rangos aceptables.

Respecto a los transformadores, se identificó que el transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU 230/138kV) presenta la mayor cargabilidad, alcanzando un 67% en el escenario del año 2031 bajo condiciones lluviosas y demanda media. En comparación, la línea base para las mismas condiciones muestra una cargabilidad de 53%, lo que representa un incremento de 14 puntos porcentuales asociado a la conexión del proyecto El Pimo. Este comportamiento posiciona al transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU 230/138kV) como el elemento más afectado por dicha conexión.

### 7.1.3 *Alternativa 2*

En esta alternativa no se registran violaciones de voltaje significativas, con excepción del escenario correspondiente al año 2032 bajo condiciones lluviosas y demanda máxima, donde se observa una sobre voltaje en la barra El Pimo a nivel de 230 kV, alcanzando un valor de 1.05 pu. Esta situación debe ser considerada para evitar posibles afectaciones por sobretensión.

Las líneas de transmisión en esta configuración también operan dentro de márgenes seguros. La L/T Minas San Francisco – Pasaje a nivel de 230 kV, la cual presenta dos secciones con diferentes tipos de conductor: la sección L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_2 con conductor ACAR 1200, y la sección L\_PASA\_PtoSecc\_2\_2 con conductor 2x750 ACAR. En este contexto, la sección con conductor ACAR 1200 alcanza niveles de cargabilidad cercanos al 69% bajo condiciones de estado estacionario respecto a la línea base que llega a niveles del 35%, lo que representa un incremento de 34 puntos porcentuales asociado a la conexión del proyecto El Pimo en la S/E Minas San Francisco.

Las pérdidas de energía se mantienen despreciables en todos los escenarios, con excepción de las pérdidas asociadas a la línea antes mencionada, por lo cual se considera que el sistema se mantiene dentro de los límites técnicos admisibles.

En cuanto a los transformadores, el transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU 230/138kV) presenta una cargabilidad del 53% en el escenario

del año 2031 con condiciones lluviosas y demanda media, con respecto a la línea base que presenta una cargabilidad similar de 53%. Adicionalmente, se identificó que el transformador ATT 230/138 kV de la S/E La Avanzada (T\_LAVA\_ATT\_1 230/138 kV de) mantiene una cargabilidad superior al 80% inclusive sin el proyecto El Pimo, por lo que no se considera directamente afectados los transformadores ante la incorporación del proyecto El Pimo en la S/E Minas San Francisco.

#### **7.1.4 Alternativa 3**

Para esta alternativa se detecta un valor elevado de voltaje en la barra La Paz a nivel de 230 kV, alcanzando los 1.05 pu, lo cual debe ser considerado como un punto crítico a resolver para evitar problemas de sobre voltaje. Las demás barras de la zona de influencia no presentan violaciones de voltaje.

Las líneas de transmisión mantienen una operación segura, con la línea de conexión del proyecto eólico El Pimo a la S/E La Paz alcanza niveles de cargabilidad de hasta el 60%.

Las pérdidas eléctricas se mantienen despreciables en los escenarios analizados, por lo que se concluye que el sistema opera dentro de parámetros aceptables.

Respecto a los transformadores, se identificó que los transformadores ATQ 138/69 kV y ATR 138/69 kV de la S/E Cuenca (T CUEN\_ATQ, T CUEN\_ATR) presentan una cargabilidad de hasta el 67% en escenarios de demanda máxima y condiciones lluviosas. Asimismo, se destaca que el transformador Taday 500/230 kV alcanza un 86% de cargabilidad en el año 2032 bajo condiciones de estiaje y demanda máxima. A pesar de estos valores, ningún transformador de la zona excede sus límites de operación. Sin embargo, esta condición se presenta aun sin la inclusión del proyecto El Pimo es decir en la línea base se refleja cargabilidades iguales, por lo que se determina que dicho proyecto no ejerce una influencia significativa sobre estos transformadores.

### **7.2 Capacidad remanente:**

#### **7.2.1 Línea Base**

De los resultados obtenidos se puede observar que la S/E Minas San Francisco presenta la capacidad remanente más baja con un valor de 62 MW en comparación a las S/E San Idelfonso y La Paz, esta capacidad se ve limitada por la sección del conductor que conecta la central Minas San Francisco y S/E Pasaje a nivel de 230 kV es del tipo ACAR 1200, cuyo límite térmico es aproximadamente 333 MVA.

#### **7.2.2 Alternativa 1**

Del análisis realizado se observa que la generación del proyecto El Pimo conectado a la S/E San Idelfonso 230 kV, es factible instalar, ya que existe la capacidad remanente ante contingencias N-1 para la evacuación de la energía, es preciso aclarar que para el análisis no se consideró el transformador ATU 230/138 kV de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU) ya que su índice de falla nulo lo pone como un elemento descartable para el análisis.

### 7.2.3 *Alternativa 2*

Del análisis realizado se observa que la generación del proyecto El Pimo conectado a la S/E Minas San Francisco 230 kV, no sería factible instalar, ya que en las condiciones actuales del sistema no existe capacidad remanente en la S/E Minas San Francisco, los resultados obtenidos indican que al tener el proyecto El Pimo la sección L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_2 con conductor ACAR 1200 (L/T Minas San Francisco – Pasaje) que sale de la S/E Minas San Francisco sufriría una sobrecarga ante contingencia N-1.

De considerarse una repotenciación asumiendo que las torres actualmente instaladas entre S/E Minas San Francisco y S/E Machala 230 kV soportan una repotenciación de la sección de la línea de transmisión ACAR 1200 que cuenta con una distancia de 13 km aproximadamente, el costo referencial de la repotenciación sería de \$ 4.095.000,00 USD. Dicho valor vendría a ser un valor agregado que volvería a la alternativa 2 la más costosa.

### 7.2.4 *Alternativa 3*

Del análisis realizado se observa que la generación del proyecto El Pimo conectado a la S/E La Paz 230 kV, preliminarmente es factible instalar, ya que existe la capacidad remanente de ante contingencias N-1 para la evacuación de energía.

## 7.3 *ESE*

### 7.3.1 *Línea Base*

Como resultado del análisis de ESE se puede observar que para zona de San Idelfonso (Alternativa 1) la barra Puerto Inca 138 kV es el elemento más afectado ante contingencias N-1, provocando bajo voltaje en la misma, resultados similares se presentan para la zona de Minas San Francisco (Alternativa 2) donde las contingencias de la zona provocan caída de voltaje en la barra previamente descrita.

Finalmente, para la zona da La Paz 230 kV se puede observar que las contingencias más críticas son la salida intempestiva de los transformadores ATQ y ATR que genera alta cargabilidad en el transformador paralelo.

### 7.3.2 *Alternativa 1*

De los resultados obtenidos del análisis de seguridad estática, a continuación, se detallan las contingencias más relevantes y sus consecuencias:

- a) La salida intempestiva de uno de los circuitos de la L/T Puerto Inca – San Idelfonso (L\_PINC\_MACH\_1\_2, 138 kV) provoca niveles bajos de voltaje en las barras de Puerto Inca a nivel de 69 y 138 kV, esta contingencia se consolida como la principal contingencia de bajo voltaje para los años 2030 a 2032.
- b) La indisponibilidad del transformador ATU 230/138 de la S/E San Idelfonso (T\_SIDE\_ATU) ocasiona un incremento en la cargabilidad del transformador TRK 230/69 de la S/E Machala (T\_MACH\_TRK), alcanzando hasta el 105%,

durante el periodo lluvioso medio del año 2031, aumentando la presión operativa sobre este equipo.

- c) La salida de uno de los transformadores 138/69 de la S/E Puerto Inca (T\_PINC\_ATR) genera niveles bajos de voltaje en la barra B\_Puerto\_Inca\_69, afectando principalmente el periodo lluvioso del año 2029, así como los periodos de estiaje máximo de 2031 y 2032, estiaje medio de 2030 a 2032, y estiaje mínimo del año 2031. Además, esta contingencia incrementa la cargabilidad del transformador T\_PINC\_ATQ durante los periodos lluvioso máximo y medio del año 2032, reflejando su impacto significativo en la estabilidad y operación del sistema.

#### 7.3.3 *Alternativa 2*

De los resultados obtenidos del análisis de seguridad estática, a continuación, se detallan las contingencias más relevantes y sus consecuencias:

- a) Ante la salida de uno de los circuitos de la L/T Minas San Francisco - Pasaje (L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_1 230 kV) afecta la conexión en paralelo generando una sobrecarga del conductor por encima de los límites admisibles de operación llegando a tener una cargabilidad del 136% ante esta contingencia.
- b) La salida intempestiva de la línea Puerto Inca – San Idelfonso a nivel de 138 kV (L\_PINC\_MACH\_1\_2) provoca niveles bajos de voltaje en las barras B\_Puerto\_Inca\_69 y B\_Puerto\_Inca\_138, afectando los escenarios tanto lluviosos como de estiaje.
- c) La salida intempestiva de la línea Milagro – Puerto Inca a nivel de 138 kV (L\_MILA\_PINC\_1\_2) provoca niveles bajos de voltaje en las barras B\_Puerto\_Inca\_69 y B\_Puerto\_Inca\_138, afectando los escenarios tanto lluviosos como de estiaje.

#### 7.3.4 *Alternativa 3*

De los resultados obtenidos del análisis de seguridad estática para esta alternativa en la zona de influencia no se ha presentado una contingencia crítica debido al ingreso del proyecto, esto se debe a que para el presente estudio se tomó en cuenta la futura repotenciación del corredor Cuenca – La Paz – Yanacocha – Loja, la conexión de La Paz – Molino a nivel de 230 kV y la conexión de la S/E Cuenca – Taday a nivel de 138 kV lo que conforma un anillo a nivel de 230 kV que brinda confiabilidad y robustez a la zona de estudio.

Ante contingencias N-1 el ingreso del proyecto El Pimo no provoca nuevas contingencias críticas en la zona de influencia.

#### 7.4 *Cortocircuitos:*

En la Tabla 18, Tabla 19, Tabla 20 se presenta la comparación de las corrientes iniciales de cortocircuito entre los distintos escenarios: Línea Base vs Alternativa1, Línea Base vs Alternativa 2 y Línea Base vs Alternativa 3.

Tabla 18. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 1.

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Línea Base	Alternativa 1	$\Delta I_k$ (kA)	Línea Base	Alternativa 1	$\Delta I_k$ (kA)
	$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)		$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)	
B_San_Idelfonso_230	22,26	22,73	0,47	19,66	19,67	0,01
B_San_Idelfonso_138	16,75	16,8	0,05	14,95	14,95	0
B_Pasaje_230	24,42	24,5	0,08	20,38	20,38	0

Tabla 19. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 2.

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Línea Base	Alternativa 2	$\Delta I_k$ (kA)	Línea Base	Alternativa 2	$\Delta I_k$ (kA)
	$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)		$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)	
B_Minas_San_Francisco_230	16,28	16,7	0,42	14,53	14,53	0
B_Pasaje_230	24,42	24,5	0,08	20,38	20,38	0

Tabla 20. Comparación de corrientes iniciales de cortocircuito Línea Base - Alternativa 3.

S/E	Falla Monofásica			Falla Trifásica		
	Línea Base	Alternativa 3	$\Delta I_k$ (kA)	Línea Base	Alternativa 3	$\Delta I_k$ (kA)
	$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)		$I_k$ (kA)	$I_k$ (kA)	
B_La_Paz_230	6,45	7,23	0,78	7,51	7,51	0
B_La_Paz_138	10,19	10,51	0,32	9,91	10,51	0,6
B_Molino_230	32,89	32,96	0,07	29,08	29,08	0

Los resultados obtenidos muestran que, en general, la alternativa 2 genera un menor aporte de corriente de cortocircuito; sin embargo, la incorporación del proyecto en las tres alternativas genera incrementos leves en las corrientes de falla, manteniéndose dentro de márgenes no significativos tanto para fallas trifásicas como fase-tierra. De manera general, se debe contemplar los valores presentados para las tres alternativas con el fin de lograr el dimensionamiento adecuado de los interruptores según la alternativa más viable.

## 8 CONCLUSIONES

- La implementación y puesta en servicio del proyecto de generación eólica El Pimo, con conexión a nivel de 230 kV en la S/E San Idelfonso, es preliminarmente viable. Los resultados indican que la cargabilidad de los elementos del SNT en las proximidades de la subestación se mantiene dentro de límites operativos aceptables, sin registrar condiciones críticas. Esto sugiere que el sistema interconectado puede integrar esta nueva generación sin comprometer su estabilidad ni eficiencia, asegurando una operación confiable bajo los escenarios evaluados.
- El análisis de las corrientes de cortocircuito previo y posterior al ingreso del proyecto El Pimo en 2030 para todas las alternativas demuestra que su incorporación genera incrementos leves en las corrientes de falla,

manteniéndose dentro de márgenes no significativos tanto para fallas trifásicas como fase-tierra. Estos valores permanecen dentro de los límites de los estándares establecidos para los interruptores de potencia, confirmando la capacidad del sistema para operar de manera segura y confiable frente a las condiciones proyectadas.

- Desde el punto de vista de seguridad estática y confiabilidad del sistema, la Alternativa 3 ofrece el mejor desempeño. Esta alternativa no presenta contingencias críticas en el análisis, lo cual se atribuye a la repotenciación del corredor Cuenca – La Paz – Yanacocha – Loja y la configuración en anillo a 230 kV. Esta topología aporta robustez al sistema, mejorando la confiabilidad operativa ante fallas y contingencias, aspecto que no se cumple en las alternativas 1 y 2, donde se identifican eventos de bajo voltaje y sobrecargas relevantes en distintos elementos del sistema.
- A partir del análisis realizado, los costos referenciales asociados a la alternativa 3 son más económicos con respecto a las alternativas 1 y 2. La alternativa 2 y 3 tienen costos referenciales similares; sin embargo, se debe tomar en cuenta que para que la alternativa 2 sea viable técnicamente se debe realizar complementariamente una repotenciación de las líneas de transmisión, lo cual incrementaría la inversión requerida para esta alternativa.
- Considerando la viabilidad técnica integral, la Alternativa 3 se perfila como la opción más adecuada para la conexión del proyecto El Pimo. Esta alternativa no solo garantiza condiciones normales de operación con márgenes aceptables de tensión, cargabilidad y pérdidas, sino que además de ser la subestación más cercana físicamente asegura la evacuación de energía bajo condiciones de contingencia N-1 en la cual no se presenta contingencias críticas en la zona de influencia. A diferencia de la Alternativa 2, donde se identifica falta de capacidad remanente y sobrecarga en uno de los circuitos de la L/T Minas San Francisco – Pasaje a nivel de 230 kV (L\_MSFR\_PtoSecc\_2\_2), la Alternativa 3 se sustenta en una infraestructura más robusta, lo que la convierte en la alternativa técnicamente más favorable.

## 9 RECOMENDACIONES

- Verificar posibles refuerzos para la operación de la S/E Puerto Inca, debido a que se presentaron condiciones de bajo voltaje antes contingencias en las líneas Milagro – Puerto Inca 138 kV y Puerto Inca – San Idelfonso 138 kV.
- Considerando los resultados obtenidos en el presente estudio, se recomienda a la alternativa 3 como la más viable técnicamente y la que menor inversión inicial requiere.