

## Apéndice III – Otros Análisis

### Complemento a la propuesta de expansión de la transmisión 2022

20 de junio de 2022

---

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

### REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

### AUTORES

Nombre	Cargo
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

### DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Enviado a la Comisión Nacional de Energía
	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

## **1 OTROS ANÁLISIS**

---

### **1.1 EVALUACIÓN DE INTERRUPTORES DE PODER DEBIDO AL AUMENTO DE FORTALEZA DE LA RED**

#### **1.1.1 INTRODUCCIÓN**

El análisis de Fortaleza de la Red incluidos en el Informe PET del año 2022<sup>1</sup>, identifica la necesidad de incorporar equipamiento en el sistema de transmisión con la finalidad de aumentar la potencia de cortocircuito en al menos 7 subestaciones, alcanzando con ello valores de ESCR > 1,5 para una operación estable<sup>2</sup>. Con la finalidad de validar los resultados obtenidos, el Coordinador se encuentra desarrollando estudios complementarios que validen los tamaños y ubicaciones de estos refuerzos, a través de algoritmos de optimización que permitan validar dicha solución.

Una vez definido la ubicación y tamaños de potencia de cortocircuito requeridos, se debe verificar que las corrientes de cortocircuito (Icc) no superen la capacidad del equipamiento en subestaciones adyacentes a estas nuevas instalaciones.

#### **1.1.2 OBJETIVO Y ALCANCE**

Identificar la necesidad de cambios de interruptores en subestaciones que se recomienda la incorporación de nuevas instalaciones que aumentarán los aportes de corrientes de cortocircuito. El nuevo equipamiento que entregará el servicio de potencia de cortocircuito será incluido en el Informe de Servicios Complementarios del año 2023. Dado los plazos para la licitación de este nuevo servicio, se espera que la infraestructura se incorpore al sistema de transmisión a partir del año 2025, año en el que se evaluará la condición de interruptores.

---

<sup>1</sup> Capítulo 6.1 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2022: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/>

<sup>2</sup> Si bien existe riesgos de interacción entre inversores para valores:  $3 > \text{ESCR} > 1,5$  estos se pueden subsanar con ajustes de los parámetros de control de los inversores.

### 1.1.3 METODOLOGÍA Y ANTECEDENTES UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS

#### Antecedentes utilizados

Para la evaluación de interruptores se consideran los siguientes antecedentes:

- a) Resultados preliminares de la definición de tamaño y ubicación de requerimientos de potencia de cortocircuito para ESCR > 1,5, incluidos en el Informe Preliminar Actividad 1 “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional”. Los valores se encuentran indicados en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1. Requerimientos de potencia de cortocircuito para ESCR mínimo




Zona	SS/EE	Potencia de cortocircuito en barra (MVA)
1	Nueva Pozo Almonte 220 kV	603
2	María Elena 220 kV	2562
	Miraje 220 kV	1823
	Calama Nueva 220 kV	1286
3	Domeyko 220 kV	503
	Likanantai 220 kV	940
	O’Higgins 220 kV	653
	El Cobre 220 kV	1282
4	Diego de Almagro 110 KV	535
	Illapa 220 kV	2381
5	Algarrobal 220 kV	1436
<b>Total (MVA)</b>		<b>14004</b>

- b) Información de interruptores y diagramas unilineales de subestaciones, contenidos en Infotécnica.
- c) Estudios de Integridad de instalaciones del Sistema de Transmisión – 2017<sup>3</sup> (EIST-2017).

<sup>3</sup><https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/integridad-de-instalaciones-del-sistema-de-transmision/estudios-de-integridad-del-distema-de-transmision/estudio-de-integridad-de-instalaciones-de-transmision-2017/>

## Metodología

La metodología utilizada para la evaluación de interruptores corresponde a la incluida en EIST-2017, donde la clasificación de la condición de interruptores corresponde a lo siguiente:

- Condición Normal : Esta clasificación corresponde a interruptores que cuentan con holgura suficiente, y cuyo máximo valor de corriente circulante a través del interruptor, es menor al 60% de la capacidad de ruptura nominal.
- Condición de Alerta : Esta clasificación corresponde a interruptores que cuentan con holgura limitada, y cuyo máximo valor de corriente circulante a través del interruptor, se encuentra en un rango entre el 60% y 90% de la capacidad de ruptura nominal.
- Condición Crítica : Esta clasificación corresponde a interruptores que no cuentan con holgura suficiente, y cuyo máximo valor de corriente circulante a través del interruptor, es superior al 90% de la capacidad de ruptura nominal.

Los análisis se realizarán de acuerdo con lo siguiente:

- 1) Se realiza una comparación de las corrientes de cortocircuito concentradas considerando los resultados del EIST-2017, Escenario 2021 (máximo enmallamiento), y los resultados de las corrientes de cortocircuito obtenidos al año 2025 incluidos los refuerzos de la Tabla 1-1, con la finalidad de evaluar el comportamiento de las corrientes. El cálculo de corrientes al año 2025 se realizará para 2 escenarios<sup>4</sup>, los que se describen a continuación:
  - a. Escenario día con máxima generación ERV al año 2025, y mínima generación térmica en la zona norte.
  - b. Escenario día con máxima generación ERV al año 2025, considerando el despacho de unidades de generación térmica típico en la zona norte durante la operación real. El escenario se ajusta considerando también las centrales despachadas según el proceso de optimización de largo plazo entregado por la herramienta PLP.

---

<sup>4</sup> De acuerdo con el Anexo Técnico “Cálculo de Niveles Máximos de Cortocircuito” de septiembre del año 2020, la evaluación de instalaciones existentes se debe realizar con escenarios que representen la condición más exigente y que represente la máxima contribución.

La comparación se realizará en las principales barras de la zona norte (Norte Grande y Atacama), considerando que los refuerzos de potencia de cortocircuito se ubican en dicha zona.

- 2) A partir de los resultados del EIST-2017, se vuelve a evaluar la condición de interruptores en subestaciones que se informaron en condición crítica en la zona norte.
- 3) Se realiza el análisis de interruptores en subestaciones donde se requiere el aumento de potencia de cortocircuito indicados en la Tabla 1-1. Queda fuera de este análisis S/E Likanantai, considerando que es una instalación futura y que la evaluación corresponde a un diagnóstico de instalaciones existentes.

#### **1.1.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

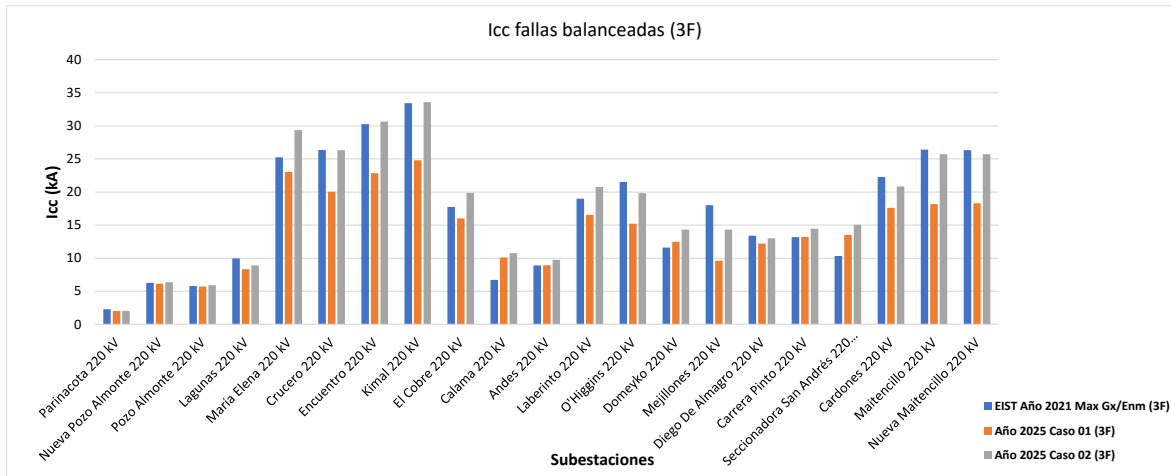
##### **Comparación de corrientes concentradas**

Se realiza una comparación de la evolución de corrientes al año 2021 y 2025, para corrientes balanceadas y desbalanceadas<sup>5</sup>, los que se encuentran a continuación en la Figura 1-1 y Figura 1-2 respectivamente. De los resultados, se puede observar que:

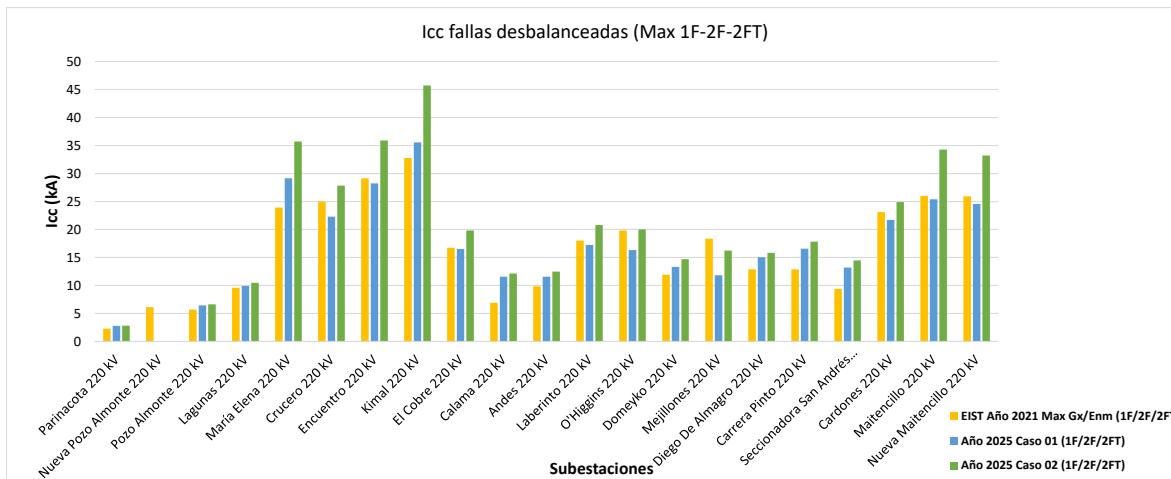
- Los mayores valores de corrientes de cortocircuito se encuentran entre subestaciones María Elena y Kimal, y entre subestaciones Cardones y Nueva Maitencillo, donde se concentra los refuerzos de potencia de cortocircuito requeridos para el aumento de Fortaleza de la Red.
- Las mayores corrientes de cortocircuito se obtienen para fallas desbalanceadas en S/E Kimal, alcanzando un valor de 45 kA, el que está fuertemente influenciado por el parque térmico despachado.

---

<sup>5</sup> Fallas balanceadas corresponde a eventos de cortocircuito trifásico, mientras que las Fallas desbalanceadas corresponde a cortocircuitos monofásico, bifásico, y bifásico a tierra.



**Figura 1-1 Evolución de corrientes de cortocircuito balanceadas en la zona norte**



**Figura 1-2 Evolución de corrientes de cortocircuito desbalanceadas en la zona norte**

### Análisis de capacidad de ruptura de interruptores

De acuerdo con los resultados del EIST-2017, se incluye en el análisis a las subestaciones Crucero y Mejillones, debido a la condición crítica que se identificó en algunos de sus interruptores. Estas subestaciones tenían interruptores con una capacidad de 16 kA, los que fueron reemplazados por instalaciones de mayor capacidad, o en su defecto, sus paños o puntos de conexión fueron trasladados a otras subestaciones.

Los resultados incluidos en la Tabla 1-2, muestran que para el Caso 01 el interruptor JRE asociado al reactor de S/E Crucero alcanza el valor límite de condición crítica, y un cambio en el despacho térmico cercano a la subestación, puede cambiar de una condición de Alerta a una condición Crítica.

**Tabla 1-2. Evaluación de criticidad de interruptores para los Casos 01 y Caso 02 del año 2025 destacando en color los casos de Alerta y Críticos.**

S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
Crucero	Crucero 220 kV - JRE Reactor	25,00	22,30	89%	27,84	111%
	Crucero 220 kV - JT1 Transformador 220/23 kV N°1	50,00	22,30	45%	27,84	56%
	Crucero 2 20 kV - J6 Línea 220 kV Chacaya - Crucero.	50,00	21,44	43%	26,54	53%
	Crucero 220 kV - J8 Línea 220 kV Crucero - Conchi.	31,50	21,68	69%	27,18	86%
	Crucero 220 kV - J9 Línea 220 kV Crucero - Radomiro Tomic.	31,50	21,28	68%	26,56	84%
	Crucero 220 kV - J12 Línea 220 kV Norgener - Crucero 1: Tap Off La Cruz - Crucero.	31,50	21,73	69%	26,54	84%
	Crucero 220 kV - J13 Línea 220 kV Norgener - Crucero 2: Tap Off La Cruz - Crucero.	31,50	22,10	70%	26,83	85%
	Crucero 220 kV - J15 Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito 1	40,00	12,77	32%	16,40	41%
	Crucero 220 kV - J16 Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito 2	40,00	12,77	32%	16,40	41%
Mejillones	Mejillones 220 kV - JT Autotransformador 220/115/13,8 kV	50,00	11,28	23%	15,60	31%
Nueva Calama	Nueva Calama 220 kV - JL1 Línea 220 kV Nueva Calama - Salar	31,50	10,05	32%	10,50	33%
	Nueva Calama 220 kV - JL2 Línea 220 kV Nueva Calama - Solar Jama	31,5	10,77	34%	11,29	36%
	Nueva Calama 220 kV - JT5 Transformador N°5 220/110/23 kV	50,00	11,15	22%	11,69	23%
Domeyko	Domeyko 220kV - J2 Línea 220 kV Domeyko - O'Higgins	31,50	11,80	37%	12,93	41%



S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
	Domeyko 220kV - J9 Línea 220 kV Domeyko - OGP1	40,00	12,31	31%	13,58	34%
	Domeyko 220kV - J3 Línea 220 kV Domeyko - Puri	31,50	12,12	38%	13,31	42%
	Domeyko 220kV - J6 Línea 220 kV Domeyko - Laguna Seca	40,00	13,33	33%	14,69	37%
	Domeyko 220kV - J4 Línea 220 kV Domeyko - Chimborazo	31,50	12,24	39%	13,44	43%
	Domeyko 220kV - J1 Línea 220 kV Domeyko - Planta Óxidos	40,00	13,32	33%	14,68	37%
	Domeyko 220kV - J5 Línea 220 kV Domeyko - Escondida	31,5	11,15	35%	12,31	39%
	Domeyko 220kV - J10 Línea 220 kV Domeyko - SVC Domeyko	40,00	12,48	31%	14,32	36%
	Domeyko 220kV - J8 Línea 220 kV Domeyko - Sulfuros	40,00	9,26	23%	10,34	26%
O'Higgins	O'Higgins 220 kV - J7 Línea 220 kV O'Higgins - Kapatur 1	40,00	13,81	35%	16,38	41%
	O'Higgins 220 kV - J10 Línea 220 kV O'Higgins - Kapatur 2	40,00	13,81	35%	16,38	41%
	O'Higgins 220 kV - J8 Línea 220 kV O'Higgins - Atacama 1	40,00	15,15	38%	18,63	47%
	O'Higgins 220 kV - J6 Línea 220 kV O'Higgins - Atacama 2	40,00	15,15	38%	18,63	47%
	O'Higgins 220 kV - J9 Línea 220 kV O'Higgins - Farellón	40,00	15,18	38%	18,81	47%
	O'Higgins 220 kV - J5 Línea 220 kV O'Higgins - Puri	40,00	15,46	39%	18,99	47%
	O'Higgins 220 kV - J4 Línea 220 kV O'Higgins - Coloso 2	40,00	16,17	40%	19,85	50%
	O'Higgins 220 kV - J3 Línea 220 kV O'Higgins - Coloso 1	40,00	15,90	40%	19,54	49%
	O'Higgins 220 kV - J2 Línea 220 kV O'Higgins - TO Bombeo - Domeyko	40,00	15,07	38%	18,53	46%
	O'Higgins 220 kV - J1 Línea 220 kV O'Higgins - Mejillones	50,00	14,53	29%	17,23	34%
El Cobre	El Cobre 220 kV - J5 Línea 220 kV El Cobre - Esperanza 2	40,00	15,79	39%	19,03	48%

S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>”</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>”</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
	El Cobre 220 kV - J4 Línea 220 kV El Cobre - Esperanza 1	40,00	15,79	39%	19,03	48%
	El Cobre 220 kV - J2 Línea 220 kV El Cobre - Chacaya 1	40,00	15,74	39%	18,60	47%
	El Cobre 220 kV - J3 Línea 220 kV El Cobre - Chacaya 2	40,00	15,74	39%	18,60	47%
	El Cobre 220 kV - J1/J7 Línea 220 kV El Cobre - Laberinto	40,00	9,88	25%	12,34	31%
	El Cobre 220 kV - J6 Línea 220 kV El Cobre - Gaby	40,00	16,09	40%	19,85	50%
	El Cobre 220 kV – JT Transformador SSAA 220/23 kV	40,00	16,52	41%	19,85	50%
Diego de Almagro	Diego de Almagro 110 kV - H1 Línea 110 kV Diego de Almagro - El Salvador	40,00	15,03	38%	15,81	40%
	Diego de Almagro 110 kV - H2 Línea 110 kV Diego de Almagro - Llanta 1	40,00	15,02	38%	15,80	39%
	Diego de Almagro 110 kV - H3 Línea 110 kV Diego de Almagro - Llanta 2	40,00	14,81	37%	15,57	39%
	Diego de Almagro 110 kV - HT1 Transformador 110/15 kV	40,00	15,05	38%	15,83	40%
	Diego de Almagro 110 kV - HT2 Transformador 110/11,5 kV	40,00	15,05	38%	15,83	40%
	Diego de Almagro 110 kV - HT3 Transformador 220/115/13,8 kV	31,50	12,68	40%	13,40	43%
	Diego de Almagro 110 kV - HT4 Transformador AT4 220/115/24 kV	40,00	13,88	35%	14,66	37%
	Diego de Almagro 110 kV - H5 Línea 110 kV Diego de Almagro - Central Javiera	40,00	14,92	37%	15,69	39%
	Diego de Almagro 110 kV - H6 Línea 110 kV Diego de Almagro - Manto Verde	40,00	14,97	37%	15,75	39%
	Diego de Almagro 110 kV - H7 Línea 110 kV Diego de Almagro - Minera Franke	40,00	15,05	38%	15,83	40%

S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
	Diego de Almagro 110 kV - H9 Línea 110 kV Diego de Almagro - Tap Off Chañares/El Salado	40,00	14,91	37%	15,69	39%
	Diego de Almagro 110 kV - H10 Línea 110 kV Diego de Almagro - Andes Generación	40,00	14,84	37%	15,61	39%
Nueva Pozo Almonte	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J1 Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte Circuito N°2	25,00	3,64	15%	3,74	15%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J2 Interruptor Medio entre J1 y J3	25,00	2,98	12%	3,07	12%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J3 Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Cóndores Circuito N°1	25,00	3,54	14%	3,64	15%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J7 Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte Circuito N°1	25,00	3,50	14%	3,59	14%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J8 Interruptor Medio entre J7 y J9	25,00	3,12	12%	3,23	13%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J9 Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas	25,00	3,25	13%	3,34	13%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J10 Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota	25,00	3,63	15%	3,72	15%
	Nueva Pozo Almonte 220 kV - J11 Interruptor Medio entre J10 y Futuro	25,00	3,21	13%	3,32	13%
María Elena	María Elena 2220 kV - J2 Línea 220 kV María Elena - Kimal Circuito 2	40,00	11,74	29%	13,76	34%
	María Elena 2220 kV - J3 Línea 220 kV María Elena - Frontera Circuito 1	40,00	13,83	35%	16,51	41%
	María Elena 2220 kV - J4 Interruptor Medio entre J3 y J5	40,00	12,80	32%	15,89	40%

S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>''</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
	María Elena 2220 kV - J5 Línea 220 kV María Elena - Kimal Circuito 1	40,00	11,07	28%	13,83	35%
	María Elena 2220 kV - J6 Línea 220 kV María Elena - Frontera Circuito 2	40,00	13,16	33%	15,86	40%
	María Elena 2220 kV - J7 Interruptor Medio entre J2 y J7	40,00	13,47	34%	16,55	41%
	María Elena 2220 kV - JT1 Transformador Ma Elena 220/22 kV	40,00	28,40	71%	34,63	87%
Miraje	Miraje 220 kV - J4 Línea 220 kV Miraje - Encuentro Circuito 1	50,00	10,59	21%	12,17	24%
	Miraje 220 kV - J5 Interruptor Medio entre J4 y J6	50,00	10,98	22%	13,01	26%
	Miraje 220 kV - J6 Línea 220 kV Miraje - Atacama 1 Circuito 1	50,00	11,05	22%	12,84	26%
	Miraje 220 kV - J7 Línea 220 kV Miraje - Encuentro Circuito 2	50,00	10,59	21%	12,17	24%
	Miraje 220 kV - J8 Interruptor Medio entre J7 y J9	50,00	10,98	22%	13,01	26%
	Miraje 220 kV - J9 Línea 220 kV Miraje - Atacama Circuito 2	50,00	11,05	22%	12,84	26%
Illapa	Illapa 220 kV - J1 Línea 220 kV Illapa - Diego de Almagro Circuito 2	40,00	12,78	32%	13,87	35%
	Illapa 220 kV - J2 Interruptor Medio entre J1 y J3	40,00	7,93	20%	8,56	21%
	Illapa 220 kV - J3 Línea 220 kV Illapa - Diego de Almagro Circuito 3	40,00	13,04	33%	14,12	35%
	Illapa 220 kV - J4 Línea 220 kV Illapa - Diego de Almagro Circuito 1	40,00	12,94	32%	14,02	35%
	Illapa 220 kV - J5 Interruptor Medio entre J4 y J6	40,00	8,17	20%	8,85	22%
	Illapa 220 kV - J6 Línea 220 kV Illapa - Carrera Pinto Circuito 1	40,00	12,96	32%	13,98	35%
	Illapa 220 kV - J7 Línea 220 kV Illapa - Cumbre Circuito 2	40,00	11,44	29%	12,24	31%

S/E	ID del Paño	Capacidad 52 [kA]	Año 2025 Caso 01		Año 2025 Caso 02	
			I <sup>m</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad	I <sup>m</sup> kss Máx. Circulante [kA]	Estado de criticidad
	Illapa 220 kV - J8 Interruptor Medio entre J7 y J9	40,00	8,18	20%	8,92	22%
	Illapa 220 kV - J9 Línea 220 kV Illapa - Carrera Pinto Circuito 2	40,00	12,21	31%	13,08	33%
	Illapa 220 kV - J10 Línea 220 kV Illapa - Cumbre Circuito 1	40,00	11,39	28%	12,18	30%
	Illapa 220 kV - J11 Interruptor Medio entre J10 y J12	40,00	8,13	20%	8,87	22%
	Illapa 220 kV - J12 Línea 220 kV Illapa - Carrera Pinto Circuito 3	40,00	12,11	30%	12,97	32%
Algarrobal	Algarrobal 220 kV - J1 Línea 220 kV Algarrobal - Cardones Circuito 1	40,00	13,67	34%	10,35	26%
	Algarrobal 220 kV - J2 Interruptor Medio entre J1 y J3	40,00	6,92	17%	7,96	20%
	Algarrobal 220 kV - J3 Línea 220 kV Algarrobal - Maitencillo 1	40,00	9,00	23%	10,09	25%
	Algarrobal 220 kV - J4 Línea 220 kV Algarrobal - Cardones Circuito 2	40,00	9,31	23%	10,56	26%
	Algarrobal 220 kV - J5 Interruptor Medio entre J4 y J6	40,00	6,89	17%	7,92	20%
	Algarrobal 220 kV - J6 Línea 220 kV Algarrobal - Maitencillo 2	40,00	9,22	23%	10,35	26%
	Algarrobal 220 kV - J7 Línea 220 kV Algarrobal - Cardones Circuito 3	40,00	9,09	23%	10,22	26%
	Algarrobal 220 kV - J8 Interruptor Medio entre J7 y J9	40,00	6,76	17%	7,79	19%
	Algarrobal 220 kV - J9 Línea 220 kV Algarrobal - Maitencillo 3	40,00	9,44	24%	10,69	27%

### 1.1.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se recomienda el reemplazo del interruptor JRE del Reactor Crucero a uno de mayor capacidad, considerando que los requerimientos de potencia de cortocircuito a instalar en la zona norte, dejan a la instalación en una condición de Alerta en escenarios sin centrales térmicas y en una condición



Crítica con valores de corriente que pueden alcanzar valores sobre la capacidad del interruptor cuando se incluyen Centrales Térmicas en la zona norte.

En la actualidad, los diagramas unilineales de S/E Crucero muestran varios paños en condición disponibles con interruptores de capacidad de 16 kA. Dado los valores de potencia de cortocircuito concentrados en la barra de Crucero mayor a 20 kA, se recomienda reemplazar este equipamiento a uno de mayor capacidad, previo a la puesta en operación de estos paños.

La evaluación del resto de subestaciones de la Zona Norte, será incluido en la PET 2023.

## 1.2 REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO EN EL ENTORNO DE S/E PARINA.

La presente sección evalúa el potencial beneficio de la conexión de un enlace HVDC entre las SS/EE Parinas y Polpaico, de tal forma de generar una vía directa entre el potencial de generación en el entorno de Taltal y los grandes centros de consumo en la zona central del país.

Tal como se indica en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión proceso 2022, la S/E Parinas se encontrará emplazada en la vecindad de la Reserva Eólica Taltal. Esta zona corresponde a una reserva en la que el Ministerio de Bienes Nacionales ha detectado gran potencial para el desarrollo de energía eólica. El informe antes mencionado contempla como solución de mediano plazo la implementación de un segundo transformador 500/220 kV en S/E Parinas, coincidiendo esto con el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión de 2021, de la CNE.

No obstante, como solución de largo plazo, en este informe se evalúa la implementación de un enlace HVDC entre las SS/EE Parinas y Polpaico, que entre en operación a inicios de 2031. Para el análisis se considera un enlace de similares características y costos a los contemplados para la nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

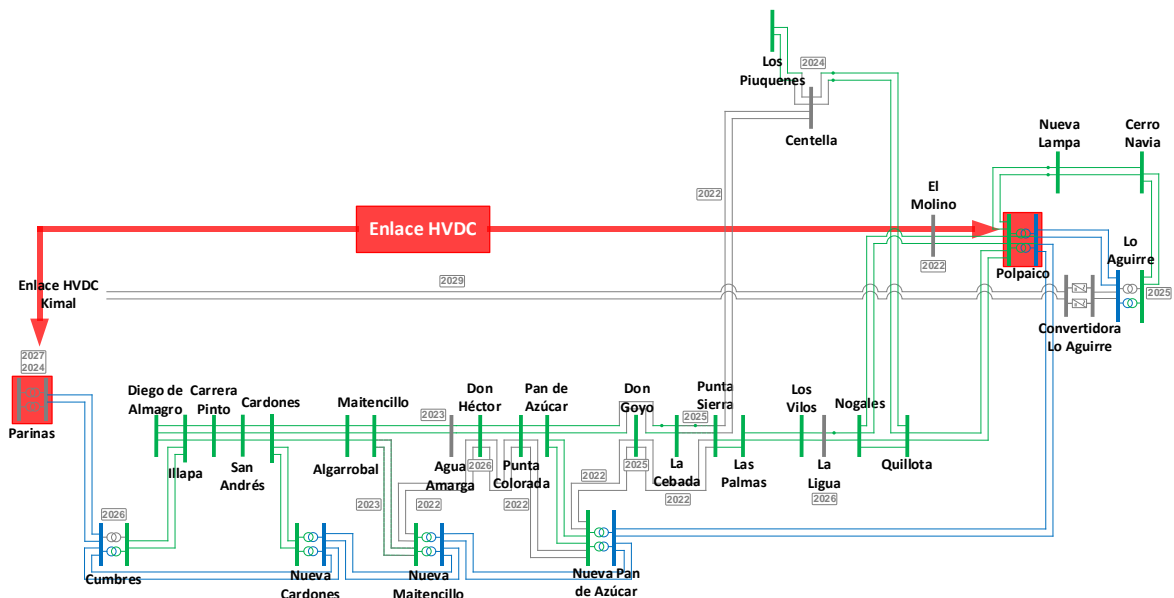
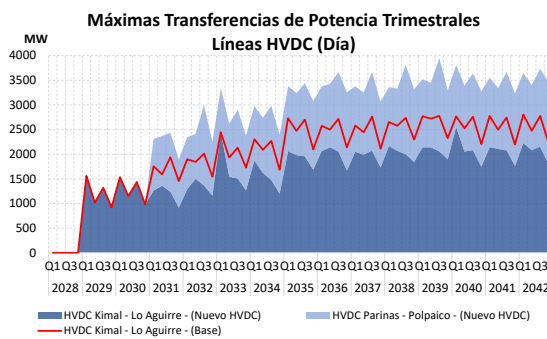
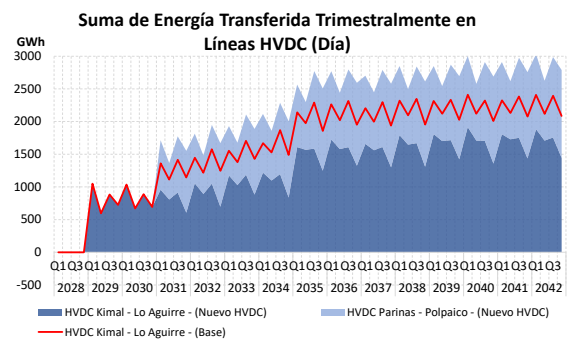


Figura 1-3. Caso de análisis en Sistema de Transmisión Nacional entre las SS/EE Parinas y Polpaico.

En la Figura 1-4 y la Figura 1-5 se muestran las máximas transferencias por las líneas HVDC, en potencia y energía respectivamente. Es posible observar que pese a que la máxima potencia transferida aumenta notoriamente en el conjunto de líneas HVDC, no ocurre lo mismo con la energía transmitida. En cuanto a flujos de potencia, se observa que el nuevo enlace HVDC solo reduce y comparte la energía transmitida por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.

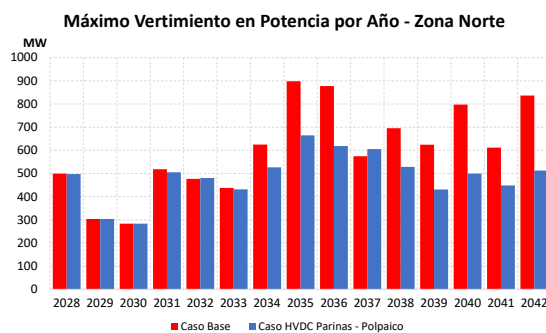


**Figura 1-4. Máxima potencia transferida por trimestre en líneas HVDC (Escenario E - Hidrología Media - Bloques Día).**

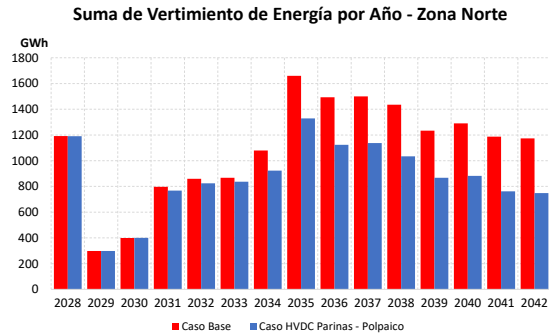


**Figura 1-5. Energía transferida trimestralmente en líneas HVDC (Escenario E - Hidrología Media - Bloques Día).**

El resultado obtenido es coincidente con el análisis de vertimiento de potencia y energía entre ambos casos, el cual se presenta en la Figura 1-6 y la Figura 1-7, respectivamente. Se observa que una nueva línea HVDC entre las S/E Parinas y Polpaico no resulta efectiva para eliminar o reducir notoriamente el vertimiento de ERV.



**Figura 1-6. Máxima potencia vertida en la Zona Norte (Escenario E - Hidrología Media).**



**Figura 1-7. Suma de energía vertida en la Zona Norte (Escenario E - Hidrología Media).**



Como consecuencia de lo anterior, se obtiene un ahorro operativo de una magnitud mucho menor a la requerida para costear una obra de este tipo. Cabe señalar que esta conclusión se anticipa en el plan de obras de generación, pues dicho plan se elabora a partir de la optimización conjunta entre la generación y la transmisión, el cual, de acuerdo con el Apéndice I: “Informe de Resultados Escenarios de Generación 2021” del informe de la propuesta de expansión del Coordinador, ya consideró como alternativas de expansión líneas HVDC de 2000 a 4000 MVA entre ambas zonas, sin resultados favorables.

**Tabla 1-3. Evaluación económica de la línea HVDC Parinas – Polpaico.**

Escenario	A	B	C	D	E
Valor Presente Ahorro	54.4	65.9	52.1	53.3	50.3
Valor Presente Inversión	903.5	903.5	903.5	903.5	903.5
<b>Beneficios</b>	<b>-849.1</b>	<b>-837.6</b>	<b>-851.4</b>	<b>-850.2</b>	<b>-853.2</b>

Además, se realiza una sensibilidad, a través de la cual se considera un gran bloque adicional en capacidad instalada eólica de 3000 MW al año 2030. Se observa que esta vez el ahorro de costos operativos resulta ser lo suficientemente alto como para que esta solución sea competitiva. No obstante, este análisis escapa del óptimo económico en base al cual se fundamenta el plan de obras de generación elaborado por el Coordinador para la propuesta de expansión del año 2022. Sin perjuicio de lo anterior, en futuras versiones de la propuesta de expansión se analizarán nuevas opciones de expansión de largo plazo.

**Tabla 1-4. Evaluación económica de la línea HVDC Parinas – Polpaico, con capacidad instalada adicional de 3000 MW en S/E Parinas.**

Escenario	A	B	C	D	E
Valor Presente Ahorro	2155.2	2107.0	2518.8	837.9	1835.8
Valor Presente Inversión	903.5	903.5	903.5	903.5	903.5
<b>Beneficios</b>	<b>1251.7</b>	<b>1203.5</b>	<b>1615.3</b>	<b>-65.6</b>	<b>932.3</b>



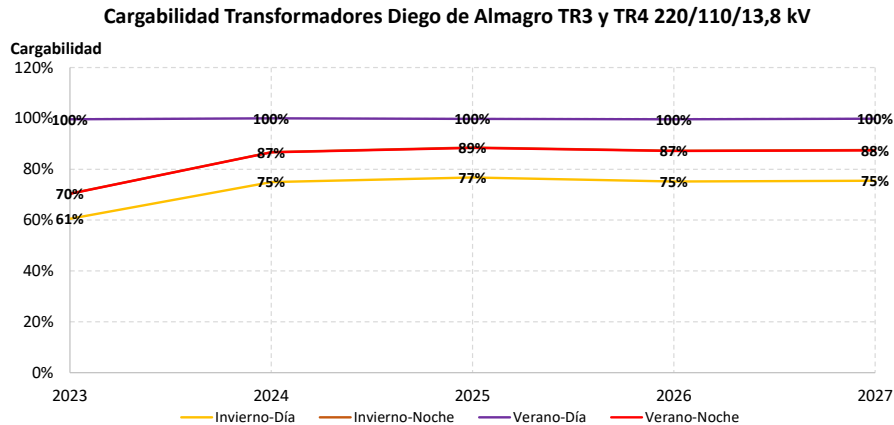


Figura 1-9. Evolución estimada de máxima cargabilidad de los Transformadores ATAT en S/E Diego de Almagro 220/110 kV.

Pese a que el nivel de cargabilidad del criterio de holgura es superado, el presente informe no incluye una propuesta de solución, dado el bajo crecimiento a partir de la demanda entre los años 2024 y 2027, sumado a la baja participación de la demanda regulada y su crecimiento en la composición de la demanda a la cual están asociados los transformadores ATMT en S/E Diego de Almagro 220/110.

En cuanto al crecimiento esperado del parque generador, conforme a la Resolución Exenta N°308 de abril de 2022 no se observan nuevos proyectos en la zona, además del proyecto PSF Sol de Atacama considerado en el análisis.

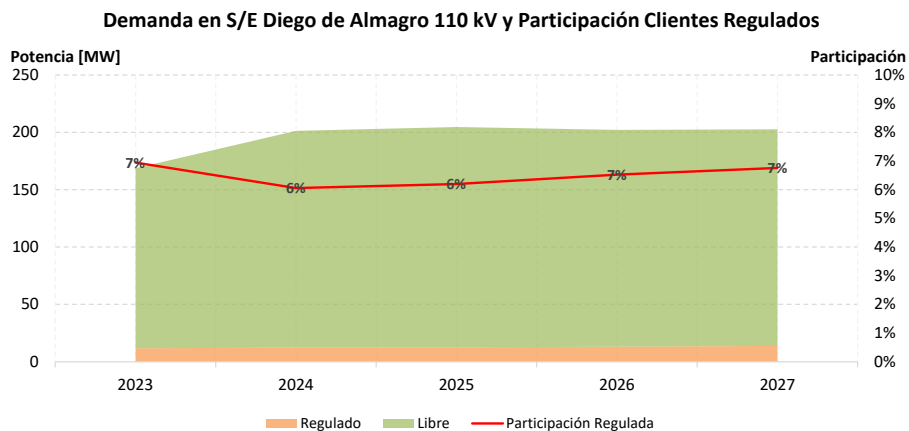
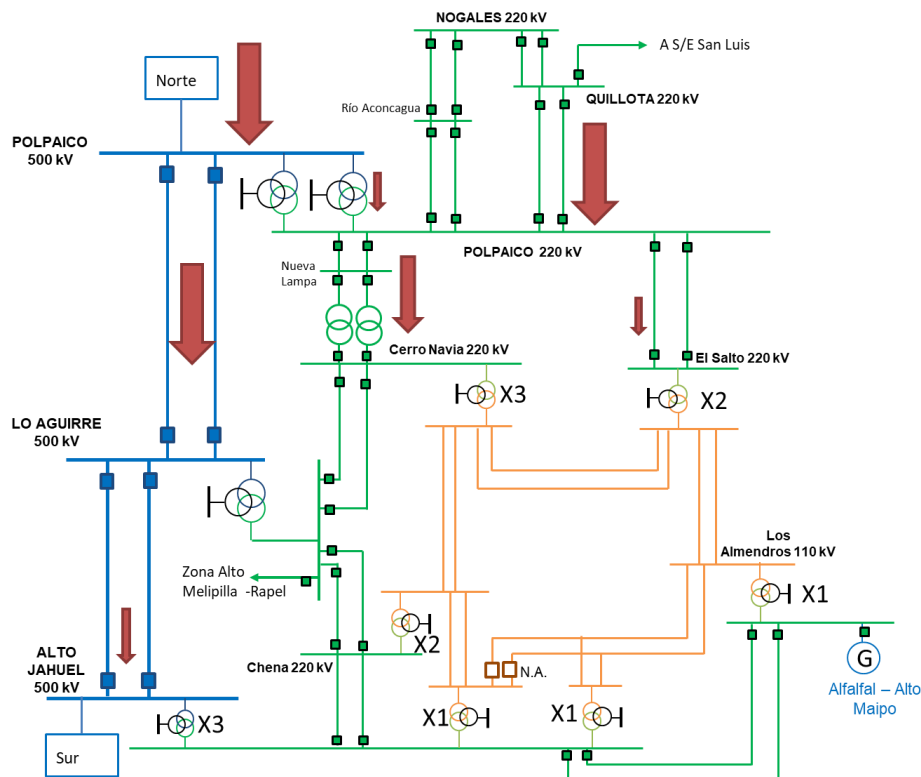


Figura 1-10. Demanda en S/E Diego de Almagro y participación de clientes regulados respecto a la demanda total.

#### 1.4 ANÁLISIS: ZONA POLPAICO – LO AGUIRRE.

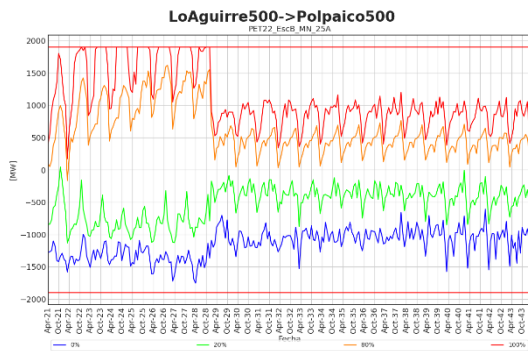
Se procede a realizar una revisión de la zona Polpaico – Lo Aguirre, debido a la presencia de un escenario de operación real, el cual se produce ante un alto despacho de las centrales térmicas conectadas en la S/E San Luis, acompañado de un elevado aporte de las centrales ERNC provenientes de la zona norte (hidrología seca). La situación anterior, promueve que el abastecimiento de la zona norte de Santiago origine una alta utilización de la línea 2x220 kV Polpaico - Nueva Lampa - Cerro Navia versus el abastecimiento proveniente desde los transformadores 500/220 kV – 750 MVA de S/E Polpaico. Dada la situación anterior, la alta transferencia de energía provenientes desde el norte, suscita una alta utilización de la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre, lo que activa las alarmas de capacidad de la línea (1800 MVA de capacidad) como de los equipos TT/CC de S/E Polpaico (1663 A). La Figura 1-11 muestra un esquema de la zona descrita.



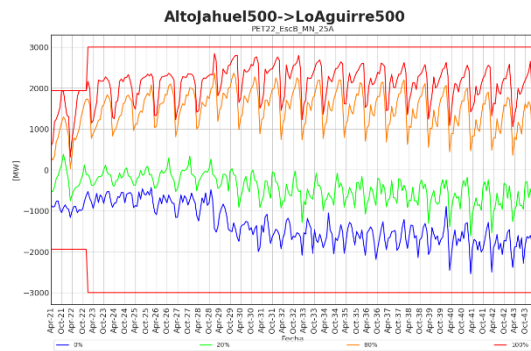
**Figura 1-11. Esquema de la zona Polpaico – Lo Aguirre 500 kV. Despacho alto centrales S/E San Luis – hidrología seca día.**

De los análisis de flujo esperados realizados en la propuesta de expansión 2022 del Coordinador para la zona, se determina que bajo ciertas condiciones de operación existe una probabilidad de uso

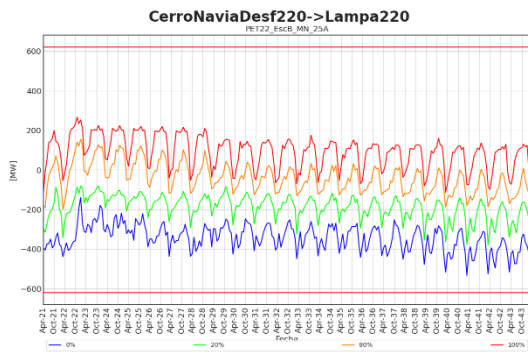
intensivo de la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre. Este escenario de uso intensivo se extiende solo hasta el año 2030, ya que la puesta en servicio (PES estimada mayo 2029) del proyecto “HVDC Línea Kimal-Lo Aguirre” redistribuye los flujos y ocasiona una disminución de los flujos de la línea en análisis (ver Figura 1-12). Adicionalmente debemos indicar que también se aprecia condiciones de uso intensivo de los equipos desfasadores 220/220 kV ubicados en Cerro Navia (capacidad forzada de 399 MVA), los cuales se acentúan después del año 2035 (ver Figura 1-14). Una situación similar ocurre para la línea 2x220 kV Nueva Lampa – Polpaico donde se puede observar escenarios de alta utilización ante flujos sentido norte – sur, lo cual no considera el efecto del enmallamiento de las líneas 220 kV del entorno.



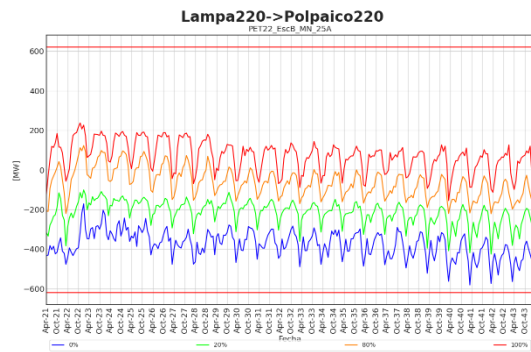
**Figura 1-12. Flujo esperado línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre**



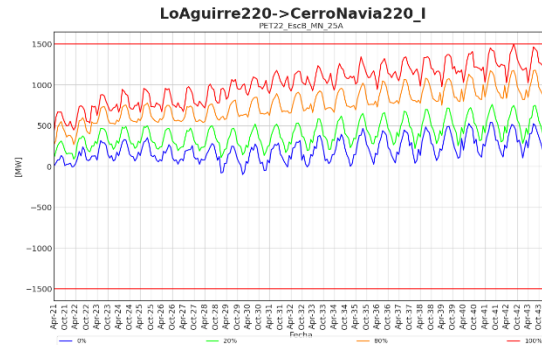
**Figura 1-13. Flujo esperado línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel**



**Figura 1-14. Flujo esperado línea 2x220 kV Desfasador Cerro Navia – Nueva Lampa**



**Figura 1-15. Flujo esperado línea 2x220 kV Lampa – Polpaico**



**Figura 1-16. Flujo esperado línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia**

Del uso esperado se realiza una sensibilidad al año 2028, donde a continuación se muestran los resultados del flujo estático para las líneas de la zona Polpaico -Lo Aguirre para el año 2028. Esta simulación se realizar forzando un alto flujo por la línea 2x220 kV Polpaico-Nueva Lampa – Cerro Navia y se considera como contingencia la salida del circuito 1 de la línea 2x500 kV Polpaico -Lo Aguirre. A continuación, se presentan las consideraciones de los análisis:

1. Escenario hidrología seca – demanda día (altas transferencias norte -sur por sistema 500 kV).
2. Inyección de centrales térmicas conectadas en S/E San Luis (500 MW a 950 MW).
3. Inyección de energía renovable en S/E Seccionadora Loica (100 MW a 300 MW).
4. Bajo aporte de centrales Alto Maipo -Alfalfal (orden 80 MW).
5. 2° transformador 750 MVA 500/220 kV Lo Aguirre.
6. Análisis para contingencia en línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre.

A continuación, se muestran los resultados del flujo estático al año 2028:

**Tabla 1-5. Cargabilidad esperada líneas del entorno zona Polpaico -Lo Aguirre – Alto Jahuel año 2028.**

Línea	Capacidad MVA @25°C	Límite del tramo MVA por equipo	Operación Forzada <sup>6</sup>	N-1 Operación Forzada(6)	Operación Forzada <sup>7</sup>	N-1 Operación Forzada(7)
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico Cto.1	2.300	2.210 (CCSS) <sup>8</sup>	42%	41%	40%	40%
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico Cto.2	2.300	2.210 (CCSS)	42%	41%	40%	40%
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre Cto.1	1.800	1.438 (TT/CC)	50%	-	53%	-
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre Cto.2	1.800	1.438 (TT/CC)	50%	95%	53%	101%
2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel Cto.1	1.800	1.438 (TT/CC)	28%	26%	32%	31%
2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel Cto.2	1.800	1.438 (TT/CC)	28%	26%	32%	31%
2x220 kV Polpaico- Nueva Lampa - C. Navia cto.1	300	-	62%	67%	70%	77%
2x220 kV Polpaico- Nueva Lampa - C. Navia cto.2	300	-	62%	67%	70%	77%
2x220 kV San Luis - Quillota Cto.1	1.900	-	12%	11%	20%	19%
2x220 kV San Luis - Quillota Cto.2	1.900	-	12%	11%	20%	19%
2x220 kV Lo Aguirre - C. Navia Cto.1	1.700	-	24%	23%	23%	22%
2x220 kV Lo Aguirre - C. Navia Cto.2	1.700	-	24%	23%	23%	22%
ATR1 500/220 kV - 750 MVA Polpaico	750	-	28%	33%	18%	23%
ATR2 500/220 kV - 750 MVA Polpaico	750	-	28%	33%	18%	23%
ATR1 500/220 kV - 750 MVA Lo Aguirre	750	-	43%	41%	40%	39%

<sup>6</sup> Operación forzada que considera un bloque de 200 MW de energía ERNC inyectando en S/E Seccionadora Loica y un bloque de 550 MW de generación provenientes de S/E San Luis.

<sup>7</sup> Operación forzada que considera un bloque de 0 MW de energía ERNC inyectando en S/E Seccionadora Loica y un bloque de 800 MW de generación provenientes de S/E San Luis.

<sup>8</sup> Existe un límite dado por regulación de tensión.

Línea	Capacidad MVA @25°C	Límite del tramo MVA por equipo	Operación Forzada <sup>6</sup>	N-1 Operación Forzada(6)	Operación Forzada <sup>7</sup>	N-1 Operación Forzada(7)
ATR2 500/220 kV - 750 MVA Lo Aguirre	750	-	43%	41%	40%	39%

De la Tabla 1-5 podemos apreciar que al año 2028 se aprecia que los equipos TT/CC de los paños K1 y K2 de la S/E Polpaico 500 kV se encuentran a tope en su capacidad nominal debido a la condición forzada de operación. Con el objetivo de mejorar la resolución y consideraciones de los resultados en el mediano plazo, este tramo se analizará en la propuesta de expansión PET 2023 del Coordinador.

### 1.5 ANÁLISIS: INYECCIÓN DE PMGD ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

La presente sección busca determinar si la máxima capacidad de uso, para un conjunto de transformadores AT/MT de la zona Alto Jahuel Charrúa (identificados en la propuesta enero 2022 del Coordinador), queda determinada por el consumo de clientes (regulados y libres) o se define por la inyección de proyectos PMGD sumergidos en las redes de distribución abastecidas por estos equipos y de esta manera ver el efecto de la inserción de este tipo de generación en las redes de transmisión zonal. Los transformadores para analizar son los siguientes:

- La Palma 66/24-15 kV 10 MVA T1.
- La Palma 66/15 kV 30 MVA – (PES real 28/02/22 (reemplaza a T2 de 6,25 MVA).
- Mandinga 66/13,8 kV 8 MVA.
- Panguilemo 66/15-13,8 kV 9 MVA.
- San Clemente 66/13,8 kV 10 MVA.
- Villa Alegre 66/14,8 kV 10 MVA (capacidad informada por CGE).

A continuación, se presentan los análisis.

#### 1.5.1 ANÁLISIS PARA TR1 66/24-15 KV – 10 MVA Y TR2 66/23 KV – 30 MVA S/E LA PALMA

##### 1.5.1.1 S/E LA PALMA CARACTERÍSTICAS.

Actualmente la S/E La Palma posee dos transformadores AT/MT, con las siguientes características, la unidad TR1 66/24 - 15 kV – 10 MVA en servicio y la unidad TR2 66/15,3 kV – 30 MVA con fecha de puesta de operación real el 28 /02/2022. La unidad TR2 reemplaza al antiguo transformador 66/13,8 kV-6,25 MVA. Finalmente debemos indicar que la empresa CGE S.A proporciona los siguientes antecedentes (carta DE06523-21) referente a esta instalación:



1. Alimentadores: Orilla del Maule y Centenario quedan conectados a unidad TR1.
2. Alimentadores: Las Rosas y Pueblecillo quedan conectados a unidad TR2.

La Figura 1-17 muestra un diagrama actual simplificado de S/E La Palma.

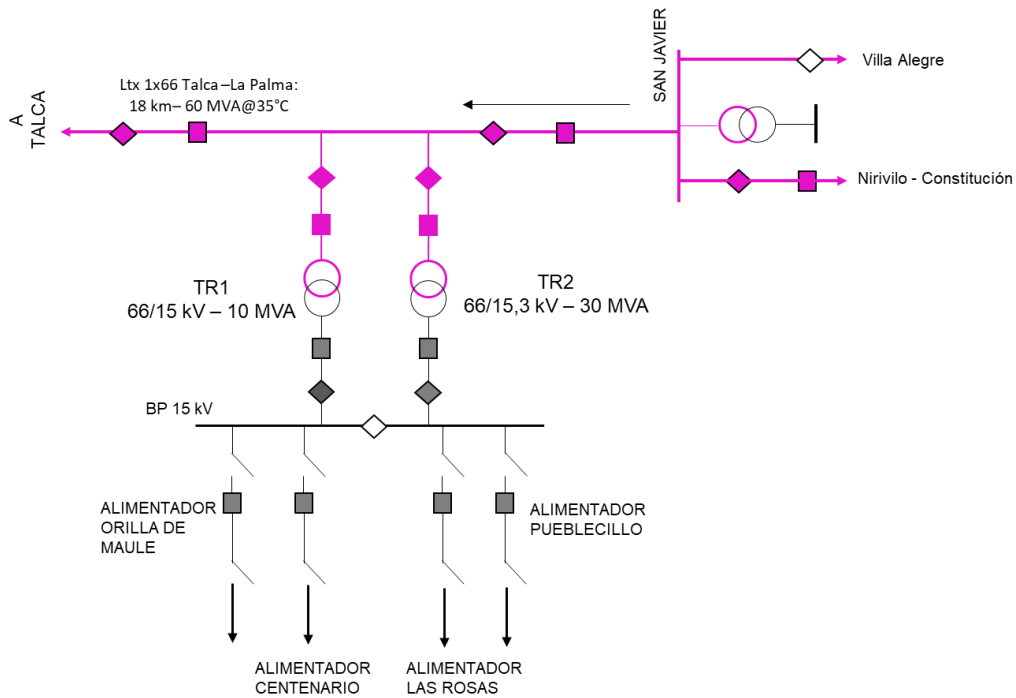


Figura 1-17. Diagrama Unilineal simplificado S/E La Palma y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 1.5.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 1-6: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E La Palma**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Tricahue	Conectado	feb-20	N/A	3	Fotovoltaico	ORILLA DE MAULE	T1	-
Parque FV El Paso	Conectado	dic-20	N/A	6	Fotovoltaico	ORILLA DE MAULE	T1	-
Parque FV Santa Fe	Conectado	mar-20	N/A	9	Fotovoltaico	CENTENARIO	T1	-
Parque Orilla del Maule	Puesta en servicio declarada	nov-22	N° 502/nov-21	6	Fotovoltaico	Orilla de Maule	T1	-
PFV El Tiuque	Puesta en servicio declarada	ago-22	N° 160/mar-22	1,5	Fotovoltaico	Centenario	T1	-
PMGD San Javier I	Puesta en servicio declarada	oct-21	N° 57/feb-21	2,5	Fotovoltaico	Las Rosas	T3 Nuevo	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (may-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 1.5.1.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD UNIDAD TR1 66/15 KV – 10 MVA S/E LA PALMA.

Se realizará la verificación de cargabilidad de las unidades TR1 y TR2, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad nominal del equipo frente a las siguientes condiciones:

- Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados [1].
- Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente [2].
- Demanda instalación conjunta regulados-libres y PMGD [3].

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta los tres escenarios anteriores.

**Tabla 1-7: Potencia en transformador TR1 S/E La Palma – bloque día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
LA PALMA TR1 66/15 kV	10	12	26	26	26	PMGD
LA PALMA TR2 66/15 kV	30	6	3	6	6	Cientes regulados/libre

De la Tabla 1-7, se obtiene que el transformador de esta instalación: (1) no se sobrepasa su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene debido a la inyección de proyectos PMGD.

## 1.5.2 ANÁLISIS PARA TR1 66/13,8 KV – 8 MVA S/E MANDINGA

### 1.5.2.1 S/E LA MANDINGA CARACTERÍSTICAS.

Actualmente la S/E Mandinga posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,2 kV, cuya capacidad es de 8 MVA. Importante de señalar que esta instalación cuenta con un proyecto de ampliación contenido en el Decreto Exento N°198/2019 denominado “Ampliación S/E Mandinga”, el cual consiste en el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 8 MVA por una de capacidad de 15 MVA.

La Figura 1-18 muestra un diagrama simplificado actual de la S/E Mandinga.

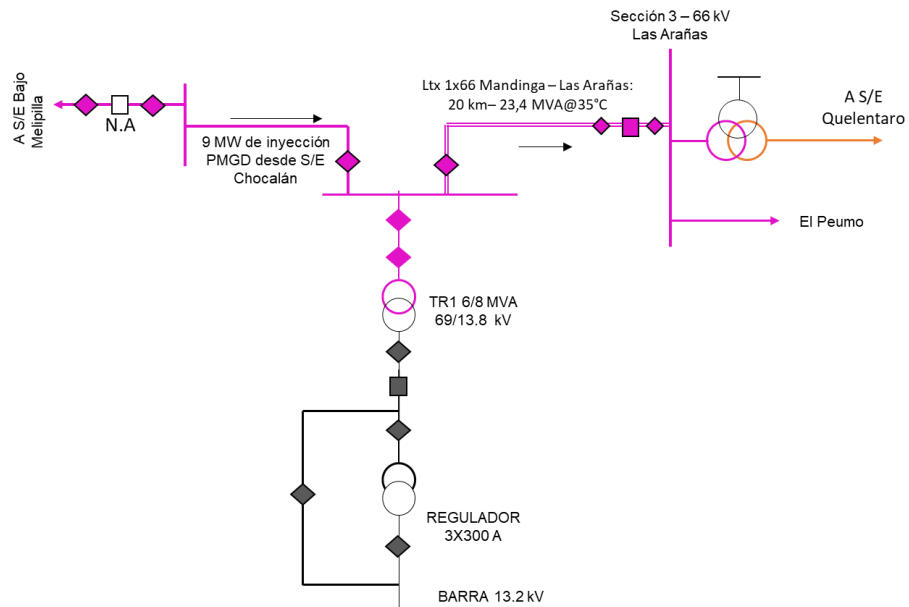


Figura 1-18. Diagrama Unilínea simplificado S/E Mandinga y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 1.5.2.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 1-8: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Mandinga

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PFV Las Turcas	Conectado	may-17	N/A	3	Fotovoltaico	TANTEHUE	T1	
RMA D - Malinke	Conectado	may-21	N/A	3	Fotovoltaico	SAN MANUEL	T1	
Mandinga Uno	Puesta en servicio declarada	jun-22	N° 89/mar-21	9	Fotovoltaico	Tantehue	T1	

### 1.5.2.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD UNIDAD TR1 66/13,8 KV – 8 MVA S/E MANDINGA.

Se realizará la verificación de cargabilidad del transformador en cuestión, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad nominal del equipo frente a las siguientes condiciones:

1. Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados
2. Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente.
3. Demanda que considera la operación de PMGD en operación.

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta las consideraciones anteriores

**Tabla 1-9: Potencia en transformador TR1 S/E Mandinga – bloque día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
MANDINGA TR1 66/13,8 kv	8	7	15	6	15	PMGD

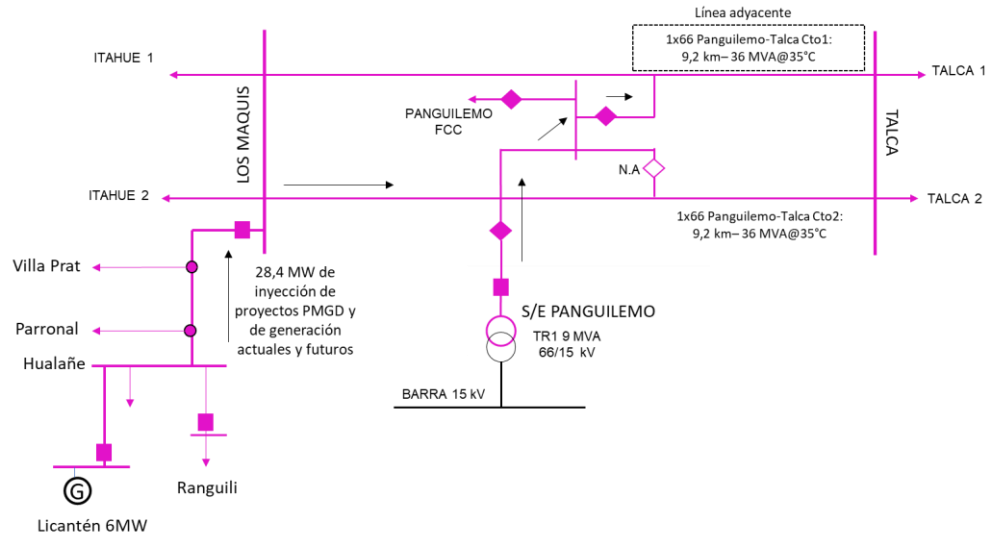
De la Tabla 1-9, se obtiene que el transformador de esta instalación: (1) no ve sobrepasada su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene debido a la inyección de proyectos PMGD.

### 1.5.3 ANÁLISIS PARA TR1 66/15 KV – 9 MVA S/E PANGUILEMO

#### 1.5.3.1 S/E LA PANGUILEMO CARACTERISTICAS.

Actualmente la S/E Panguilemo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidad es de 9 MVA. La Figura 1-19 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panguilemo. Importante de mencionar que esta instalación cuenta con un proyecto de ampliación contenido en el Decreto Exento N°185/2021 denominado “Ampliación en S/E Panguilemo”, el cual consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 10 MVA con cambiador de derivación bajo carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La Figura 1-19 muestra un diagrama simplificado actual de la S/E Panguilemo.



**Figura 1-19. Diagrama Unilineal simplificado S/E Panguilemo y línea de transmisión adyacente que la conecta.**

### 1.5.3.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 1-10: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Panguilemo.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque Fotovoltaico Las Perdices	Conectado	jul-19	N/A	3	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	
Parque Panguilemo	Conectado	mar-22	N/A	6	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	
Panguilemo	ICC Vigente	abr-22	N° 498/dic-20	3	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	

### 1.5.3.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD UNIDAD TR1 66/15 KV – 9 MVA S/E PANGUILEMO.

Se realizará la verificación de cargabilidad del transformador en cuestión, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad nominal del equipo frente a las siguientes condiciones:

- Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados [1].
- Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente [2].
- Demanda instalación conjunta regulados-libres y PMGD [3].

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta las consideraciones anteriores.

**Tabla 1-11: Potencia en transformador TR1 S/E Panguilemo – bloque día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
Panguilemo 66/15 kV	9	6	12	5 <sup>9</sup>	12	PMGD

De la Tabla 1-11, se obtiene que el transformador de esta instalación: (1) no ve sobrepasada su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene debido a la inyección de proyectos PMGD.

#### **1.5.4 ANÁLISIS PARA TR1 66/13,8 KV – 10 MVA S/E SAN CLEMENTE**

##### **1.5.4.1 S/E LA SAN CLEMENTE CARACTERISTICAS.**

Actualmente la S/E Panguilemo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidad es de 9 MVA. La Figura 1-19 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panguilemo. Importante de mencionar que esta instalación cuenta con un proyecto de ampliación contenido en el Decreto Exento N°185/2021 denominado “Ampliación en S/E Panguilemo”, el cual consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 10 MVA con cambiador de derivación bajo carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La Figura 1-20 muestra un diagrama simplificado actual de la S/E San Clemente.

---

<sup>9</sup> Este valor no considera la operación de los proyectos PMGD Parque Panguilemo y Panguilemo.



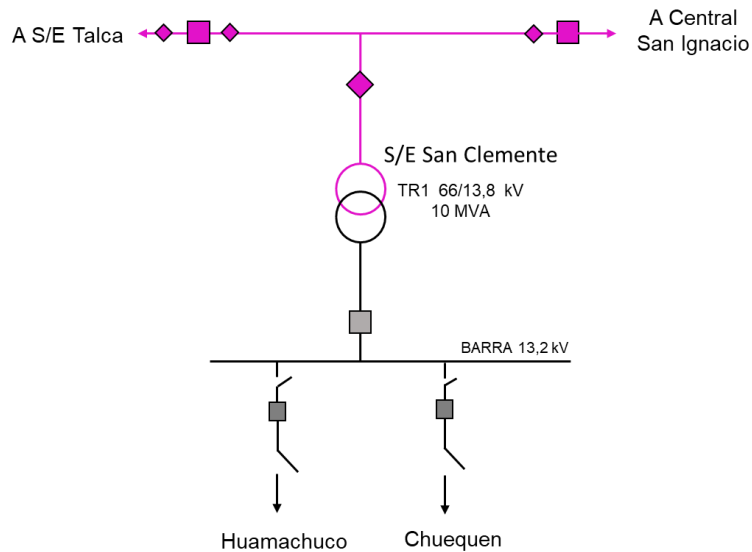


Figura 1-20. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Clemente y línea de transmisión adyacente que la conecta.

#### 1.5.4.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 1-12: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E San Clemente.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Quinantu Solar	Conectado	ene-21	N/A	9	Fotovoltaico	El Canelo	T1	

### 1.5.4.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD UNIDAD TR1 66/13,8 KV – 10 MVA S/E SAN CLEMENTE.

Se realizará la verificación de cargabilidad del transformador en cuestión, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad nominal del equipo frente a las siguientes condiciones:

4. Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados
5. Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente.
6. Demanda que considera la operación de PMGD en operación.

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta las consideraciones anteriores

**Tabla 1-13: Potencia en transformador TR1 S/E San Clemente – bloque día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
San Clemente TR1 66/15 kV	10	10	9	-3	10	Clientes regulados/libre

De la Tabla 1-13, se obtiene que el transformador de esta instalación: (1) no se sobrepasa su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene debido al consumo de los clientes regulados y libres conectados.

### 1.5.5 ANÁLISIS PARA TR1 66/15 KV – 10 MVA S/E VILLA ALEGRE

#### 1.5.5.1 S/E VILLA ALEGRE CARACTERÍSTICAS.

Actualmente la S/E Panguilemo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidad es de 9 MVA. La Figura 1-19 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panguilemo. Importante de mencionar que esta instalación cuenta con un proyecto de ampliación contenido en el Decreto Exento N°185/2021 denominado “Ampliación en S/E Panguilemo”, el cual consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 10 MVA con cambiador de derivación bajo carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La Figura 1-21 muestra un diagrama simplificado actual de la S/E Villa Alegre.

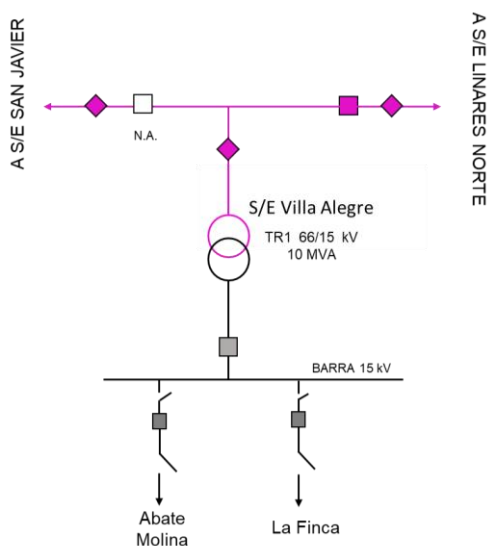


Figura 1-21. Diagrama Unilineal simplificado S/E Villa Alegre y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 1.5.5.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 1-14: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Villa Alegre.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque PF Villa Alegre	Conectado	Mar-20	N/A	9	Fotovoltaico	Abate Molina	T1	

### 1.5.5.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD UNIDAD TR1 66/15 KV – 10 MVA S/E VILLA ALEGRE.

Se realizará la verificación de cargabilidad del transformador en cuestión, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad nominal del equipo frente a las siguientes condiciones:

- Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados [1].
- Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente [2].
- Demanda instalación conjunta regulados-libres y PMGD [3].

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta las consideraciones anteriores

**Tabla 1-15: Potencia en transformador TR1 S/E Villa Alegre – bloque día 2021.**

Nombre línea	Capacidad Nominal MVA	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
Villa Alegre TR1 66/15 kV	10	4	9	3	9	PMGD

De la Tabla 1-15, se obtiene que el transformador de esta instalación: (1) no ve sobrepasada su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene de la inyección de proyectos PMGD.

### 1.5.6 ANÁLISIS PARA LTX 1X66 KV BAJO MELIPILLA – EL MAITEN – EL PAICO – EL MONTE.

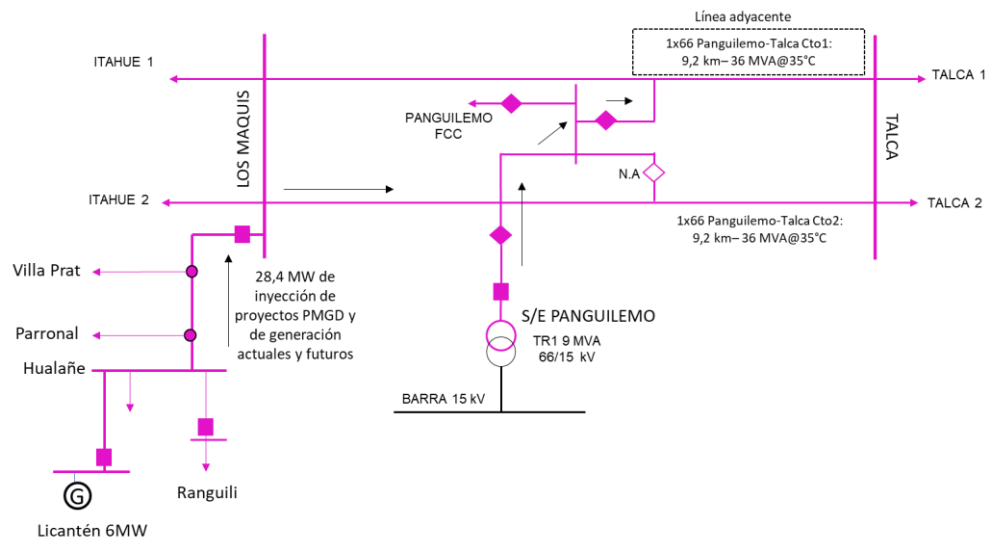
#### 1.5.6.1 S/E VILLA ALEGRE CARACTERISTICAS.

Actualmente la Ltx 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén – El Paico – El Monte abastece a los consumos de las subestaciones El Maitén – El Paico – El Monte las cuales se encuentran emplazadas en las comunas de Melipilla, El Monte y Talagante en la Región de O’Higgins.

Esta línea posee una longitud total de 21,5 km y se conforma de los siguientes tramos:

1. Bajo Melipilla – El Maitén de longitud 0,05 km y de capacidad 40 MVA a 35°C
2. El Maitén – El Paico de longitud 12,5 km y capacidad 24 MVA a 35°C
3. El Paico – El Monte de longitud 8,5 km y capacidad 24 MVA a 35°C

Finalmente se debe indicar que esta zona cuenta con un proyecto de expansión, contenido en la Res. Exenta N°185/2021 que contiene el ITF emitido por la CNE en el año 2021. El proyecto se denomina “Nueva S/E Monte Blanco” y de acuerdo con la definición tiene por objetivo solucionar los problemas de suficiencia de la zona.



**Figura 1-22. Diagrama Unilineal simplificado LTX 1X66 KV BAJO MELIPILLA – EL MAITEN – EL PAICO – EL MONTE.**

### 1.5.6.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 1-16: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. LTX 1X66 KV BAJO MELIPILLA – EL MAITEN – EL PAICO – EL MONTE.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	S/E Conexión
Altos del Paico	Conectado	may-16	N/A	2	Fotovoltaico	LOS LIBERTADORES	T1	EL PAICO
PMGD Mallarauco	Conectado	jun-11	N/A	3	Hidro	LOS LIBERTADORES	T1	EL PAICO
Laurelito	Conectado	dic-18	N/A	8	Fotovoltaico	LOS LIBERTADORES	T1	EL PAICO
Quillay XV	Conectado	sept-20	N/A	3	Fotovoltaico	POMAIRES	T1	EL MAITEN
Solar Santa Adriana	Conectado	feb-19	N/A	3	Fotovoltaico	SANTA CECILIA	T1	EL MONTE
El Monte Solar I	Conectado	ene-22	N/A	3	Fotovoltaico	SANTA CECILIA	T1	EL MONTE
Romero Solar	Conectado	ene-22	N/A	3	Fotovoltaico	NAZARIO	T1	EL PAICO
PMGD Puente 3 MW	Conectado	ene-21	N/A	3	Fotovoltaico	LUMBRERAS	T1	EL MAITEN
Puangue	Declaración en construcción declarada	ago-22	N° 76/feb-22	4	Fotovoltaico	LUMBRERAS	T1	EL MAITEN

### 1.5.6.3 VERIFICACIÓN DE CARGABILIDAD LTX 1X66 KV BAJO MELIPILLA – EL MAITEN – EL PAICO – EL MONTE.

Se realizará la verificación de cargabilidad del transformador en cuestión, considerando la demanda año 2021. Esta demanda se utiliza para comparar la capacidad de la línea frente a las siguientes condiciones:

- Demanda máxima que considera solo el aporte de clientes libres y regulados [1].
- Demanda máxima que considera la inyección de proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción vigente [2].
- Demanda instalación conjunta regulados-libres y PMGD [3].

A continuación, se muestran los resultados tomando en cuenta las consideraciones anteriores

**Tabla 1-17: Potencia en LTX 1X66 KV BAJO MELIPILLA – EL MAITEN – EL PAICO – EL MONTE – bloque día 2021.**

Nombre Instalación	Capacidad Nominal MVA a 35°C	Demanda máx. bloque día solo consumos [1]	Inyección máx. bloque día solo PMGD MW [2]	Demanda máx. Consumos y PMGD en operación [3]	Condición máxima utilización transformador	Máxima utilización por demanda o PMGD
Ltx 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén	40	25	32	20	<b>32</b>	<b>PMGD</b>

De la Tabla 1-17, se obtiene que la instalación, (1) no ve sobrepasada su capacidad nominal, (2) el máximo uso de la instalación se obtiene de la inyección de proyectos PMGD.

Es importante mencionar que esta instalación contaba con un proyecto de expansión denominado “Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte”, el cual fue definido en el proceso denominado 13° transitorio, siendo reemplazado por los proyectos que forman parte del ITF 2021 “Nueva S/E EL Pimiento” y “Nueva S/E EL Lazo”. Lo anterior muestra la importancia de incorporar el impacto de los PMGD en los procesos de expansión de la transmisión zonal.