

Informe Final

Verificación de Posibles Congestionaciones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD

Artículo 3-45° - Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

Subgerencia de Planificación

31 de mayo de 2024

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE CONGESTIONES PMGD	8
2.1 ANTECEDENTES UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	8
3. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO Y RESULTADOS	16
3.1 METODOLOGÍA DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIONES EN INSTALACIÓN ZONAL POR INYECCIÓN PMGD	16
4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONGESTIONES	20
5. ANEXOS	27
5.1 COMUNICACIONES	27
5.2 RESULTADOS CONGESTIONES PMGD	28
5.3 RESPUESTA A OBSERVACIONES DE LOS COORDINADOS A ESTUDIO PRELIMINAR DE CONGESTIONES	28

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe da cumplimiento a lo establecido en el artículo 3-45 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO), publicada mediante Resolución Exenta N°42 de la CNE el 2 de febrero de 2024. El mencionado artículo indica que “El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3-32, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones.”

Este informe se desarrolla en base a la información entregada por las empresas, como respuesta a la carta DE00772-24 enviada por el Coordinador el 8 de febrero de 2024. El informe también considera las observaciones de los Coordinados a la versión preliminar del estudio, solicitadas mediante carta DE02388-24, enviada por el Coordinador el 8 de mayo de 2024. En el punto 5.3 (Anexo 3) del presente informe, se encuentra el registro de comunicaciones con la respuesta a las solicitudes del Coordinador.

Como resultado de los estudios, el informe “Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”, de mayo 2024, identifica la existencia de congestiones¹ en 63 transformadores AT/MT ubicados en 55 subestaciones, de un total de 74 subestaciones informadas, con 166 transformadores analizados. Además, 95 de estos transformadores cuentan con inversión de flujo producto del gran número de proyectos PMGD incorporados en el periodo de análisis, produciendo que la dirección habitual del flujo de energía se invierta, aumentando así el riesgo de congestiones en las instalaciones de transmisión zonal. Cabe destacar que 14 de los 63 transformadores congestionados cuentan con obras de expansión en construcción, que entrarían en servicio entre los años 2024 y 2029 obtenidas de la Plataforma de Seguimiento y Ejecución de Obras². En el Gráfico 1-1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

Finalmente, se analizan 93 líneas de transmisión adyacentes a subestaciones con inversión de flujo, de las cuales 26 presentan congestión.

¹ Se verifica congestiones en los transformadores AT/MT y líneas adyacentes de las subestaciones informadas, así como también se establece posibles escenarios de congestión debido al aporte de centrales y PMGD del entorno de la instalación en análisis.

² [Plataforma de Seguimiento de Obras](#): En esta plataforma se sitúa la información de interés respecto del estado de avance de proyectos de transmisión que se encuentran en la etapa de ejecución, que forman parte de los planes de expansión de la transmisión decretados por el Ministerio de Energía y que han sido licitados y adjudicados por el Coordinador.

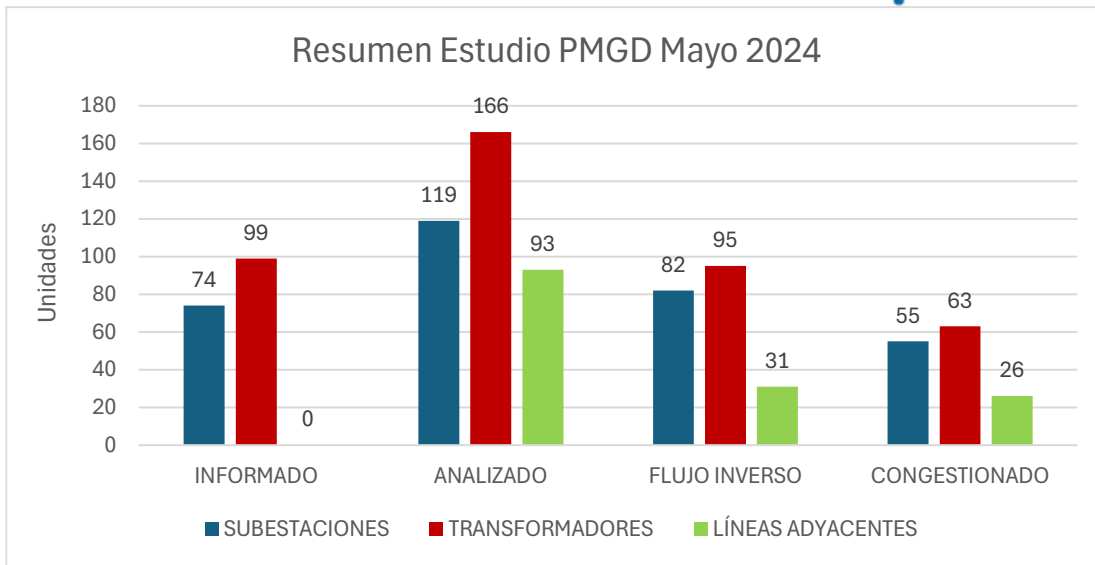


Gráfico 1-1: Resumen del estudio de Verificación de Posibles Congestiones por Inyección de PMGD - mayo 2024.

En el Gráfico 1-2 se presenta el detalle por empresa de las subestaciones, transformadores y líneas de transmisión adyacentes analizadas.

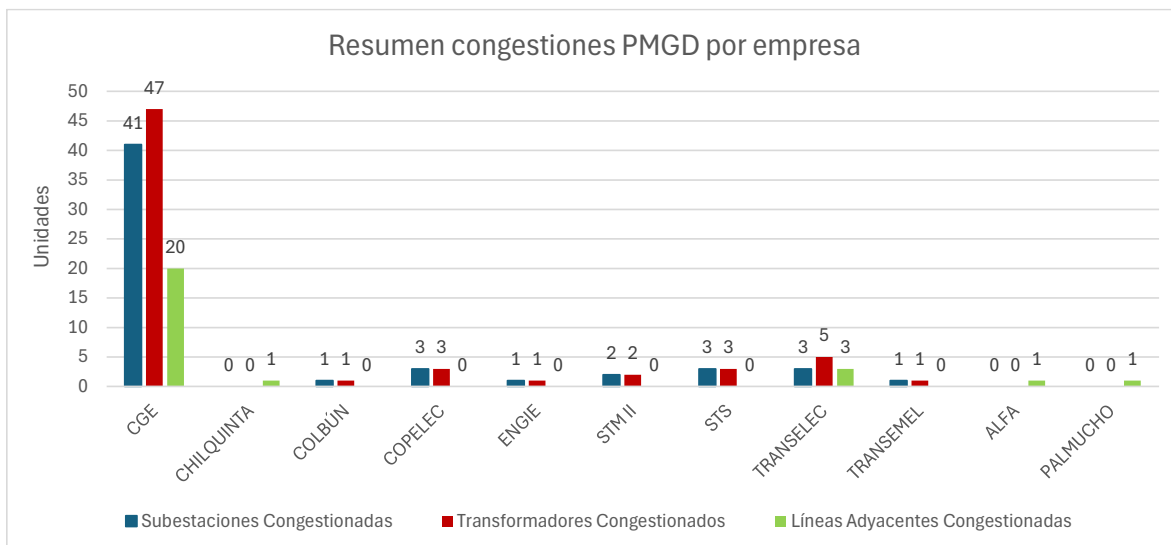


Gráfico 1-2: Resumen estudio PMGD por empresa.

En el Gráfico 1-3 se presenta el detalle de las congestiones por región de las subestaciones, transformadores y líneas de transmisión adyacentes analizadas.

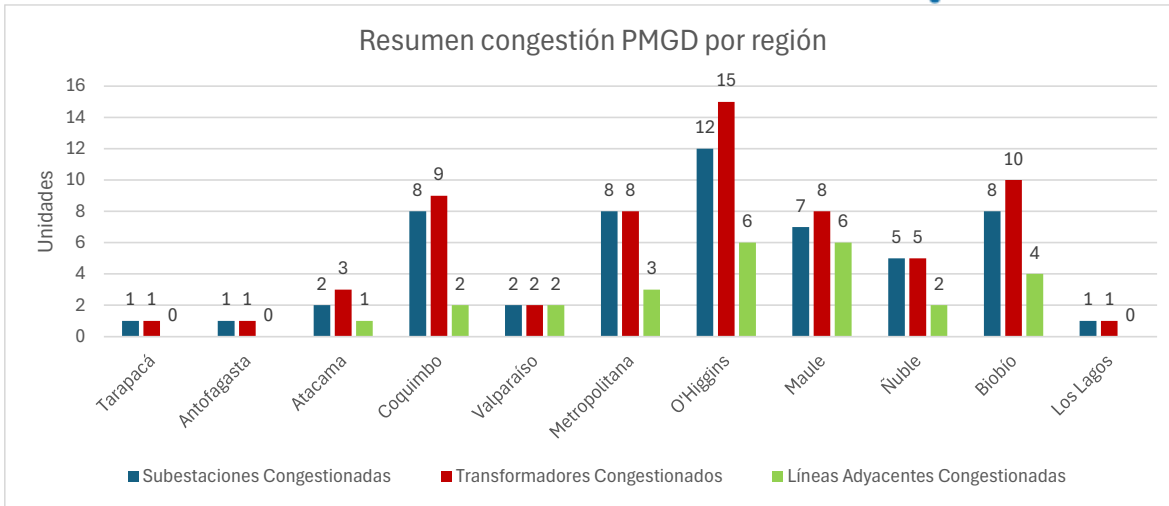


Gráfico 1-3: Resumen estudio PMGD por región.

Estos resultados son consistentes con el crecimiento del número de conexiones gestionadas por el Coordinador desde el año 2016 a la fecha, identificándose un aumento en las subestaciones congestionadas debido a la incorporación de proyectos PMGD en el sistema de Transmisión Zonal. La evolución de las congestiones en los sucesivos estudios semestrales realizados y publicados por el Coordinador desde el año 2020, se muestran en el Gráfico 1-4.

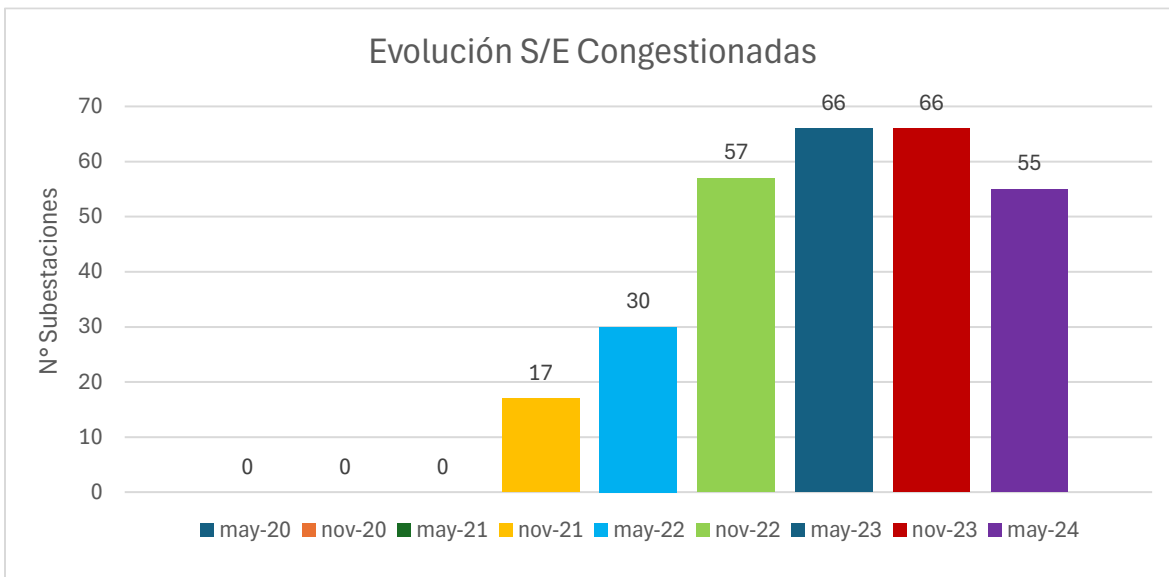


Gráfico 1-4: Evolución subestaciones congestionadas desde mayo 2020.

Es relevante destacar que en esta edición del informe no se ha observado un aumento en el número de subestaciones congestionadas. Esta tendencia se atribuye a las acciones implementadas por las empresas distribuidoras, las cuales han comenzado a aplicar medidas de restricción de potencia a las nuevas inyecciones de PMGD, según lo notificado en sus Informes de Criterios de Conexión (ICC). Esta iniciativa, combinada con el estudio semestral de congestiones PMGD realizado por el Coordinador, ha ejercido una influencia significativa en la toma de decisiones relacionadas con los

nuevos proyectos PMGD. Mediante este estudio, el Coordinador proporciona señales claras sobre la ubicación de las congestiones esperadas debido a la inyección de PMGD, lo que ha permitido una planificación más precisa y una mitigación efectiva de los riesgos asociados.

Finalmente se debe indicar que este informe incorpora la metodología e indicaciones de los artículos 3-32 y 3-45 de la NTCO de PMGD³, no siendo parte de este análisis las congestiones producidas por centrales de generación con potencias superiores a 9 MW conectadas aguas arriba de las subestaciones AT/MT de transmisión zonal. Sin embargo, se analiza casos particulares en el entorno de las instalaciones, en el caso de identificar proyectos PMG y centrales mayores a 9 MW.

³ Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE CONGESTIONES PMGD

2.1 ANTECEDENTES UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

En la Tabla 2-1 se muestra las subestaciones informadas por las empresas distribuidoras como respuesta a la carta DE 00772-24 enviada por el Coordinador el 08 de febrero del 2024 y aquellas instalaciones que el Coordinador a considerado importante incluir en el estudio.

Esta tabla incluye los proyectos PMGD en operación y aquellos con declaración en construcción con fecha marzo 2024. Se debe mencionar que se incluye una columna que indica el flujo por el transformador, considerando sólo el aporte por proyectos PMGD en operación y declarados en construcción (no incluye la demanda por el equipo). También se incorpora una columna que indica la potencia restringida de los PMGD informada por la empresa distribuidora, ratificando una posible congestión en aquellos equipos en los cuales el transformador de la subestación presenta inversión de flujo, analizando la instalación adyacente de acuerdo con lo establecido en la NTCO.

Tabla 2-1: Instalaciones analizadas por inyección de PMGD.

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
STS	AIHUAPI	AIHUAPI 66/24KV 12MVA 2	12	3.7	2	11.2	2	0.0	-2.9
CGE	ALCONES	ALCONES 66/13.8KV 10MVA N°1	10	9.0	1	3.0	1	0.0	-2.0
CGE	ALCONES	ALCONES 69/25KV 15MVA N°2	15	9.0	1	0.0	0	0.0	6.0
CGE	ALHUE	ALHUE 69/25KV 20MVA N°1	20	6.0	2	17.9	4	6.0	2.1
CGE	ALTO DEL CARMEN	ALTO DEL CARMEN 110/13.8KV 8-10MVA N°1	10	0.0	0	3.0	1	0.0	7.0
STS	BARRO BLANCO	BARRO BLANCO 68.94/24-13.8KV 20-30MVA	30	9.0	1	0.0	0	0.0	21.0
CGE	BOLLENAR	BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA N°1	30	29.9	8	5.8	2	0.0	-5.7
CGE	CABILDO	CABILDO 110/25KV 30MVA N°1	30	42.7	13	2.9	1	0.0	-15.6
CGE	CABILDO	CABILDO 110/24-14.4KV 13MVA N°2	13	0.0	0	0.0	0	0.0	13.0
STS	CABRERO	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	16	39.8	6	9.0	1	9.0	-23.8
CGE	CACHAPOAL	CACHAPOAL 66/15KV 25MVA N°2	25	4.8	1	26.2	3	0.0	-6.0
CGE	CALAMA	CALAMA 105/23 KV 33MVA N°1	33	27.0	3	12.0	2	0.0	-6.0
CGE	CALAMA	CALAMA 110/23 KV 33MVA N°4	33	9.0	1	9.0	1	0.0	15.0
CGE	CALDERA	CALDERA 110/23KV 10-12MVA N°1	12	9.0	1	0.0	0	2.7	5.7
CHILQUINTA	CASABLANCA	CASABLANCA 66/12.5/7.2kv 25MVA 1	25	26.9	6	0.0	0	0.0	-1.9
CHILQUINTA	CASABLANCA	CASABLANCA 69/13.6/2.4kv 18.3MVA 2	18.3	15.0	3	6.0	1	0.0	-2.7
CHILQUINTA	CATEMU	CATEMU 44/12.5/7.2kv 16MVA 2	16	26.1	8	0.0	0	8.5	-1.6
CGE	CERRILLOS	CERRILLOS 110/23KV 25-30MVA N°1	30	10.5	3	18.0	4	3.0	4.5
CGE	CHACAHUÍN	CHACAHUIN 66/15KV 13.3MVA N°1	13.3	0.0	0	0.0	0	0.0	13.3
CGE	CHACAHUÍN	CHACAHUIN 66/15KV 30MVA N°2	30	36.0	4	11.9	2	0.0	-17.9
CGE	CHILLÁN	CHILLAN 66/15KV 25MVA N°1	25	9.0	1	0.0	0	0.0	16.0
CGE	CHILLÁN	CHILLAN 66/15KV 30MVA N°2	30	14.2	3	3.0	1	0.0	12.8
CGE	CHILLÁN	CHILLAN 69/25-15.3kv 18/24/30 MVA N°4	30	12.0	2	8.2	2	0.0	9.8

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	CHIMBARONGO	CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA N°1	9.4	6.0	2	0.0	0	0.0	3.4
CGE	CHIMBARONGO	CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA N°2	9.4	17.0	2	0.0	0	0.0	-7.6
CGE	CHOCALAN	CHOCALAN 66/13.8KV 10MVA N°1	10	9.0	1	3.0	1	0.0	-2.0
STS	CHOLGUAN	CHOLGUAN (STS) 230/13.8KV 50MVA 1	50	9.0	1	36.0	6	5.0	10.0
CGE	CHUMAQUITO	CHUMAQUITO 66/14.8KV 18.7MVA N°1	18.7	7.6	3	16.4	2	0.0	-5.3
COPELEC	COCHARCAS	COCHARCAS 66/13.8KV 12 MVA	12	14.5	5	2.6	1	0.0	-5.1
CGE	COCHARCAS (CGE)	COCHARCAS (CGE) 66/13.2 KV 5MVA N°2	9.2	3.0	1	2.7	1	0.0	3.5
COLBÚN	COLBÚN	COLBUN SSAA 230/13.8KV 10MVA	10	9.0	1	9.0	1	4.5	-3.5
CGE	COLCHAGUA	COLCHAGUA 69/15.3KV 30MVA T1	30	8.9	4	0.0	0	0.0	21.1
CGE	COLCHAGUA	COLCHAGUA 66/15KV 18.7MVA N°2	18.7	9.0	1	2.8	1	0.0	6.9
CGE	COMBARBALA	COMBARBALA 66/13.8KV 2.6MVA N°1	5.2	4.0	2	0.0	0	0.0	1.2
CGE	COMBARBALA	COMBARBALA 66/13.2KV 5MVA N°3	5	3.0	1	3.0	1	0.0	-1.0
CGE	CONSTITUCIÓN	CONSTITUCION 66/23 30 MVA N°3	30	26.1	3	9.0	1	9.0	3.9
STM II	CURACAVI	CURACAVI 44/12KV 10MVA 2	10	6.9	1	6.0	1	0.0	-2.9
STM II	CURACAVI	CURACAVI 44/12.15KV 10MVA 3	10	5.3	2	0.0	0	0.0	4.7
CGE	CURANILAHUE	CURANILAHUE 66/13.8KV 10.2MVA 1	10.2	2.4	1	9.0	1	0.0	-1.2
CGE	CURICÓ	CURICO 66/15KV 25MVA 1	25	0.0	0	9.0	1	0.0	16.0
CGE	CURICÓ	CURICO 66/15KV 30MVA N°2	30	9.3	2	31.3	5	0.0	-10.6
CGE	CURICÓ	CURICO 66/13.2KV 25MVA 4	25	10.3	4	13.4	3	0.0	1.3
CGE	CURICÓ	CURICO 66/13.2KV 30MVA N°5	30	0.0	0	20.7	3	0.0	9.3
STS	DEGAÑ	DEGAÑ 115/24KV 40MVA N°1	40	0.0	0	18.0	2	0.0	22.0
TRANSELEC	DIEGO DE ALMAGRO	DIEGO DE ALMAGRO 115/13.8/24KV 10MVA 5	10	7.9	1	18.0	2	0.0	-15.9
TRANSEMEL	DUQUECO	DUQUECO 66/23KV 30MVA N°1	30	14.2	3	19.3	3	0.0	-3.5
CGE	EL AVELLANO	EL AVELLANO 66/23-13.2KV 10MVA 2	21	31.3023	9	8.1	4	0	-18.4

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	EL MANZANO CGE	EL MANZANO 66/15KV 6.67MVA N°1	10.7	15.4	4	9.0	1	0.0	-13.7
STM II	EL MANZANO STM	EL MANZANO (ENEL TRANSMISION) 230/25KV 20MVA 1	20	35.9	6	36.0	4	0.0	-51.9
CGE	EL MONTE	EL MONTE 69/13.8KV 10MVA N°1	10	6.0	2	22.2	3	15.0	-3.2
CGE	EL PEÑÓN	EL PEÑÓN 115/25KV 30MVA 1 + UR	30	3.0	1	3.0	1	2.7	26.7
CGE	EL PEÑÓN	EL PEÑÓN 66/13.2KV 18.7MVA N°2	18.7	0.0	0	18.0	2	0.0	0.7
LITORAL	EL TOTORAL	EL TOTORAL 66/12.5/7.2KV 15MVA 2	15	9.0	1	0.0	0	0.0	6.0
CGE	GRANEROS	GRANEROS 69/25-15.3KV 18/24/30MVA N°1	30	8.7	3	0.0	0	0.0	21.3
CGE	GRANEROS	GRANEROS 69/25-15.3KV 18/24/30MVA N°2	30	19.4	3	9.0	1	5.7	7.3
CGE	HERNÁN FUENTES	HERNAN FUENTES 110/23KV 15-20MVA N°1	20	18.0	2	6.0	2	3.0	-1.0
CGE	HOSPITAL	HOSPITAL 66/24-15KV 18.7MVA N°2	18.7	13.7	3	12.0	2	0.0	-7.0
CGE	HUALTE	HUALTE 66/13.8KV 2MVA N°2 +URC	2	3.0	2	0.0	0	0.0	-1.0
CGE	ILLAPEL	ILLAPEL 110/23 kV 13MVA 2	13	26.5	7	0.0	0	9.0	-4.5
CGE	ISLA DE MAIPO	ISLA DE MAIPO 66/12KV 25MVA 3 N°1	25	24.0	4	3.6	3	0.9	-1.6
CGE	ISLA DE MAIPO	ISLA DE MAIPO 66/25-13.4KV 30MVA 3	30	9.0	1	18.0	2	1.5	4.5
CGE	LA ESPERANZA	LA ESPERANZA 69/13.8kv 12MVA N°1	12	15.0	3	3.0	1	0.0	-6.0
CGE	LA MANGA	LA MANGA 66/15KV 20MVA N°1	20	25.6	7	6.0	1	0.0	-11.6
CGE	LA NEGRA	TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 20MVA N°1	20	0.0	0	27.0	3	0.0	-7.0
CGE	LA PALMA	LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1	10	21.8	5	15.0	2	0.0	-26.8
STM II	LA PINTANA	LA PINTANA 110/12.5KV 25MVA 4	25	5.1	1	0.0	0	0.0	19.9
TRANSELEC	LAJA	LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U	10.2	9.0	1	10.5	2	0.0	-9.3
STS	LARQUI	LARQUI 69/24KV 16 MVA 1	16	0.0	0	9.0	1	0.0	7.0
CGE	LAS ARAÑAS	LAS ARAÑAS 66/23KV 12MVA	12	11.7	2	0.0	0	0.0	0.3
CGE	LAS ARAÑAS	LAS ARAÑAS 66/13.2 KV 5 MVA	5	5.8	2	4.0	2	3.0	-1.8
CGE	LAS CABRAS	LAS CABRAS 66/24-15KV 10MVA N°1	19	13.8	3	12.0	2	0.0	-6.8

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	LAUTARO	LAUTARO 69/25-15,3KV 30MVA 1	30	8.0	2	2.8	1	0.0	19.2
CGE	LAUTARO	LAUTARO 66/25-15KV 12MVA 3	12	3.0	1	9.0	1	0.0	-
CGE	LEBU	LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1	10	17.6	3	0.0	0	0.0	-7.6
CGE	LEYDA	LEYDA 115/13.8KV 12.5MVA N°1	12.5	14.6	5	0.0	0	0.0	-2.1
CGE	LICANTEN	LICANTEN 66/23KV 10MVA	10	3.0	1	7.0	2	0.0	-
CGE	LICANTEN	LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2	4	0.0	0	9.0	1	0.0	-5.0
CGE	LIHUEIMO	LIHUEIMO 66/13.8KV 12.5MVA N°1	12.5	15.0	5	0.0	0	0.0	-2.5
CGE	LORETO	LORETO 66/15KV 10.5MVA N°1	10.5	8.6	3	2.7	1	0.0	-0.8
CGE	LOS ANGELES	LOS ANGELES (CGE) 69/15KV 25MVA 1	25	18.0	2	11.7	2	0.0	-4.7
CGE	LOS ANGELES	LOS ANGELES (CGE) 69/15.3KV 30MVA 2	30	0.0	0	31.9	7	0.0	-1.9
STS	LOS SAUCES	LOS SAUCES 69/24KV 16MVA	16	6.0	2	12.0	4	0.0	-2.0
STS	LOS TAMBORES	LOS TAMBORES 69/24KV 16MVA	16	0.0	0	6.0	2	0.0	10.0
CGE	MALLOA	MALLOA 66/15 KV 5 MVA N°1	10.2	3.0	1	10.6	2	1.9	-1.5
CGE	MANDINGA	MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1	8	17.7	4	0.8	1	0.0	-10.5
CGE	MARCHIGÜE	MARCHIGÜE 66/13.8KV 10MVA 1	10	11.9	4	0.0	0	0.0	-1.9
CGE	MARCHIGÜE	MARCHIGÜE 66/23KV 10MVA N°2	10	8.9	1	0.0	0	0.0	1.1
CGE	MARQUESA	MARQUESA 66/24-13.8KV 25MVA N°1	25	17.4	3	9.0	1	0.0	-1.4
CGE	MONTE PATRIA	MONTE PATRIA 66/13.2KV 10MVA	10	4.4	1	9.0	3	2.0	-1.5
CGE	MONTE PATRIA	MONTE PATRIA 66/23KV 10MVA N°2	10	18.0	2	3.0	1	0.0	-11.0
CGE	MOSTAZAL	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL 66/15.3KV 30MVA 2	30	23.7	4	3.0	1	0.5	3.8
CGE	NANCAGUA	NANCAGUA 66/13.8KV 10MVA N°1	10	13.0	2	0.0	0	0.0	-3.0
STS	NEGRETE	NEGRETE 66/23KV 16MVA T1	16	14.2	5	5.5	2	2.0	-1.8
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 1	30	53.6	11	0.0	0	0.0	-23.6
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 2	30	47.8	8	3.0	1	0.0	-20.8
SOCOEPA	PAILLACO	PAILLACO 66/13.8KV 4MVA	4	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	PANGUILEMO	PANGUILEMO 66/15-13.8KV 9MVA N°1	9	11.5	3	0.0	0	0.0	-2.5
CHILQUINTA	PANIMÁVIDA	PANIMAVIDA 66/13.8kv 10MVA 2	10	11.5	3	7.7	1	7.7	-1.5
CHILQUINTA	PANQUEHUE	PANQUEHUE 44/12.5/7.2kv 16MVA 2	16	9.0	2	0.0	0	0.0	7.0
CGE	PARRAL	PARRAL 66/25 KV 30 MVA N°3	30	2.8	1	30.2	6	0.0	-3.0
CGE	PARRONAL	PARRONAL 66/13.8KV 5MVA N°1	5	3.0	1	3.0	1	0.8	-0.2
CGE	PELEQUÉN	PELEQUEN 66/15KV 4MVA N°1	4	3.0	1	9.0	1	6.9	-1.0
STS	PICHIRROPULLI	PICHIRROPULLI 69/24 10MVA	10	3.0	4	0.0	0	0.0	7.0
STS	PICOLTUÉ	PICOLTUE 230/24KV 30MVA 1	30	18.9	8	9.0	1	0.0	2.1
CGE	PITRUFQUÉN	PITRUFQUEN 66/13.2KV 10MVA N°1	10	2.8	2	0.0	0	0.0	7.2
CGE	PITRUFQUÉN	PITRUFQUEN 66/13.8-24KV 20MVA 2	20	0.0	0	3.0	1	0.0	17.0
CGE	PLACILLA	PLACILLA 66/24-14.4KV 10MVA	10	9.0	1	0.0	0	0.0	1.0
STM II	POLPAICO	POLPAICO (ENEL DISTRIBUCION) 110/23KV 20MVA 1	20	16.4	5	0.0	0	0.0	3.7
CGE	PORTEZUELO	PORTEZUELO 66/23-13.8KV 10.35MVA N°1	10.35	8.9	3	2.8	1	0.0	-1.4
ENGIE	POZO ALMONTE	POZO ALMONTE 23/13.8 KV 10-12MVA N°3	12	12.7	3	18.0	2	16.0	-2.7
BESALCO	PUEBLO SECO	PUEBLO SECO 154/23 KV 20 MVA 1	20	18.0	2	0.0	0	0.0	2.0
CGE	PUNITAQUI	PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1	20	30.0	4	0.0	0	0.0	-10.0
CGE	QUEREO	QUEREO 110/24-14.4KV 10-13MVA N°1	13	28.9	6	9.0	1	0.0	-24.9
CGE	QUIANI	QUIANI 66/13.8KV 4.5/5.625MVA N°1	11.25	3.9	1	2.7	1	0.0	4.7
CGE	QUIANI	QUIANI 66/13.8KV 16/21MVA N°3	21	0.0	0	18.0	2	0.0	3.0
COPELEC	QUILMO	QUILMO 66/33KV 8-10 MVA	10	0.0	0	15.0	2	0.0	-5.0
CGE	QUINQUIMO	QUINQUIMO 110/23KV 20MVA N°1	20	20.7	5	6.0	1	0.0	-6.7
CEC	QUINTA	QUINTA 66/13.8KV 5.2 MVA T2A	11.2	4.3	2	6.0	1	0.0	0.9
CGE	RANGUILI	RANGUILI 66/13.8KV 5,2 MVA N°1	10.2	7.7	2	2.9	1	0.0	-0.4
CGE	RENGO	RENGO 66/15.3KV 30MVA 2	30	20.2	4	13.1	3	0.0	-3.2
CGE	RETIRO	RETIRO 66/13.2KV 2MVA N°1	4	6.0	2	0.0	0	0.0	-2.0

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CHILQUINTA	RÍO BLANCO	RIO BLANCO 44/12/2.4kV 2MVA 1	2	0.0	0	0.0	0	0.0	2.0
COLBÚN	RUCÚE	RUCUE SSAA 220/23KV 10MVA 3	10	0.0	0	2.7	1	0.0	7.3
STM II	RUNGUE	RUNGUE 44/23KV 3.5MVA 1	3.5	2.5	1	12.0	2	10.6	-0.4
CGE	SALAMANCA	SALAMANCA 110/24-13.8KV 10MVA N°1	10	6.0	2	20.9	3	9.0	-7.9
CGE	SAN CARLOS	SAN CARLOS 66/13.8 kV 18.7MVA N°1	18.7	21.0	3	0.0	0	0.0	-2.3
CGE	SAN CARLOS	SAN CARLOS 69/25-15.3 KV 30MVA N°2	30	8.2	3	9.0	1	0.0	12.8
CGE	SAN CLEMENTE	SAN CLEMENTE 66/13.8KV 10MVA N°1	10	13.5	2	12.0	2	0.0	-15.5
CHILQUINTA	SAN FELIPE	SAN FELIPE 115/13.2kV 50MVA 1	50	23.5	6	3.0	1	0.0	23.5
CHILQUINTA	SAN FELIPE	SAN FELIPE 115/13.2kV 25MVA 2	25	22.0	7	3.0	1	0.0	0.0
LUZPARRAL	SAN GREGORIO	SAN GREGORIO 66/13,2 KV 20MVA 2	20	6.0	2	6.0	1	0.0	8.0
CGE	SAN RAFAEL	SAN RAFAEL 66/13.8KV 16MVA N°1	16	3.0	1	9.0	3	0.0	4.0
CGE	SAN VICENTE T.T.	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 66/15KV 18.7MVA N°1	18.7	14.4	3	8.3	3	0.7	-3.3
CGE	SAN VICENTE T.T.	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 66/15KV 25MVA N°2	25	23.0	4	9.0	1	3.0	-4.0
STS	SANTA BÁRBARA	SANTA BARBARA 66/13,8KV 5MVA T1	5	0.8	1	6.8	1	0.0	-2.6
COPELEC	SANTA ELISA	SANTA ELISA 33/23KV 6-8 MVA	8	3.0	1	3.0	1	0.0	2.0
STM II	SANTA MARTA	SANTA MARTA 110/23.5KV 37.5MVA 4	37.5	30.0	4	14.8	2	0.0	-7.3
CGE	SANTA ROSA	SANTA ROSA 66/23KV 20MVA N°1	20	24.0	5	9.0	3	3.0	-10.0
CGE	TALCA	TALCA 66/15KV 30MVA N°1	30	4.0	1	9.0	1	0.0	17.0
CGE	TALCA	TALCA 66/15KV 30MVA N°2	30	0.0	0	18.0	2	0.0	12.0
CGE	TALCA	TALCA 66/13.8 10MVA N°3	10	0.0	0	12.0	2	0.0	-2.0
ENGIE	TAMARUGAL	TAMARUGAL 66/23 KV 8-10MVA N°1	10	3.6	2	12.0	2	3.0	-2.6
ENGIE	TAP OFF DOLORES	TAP OFF DOLORES 110/24-13.8 KV 2MVA N°1	2	0.0	0	9.0	1	0.0	-7.0
TRANSELEC	TEMUCO	TEMUCO 66/13.2KV 2.6MVA TR3	2.6	0.0	0	0.0	0	0.0	2.6
CGE	TENO	TENO 154/14.4KV 33.3MVA N°1	33.3	23.7	6	9.0	2	0.0	0.6

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MVA*] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MVA*] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MVA* Limitados (4)	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MVA] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	TENO	TENO 154/14.4KV 33.3MVA N°2	33.3	15.2	4	0.0	0	0.0	18.1
COPELEC	TRES ESQUINAS	TRES ESQUINAS T1 66/13.8KV 8-10 MVA	10	15.0	4	2.6	1	0.0	-7.6
CGE	TRES PINOS	TRES PINOS 66/24KV 10MVA N°2	10	19.0	3	0.0	0	0.0	-9.0
CGE	TRES PINOS	TRES PINOS 66/13.8KV 5.2MVA N°1	10.2	1.9	1	0.0	0	0.0	8.3
CGE	TUNICHE	TUNICHE 66/14.8KV 18.7MVA 1	18.7	29.0	4	21.0	3	8.9	-22.4
TRANSELEC	VALLENAR	VALLENAR TR1 110/13.8KV 10MVA 1	20	18.0	2	9.0	1	0.0	-7.0
CGE	VICUÑA	VICUNA 110/23KV 24MVA N°1	24	31.6	8	9.0	1	9.0	-7.6

(*) Para efectos de unidades de medida se considera un FP =1. Ver "Anexo_3_Respuesta_Obs_Coordinados_Final_Mayo_2024".

3. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO Y RESULTADOS

3.1 METODOLOGÍA DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIONES EN INSTALACIÓN ZONAL POR INYECCIÓN PMGD

3.1.1 Consideraciones que deben cumplir los PMGD en análisis.

1. Grado de Avance efectivo de las obras de transmisión zonal: se considera los proyectos en construcción (proyectos que afecten a las instalaciones zonales en análisis), contenidos en la Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida con plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestiones” por parte del Coordinador.
2. Informes de avance de construcción de obras de transmisión zonal, esta información se extrae de los datos proporcionados por el Departamento de Control y Gestión de Proyectos de Coordinador Eléctrico Nacional.
3. Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia: se considera el escenario más exigente, el cual corresponde a un crecimiento cero en la demanda eléctrica, lo anterior justificado en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía. Para los análisis se utiliza la demanda año 2023 correspondiente a cada transformador, la medida de los transformadores considera la operación de los PMGD conectados a estos elementos. La demanda mínima del alimentador corresponderá al percentil 2%.
4. Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte considerando como fecha estimada de conexión de los PMGD la incluida en su declaración en construcción: se considerarán los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en la Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida con plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestiones” por parte del Coordinador.

3.1.2 Procedimiento General

Teniendo presente la sección anterior, si de la aplicación de los puntos 1, 2 y 3 de la sección 3.1.1 se identifica proyectos PMGD con puesta en servicio dentro del horizonte de estudio para una instalación zonal, entonces se deberá aplicar lo establecido en los artículos 3-32 y 3-45 de la NTCO de PMGD para la verificación de la posible congestión. El desarrollo del análisis se deberá seguir el procedimiento descrito en la siguiente figura:

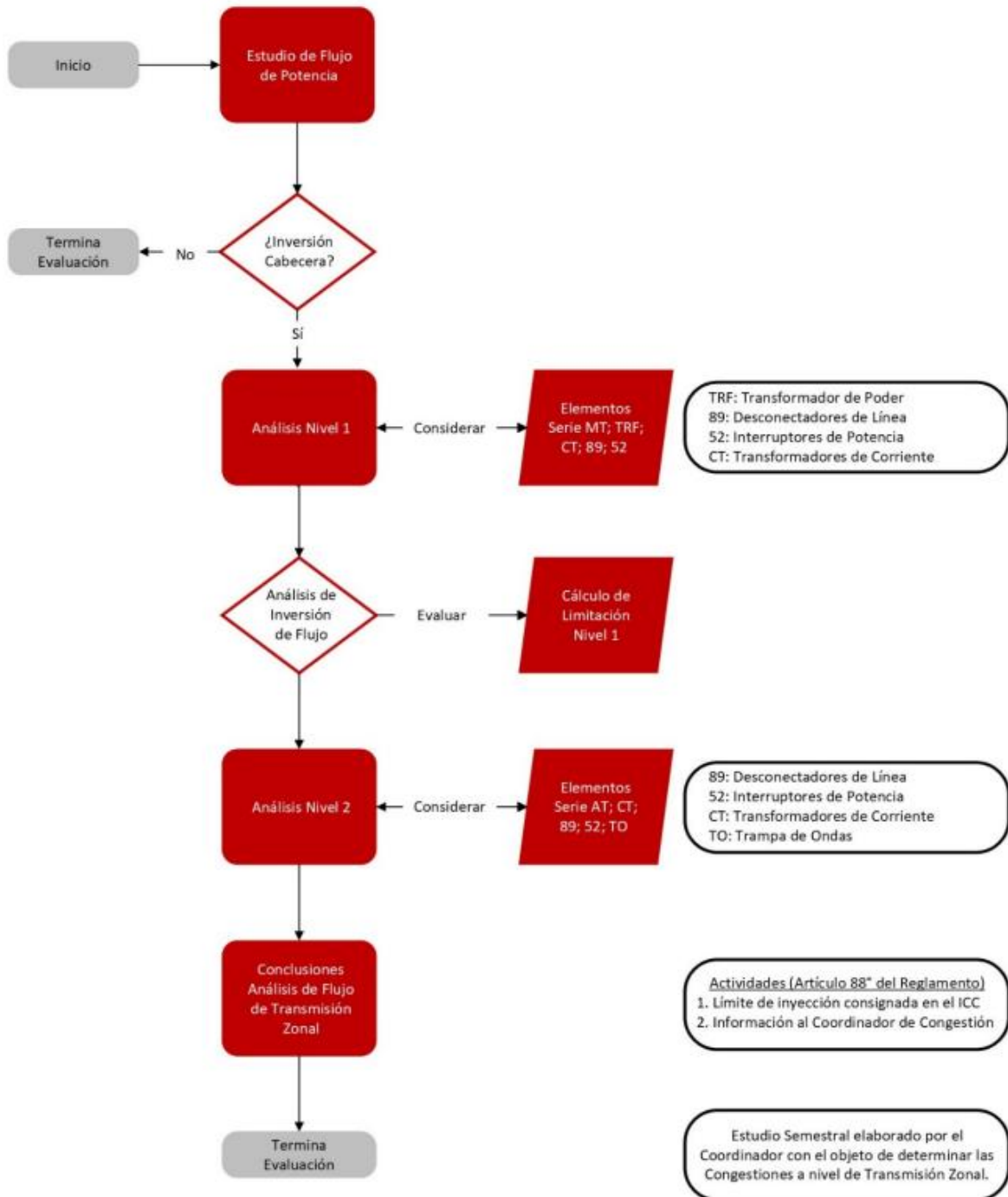


Figura 3-1. Metodología de análisis de impacto en transmisión zonal.

El análisis a nivel de Transmisión Zonal consiste en determinar e informar a la Empresa Distribuidora la potencia y el nivel de carga en horarios de día y noche, para los 2 niveles de transmisión zonal indicados en el inciso anterior, basándose en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)_{noche}^i = \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS_n} + \sum PMGD_{CAS CA_j} \right)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i = \sum Dmin_{dia} - \sum PMGD_k$$

Donde:

- $P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de transmisión zonal de nivel ii , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de transmisión zonal de nivel ii , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $Dmin_{dia}$: Demanda mínima, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $PMGD_{NS_n}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar nn , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{CAS CA_j}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar jj , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_k$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD kk , conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

Para el caso de los subíndices $\sum Dmin_{noche}$ y $\sum Dmin_{dia}$ se considera la demanda del año 2023 en condición de operación normal, se establecen los bloques día y noche de acuerdo con lo estipulado en la Tabla 1 contenida en el artículo 3-19 de la NTCO de PMGD febrero 2024. Los valores de

demanda mínima tanto para los bloques día y noche se consideran como el percentil 2% del vector horario de la demanda 2023⁴.

Para el caso de los subíndices $PMGD_{NS_n}$, $PMGD_{CAS CA_j}$ y $PMGD_k$ se considerarán los PMGD en operación y los PMGD que se encuentren contenidos en alguna declaración en construcción emitida por la CNE hasta el mes de marzo 2024.

De esta manera y siguiendo las fórmulas descritas anteriormente, el Coordinador revisará el nivel de congestión para las instalaciones contenidas en la Tabla 2-1 que muestren un flujo inverso debido a la inyección de PMGD versus la capacidad nominal de los transformadores informados.

Se debe mencionar que para el análisis de congestión de las líneas adyacentes a este conjunto de instalaciones se considerará un escenario restrictivo, que corresponde a un escenario verano día a 35°C, con restricción de capacidad por temperatura en la línea y en la cual, no existe circulación de potencia por consumos. Para los casos en que la línea adyacente cuente con el aporte de proyectos PMGD y/o centrales de generación con excedentes mayores a 9 MW emplazadas cerca de su entorno, se considerará un escenario adicional de inyección coincidente de estas.

⁴ El percentil 2% representa el valor por debajo del cual sólo se encuentra el 2% de los datos, el que se utiliza para eliminar valores atípicos extremos.

4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONGESTIONES

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las instalaciones que presentan congestión:

Tabla 4-1: Instalaciones que presentan congestión. Mayo 2024.

Empresa	Subestación	Transformador	Línea adyacente	Sobrecarga la línea adyacente	Sobrecarga el transformador	Proyecto de expansión asociado	Decreto de expansión asociado	Avance Real [%]	PES Estimada
STS	AIHUAPI	AIHUAPI 66/24KV 12MVA 2	N/A	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	BOLLENAR	BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA N°1	TAP ALTO MELIPILLA - BOLLENAR 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	CABILDO	CABILDO 110/25KV 30MVA N°1	QUINQUIMO - CABILDO 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
STS	CABRERO	CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2	CHARRUA - CABRERO 66KV	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CHILQUINTA	CASABLANCA	CASABLANCA 66/12.5/7.2kv 25MVA 1	TAP OFF ALGARROBO - CASABLANCA 66KV C2	Sí	No	Ampliación en S/E Casablanca	2019-D198	5.50%	En proceso de relicitación
CGE	CHACAHUIN	CHACAHUIN 66/15KV 30MVA N°2	LINARES - CHACAHUIN 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	CHIMBARONGO	CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA N°2	SAN FERNANDO - TENO 66KV	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	CHOCALAN	CHOCALAN 66/13.8KV 10MVA N°1	BAJO MELIPILLA - MANDINGA 66KV	No	Sí	Ampliación en S/E Chocalán	2019-D198	70.40%	Primer trimestre 2027
			TAP CHOCALAN - MANDINGA 66KV C1	No					
CGE	CHUMAQUITO	CHUMAQUITO 66/14.8KV 18.7MVA N°1	RANCAGUA - TAP MAESTRANZA 66KV C1	No	Sí	Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua – Rosario	2020-D171	80.00%	Cuarto trimestre 2024
COPELEC	COCHARCAS	COCHARCAS 66/13.8KV 12 MVA	MONTERRICO - COCHARCAS 66KV	Sí	Sí	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	2019-D198	39.00%	Cuarto trimestre 2024

Empresa	Subestación	Transformador	Línea adyacente	Sobrecarga la línea adyacente	Sobrecarga el transformador	Proyecto de expansión asociado	Decreto de expansión asociado	Avance Real [%]	PES Estimada
COLBÚN	COLBUN	COLBUN SSAA 230/13.8KV 10MVA	N/A	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	COMBARBALA	COMBARBALA 66/13.2KV 5MVA N°3	PUNITAQUI - EL SAUCE 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			ILLAPEL - COMBARBALA 66KV	No					
CGE	CURANILAHUE	CURANILAHUE 66/13.8KV 10.2MVA 1	CURANILAHUE NORTE - CURANILAHUE 66KV	Sí	No	N/A	N/A	N/A	N/A
TRANSELEC	DIEGO DE ALMAGRO	DIEGO DE ALMAGRO 115/13.8/24KV 10MVA 5	N/A	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
TRANSEMEL	DUQUECO	DUQUECO 66/23kv 30MVA N°1	DUQUECO - TAP SANTA BARBARA 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	EL AVELLANO	EL AVELLANO 66/23-15KV 11MVA 1 // EL AVELLANO 66/23-13.2KV 10MVA 2	MANSO DE VELASCO - EL AVELLANO 66KV C1	No	Sí	Ampliación SE El Avellano	2017-D418	97.70%	Segundo Semestre 2024
			LOS ANGELES - MANSO DE VELASCO 66KV C1	No					
CGE	EL MANZANO CGE	EL MANZANO 66/15KV 6.67MVA N°1 // EL MANZANO 66/15KV 4MVA N°2	LAS CABRAS - EL MANZANO 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
STM II	EL MANZANO STM	EL MANZANO (ENEL TRANSMISION) 230/25KV 20MVA 1	TAP EL MANZANO - EL MANZANO 220KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	HERNÁN FUENTES	HERNAN FUENTES 110/23KV 15-20MVA N°1	COPIAPO - HERNAN FUENTES 110KV C1	Sí	No	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	HOSPITAL	HOSPITAL 66/24-15KV 18.7MVA N°2	TAP HOSPITAL - PAINE 66KV C1	Sí	No	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	HUALTE	HUALTE 66/13.8KV 2MVA N°2 +URC	COCHARCAS - HUALTE 66KV C1	No	Sí	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	2021-D185	19.80%	Tercer trimestre 2025
CGE	ISLA DE MAIPO	ISLA DE MAIPO 66/12KV 25MVA 3 N°1	PAINE - ISLA DE MAIPO 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LA ESPERANZA	LA ESPERANZA 69/13.8kv 12MVA N°1	TAP MAITENES - LA ESPERANZA 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LA MANGA	LA MANGA 66/15KV 20MVA N°1	TAP OFF NIHUE - LA MANGA 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LA NEGRA	TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 20MVA N°1	ANTOFAGASTA - TAP OFF LA NEGRA 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			TAP OFF LA NEGRA - ALTO NORTE 110KV C1	No					

Empresa	Subestación	Transformador	Línea adyacente	Sobrecarga la línea adyacente	Sobrecarga el transformador	Proyecto de expansión asociado	Decreto de expansión asociado	Avance Real [%]	PES Estimada
CGE	LA PALMA	LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1	TALCA - LA PALMA 66KV	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
TRANSELEC	LAJA	LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U // LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U	CHARRUA - LAJA 66KV C1	Sí	Sí	Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)	2020-D171	53.40%	Cuarto trimestre 2024
CGE	LAS ARAÑAS	LAS ARAÑAS 66/13.2 KV 5 MVA	QUELENTARO - LAS ARANAS 110KV C1	Sí	No	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LAS CABRAS	LAS CABRAS 66/24-15KV 10MVA N°1 // LAS CABRAS 66/15KV 9MVA N°2	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA - LAS CABRAS 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			FUENTECILLA - SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 66 KV	No					
CGE	LEBU	LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1	TRES PINOS - LEBU 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LEYDA	LEYDA 115/13.8KV 12.5MVA N°1	LEYDA - SAN ANTONIO 110KV C2	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			ALTO MELIPILLA - LEYDA 110KV C2	No					
CGE	LICANTÉN	LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2	HUALANE - LICANTEN 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	LIHUEIMO	LIHUEIMO 66/13.8KV 12.5MVA N°1	LIHUEIMO - MARCHIGUE 66KV C1	Sí	Sí	Ampliación en S/E Lihueimo	2019-D198	94.00%	Primer trimestre 2027
			PORTEZUELO - MARCHIGUE 66KV C1	Sí					
CGE	LOS ANGELES	LOS ANGELES (CGE) 69/15KV 25MVA 1	CHARRUA - LOS ANGELES 154KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	MALLOA	MALLOA 66/15 KV 5 MVA N°1	MALLOA NUEVA - MALLOA 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	MANDINGA	MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1	MANDINGA - LAS ARAÑAS 66KV	Sí	Sí	Ampliación en S/E Mandinga	2019-D198	68.00%	Primer trimestre 2027
CGE	MARCHIGUE	MARCHIGÜE 66/13.8KV 10MVA 1	PORTEZUELO - MARCHIGUE 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	MARQUESA	MARQUESA 66/24-13.8KV 25MVA N°1	PAN DE AZUCAR - MARQUESA 66KV	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	MONTE PATRIA	MONTE PATRIA 66/23KV 10MVA N°2	MONTE PATRIA - OVALLE 66KV C2	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	NANCAGUA	NANCAGUA 66/13.8KV 10MVA N°1	NANCAGUA - PANIAHUE 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			PUQUILLAY - NANCAGUA 66KV	No					
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 1	LOS MOLLES - OVALLE 66KV	Sí	Sí	Ampliación SE Ovalle	2019-D198	38.60%	Segundo semestre 2024

Empresa	Subestación	Transformador	Línea adyacente	Sobrecarga la línea adyacente	Sobrecarga el transformador	Proyecto de expansión asociado	Decreto de expansión asociado	Avance Real [%]	PES Estimada
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 2	N/A	No	Sí	Ampliación SE Ovalle	2019-D198	38.60%	Segundo semestre 2024
CGE	PANGUILEMO	PANGUILEMO 66/15-13.8KV 9MVA N°1	PANGUILEMO - TALCA 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	PARRONAL	PARRONAL 66/13.8KV 5MVA N°1	PARRONAL - HUALANE 66KV C1	Sí	No	N/A	N/A	N/A	N/A
			LOS MAQUIS - VILLA PRAT 66KV C1	Sí					
CGE	PELEQUÉN	PELEQUEN 66/15KV 4MVA N°1	PELEQUEN - MALLOA NUEVA 66KV C1	Sí	Sí	Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT) y Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	2020-D171 y 2018-D293	35.80%	Tercer trimestre 2024 / Primer trimestre de 2025
CGE	PUNITAQUI	PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1	OVALLE - PUNITAQUI 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	QUEROO	QUEROO 110/24-14.4KV 10-13MVA N°1	CHOAPA - QUEROO 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
COPELEC	QUILMO	QUILMO 66/33KV 8-10 MVA	CHILLAN - TAP QUILMO II 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	RETIRO	RETIRO 66/13.2KV 2MVA N°1 // RETIRO 66/13.8KV 2MVA N°2	LINARES - TAP LONGAVI 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			TAP LONGAVI - TAP RETIRO 66KV C1	No					
CGE	SALAMANCA	SALAMANCA 110/24-13.8KV 10MVA N°1	ILLAPEL - SALAMANCA 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	SAN CARLOS	SAN CARLOS 66/13.8 kv 18.7MVA N°1	COCHARCAS - SAN CARLOS 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	SAN CLEMENTE	SAN CLEMENTE 66/13.8KV 10MVA N°1	TALCA - SAN CLEMENTE 66KV C1	Sí	Sí	Ampliación en S/E San Clemente	2019-D198	52.50%	Primer trimestre 2027
CGE	SAN VICENTE T.T.	SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 66/15KV 25MVA N°2	MALLOA NUEVA - SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			SAN FERNANDO - LA RONDA 66KV C1	No					
STS	SANTA BARBARA	SANTA BARBARA 66/13,8KV 5MVA T1	DUQUECO - TAP SANTA BARBARA 66KV C1	No	Sí	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	2021-D185	23.90%	Primer trimestre de 2025

Empresa	Subestación	Transformador	Línea adyacente	Sobrecarga la línea adyacente	Sobrecarga el transformador	Proyecto de expansión asociado	Decreto de expansión asociado	Avance Real [%]	PES Estimada
STM II	SANTA MARTA	SANTA MARTA 110/23.5KV 37.5MVA 4	TAP MAIPU - TAP SANTA MARTA 110KV C1	No	Sí	Ampliación en S/E Santa Marta	2020-D171	58.70%	Segundo trimestre de 2025
CGE	SANTA ROSA	SANTA ROSA 66/23KV 20MVA N°1	EL PEUMO - SANTA ROSA (CGE) 66KV C1	Sí	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
ENGIE	TAP OFF DOLORES	TAP OFF DOLORES 110/24-13.8 KV 2MVA N°1	TAP CERRO BALCON - POZO ALMONTE 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
COPELEC	TRES ESQUINAS BULNES	TRES ESQUINAS T1 66/13.8KV 8-10 MVA	TAP TRES ESQUINAS - TRES ESQUINAS 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
			TAP SANTA CLARA - LOS TILOS BULNES 66KV C1	No					
CGE	TRES PINOS	TRES PINOS 66/24KV 10MVA N°2	LINARES - TAP LONGAVI 66KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A
CGE	TUNICHE	TUNICHE 66/14.8KV 18.7MVA 1	PUNTA DE CORTES - PUENTE ALTA 66KV C1	Sí	Sí	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea	2018-D293	48.20%	Primer trimestre 2029
TRANSELEC	VALLENAR	VALLENAR TR1 110/13.8KV 10MVA 1 // VALLENAR TR2 110/13.8KV 10MVA 2	MAITENCILLO - VALLENAR 110KV C1	No	Sí	Ampliación en S/E ValLENAR (NTR ATMT)	2020-D171	55.40%	Segundo semestre 2024
CGE	VICUÑA	VICUNA 110/23KV 24MVA N°1	PAN DE AZUCAR - DAMASCAL 110KV C1	No	Sí	N/A	N/A	N/A	N/A

Por otro lado, en la Gráfico 4-1 se presentan los resultados de las congestiones de los elementos series de aquellas subestaciones que presentan inversión de flujo en sus cabeceras.

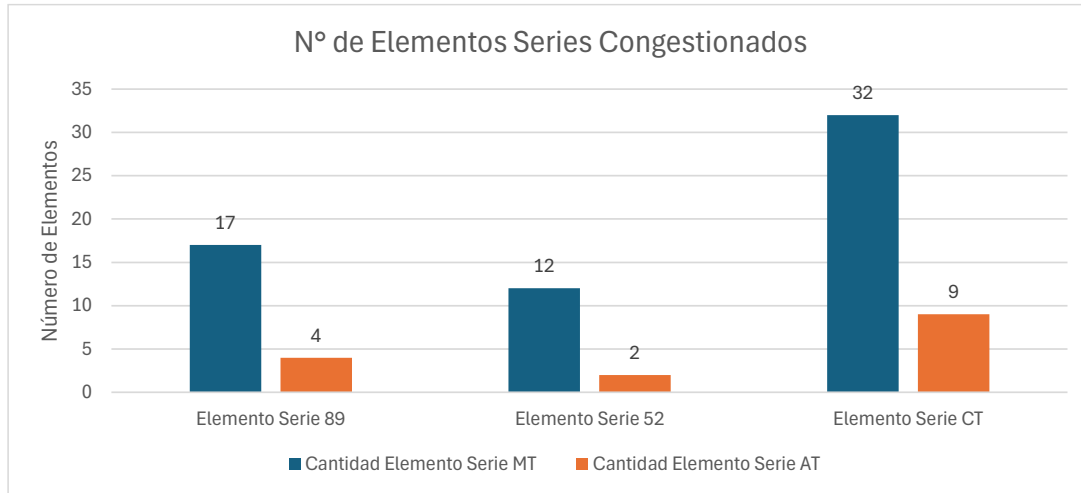


Gráfico 4-1. Elementos Series Congestionados Estudio PMGD mayo 2024.

Con respecto al análisis Nivel 1 indicado en la Figura 3-1, los elementos en el análisis MT congestionados se encuentran asociados a los siguientes Transformadores:

Elemento Serie 89 MT	Elemento Serie 52 MT	Elemento Serie CT MT
<ul style="list-style-type: none"> • CHUMAQUITO 66/14.8KV 18.7MVA N°1 • SAN VICENTE DE T. T. 66/15KV 25MVA N°2 • TUNICHE 66/14.8KV 18.7MVA 1 • VICUNA 110/23KV 24MVA N°1 • TRES ESQUINAS T1 66/13.8KV 8-10 MVA • LOS ANGELES (CGE) 69/15KV 25MVA 1 • EL AVELLANO 66/23-13.2KV 10MVA 2 • LA ESPERANZA 69/13.8kv 12MVA N°1 • TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 20MVA N°1 • LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1 • LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2 • MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1 • PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1 • QUEREO 110/24-14.4KV 10-13MVA N°1 • RANGUILI 66/13.8KV 5,2 MVA N°1 • RETIRO 66/13.2KV 2MVA N°1 • VALLENAR TR1 110/13.8KV 10MVA 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MONTE PATRIA 66/23KV 10MVA N°2 • SANTA ROSA 66/23KV 20MVA N°1 • TUNICHE 66/14.8KV 18.7MVA 1 • LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1 • LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U • BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA N°1 • CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA N°2 • EL MANZANO 66/15KV 6.67MVA N°1 • LA ESPERANZA 69/13.8kv 12MVA N°1 • LA MANGA 66/15KV 20MVA N°1 • LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1 • MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1 	<ul style="list-style-type: none"> • CHUMAQUITO 66/14.8KV 18.7MVA N°1 • TAP OFF DOLORES 110/24-13.8 KV 2MVA N°1 • LEYDA 115/13.8KV 12.5MVA N°1 • MALLOA 66/15 KV 5 MVA N°1 • MONTE PATRIA 66/23KV 10MVA N°2 • PELEQUEN 66/15KV 4MVA N°1 • SAN VICENTE DE T. T. 66/15KV 25MVA N°2 • SANTA ROSA 66/23KV 20MVA N°1 • TAMARUGAL 66/23 KV 8-10MVA N°1 • VICUNA 110/23KV 24MVA N°1 • EL AVELLANO 66/23-13.2KV 10MVA 2 • CATEMU 44/12.5/7.2kv 16MVA 2 • PANIMAVIDA 66/13.8KV 10MVA 2 • CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2 • LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1 • LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U • CASABLANCA 66/12.5/7.2kv 25MVA 1 • CASABLANCA 69/13.6/2.4kv 18.3MVA 2 • CABILDO 110/25KV 30MVA N°1 • CHACAHUIN 66/15KV 30MVA N°2 • CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA N°2 • DIEGO DE ALMAGRO 115/13.8/24KV 10MVA 5 • EL MANZANO (ENEL) 230/25KV 20MVA 1 • LA ESPERANZA 69/13.8kv 12MVA N°1 • LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1 • LAS CABRAS 66/24-15KV 10MVA N°1 • MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1 • OVALLE 66/24KV 30MVA 1 • PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1 • QUEREO 110/24-14.4KV 10-13MVA N°1 • TRES PINOS 66/24KV 10MVA N°2 • VALLENAR TR1 110/13.8KV 10MVA 1

Con respecto al análisis Nivel 2 indicado en la Figura 3-1, los elementos en el análisis AT congestionados se encuentran asociados a los siguientes Transformadores:

Elemento Serie 89 AT	Elemento Serie 52 AT	Elemento Serie CT AT
<ul style="list-style-type: none"> • SAN VICENTE DE T. T. 66/15KV 25MVA N°2 • LEBU 66/13.2 KV 8-10 MVA T1 • CURACAUI 44/12KV 10MVA 2 • TAP OFF LA NEGRA 110/23 KV 20MVA N°1 	<ul style="list-style-type: none"> • LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U • LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2 	<ul style="list-style-type: none"> • SAN VICENTE DE T. T. 66/15KV 25MVA N°2 • CABRERO 69/24-12KV 16MVA 2 • NEGRETE 66/23KV 16MVA T1 • LAJA TR2 66/13.8KV 5MVA 1U • LA PALMA 66/24-15KV 10MVA N°1 • LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2 • OVALLE 66/24KV 30MVA 1 • PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1 • SAN CLEMENTE 66/13.8KV 10MVA N°1

El detalle de los resultados se encuentra en el “Anexo_2_Resultados_PMGD_Final_Mayo_2024”.

5. ANEXOS

5.1 COMUNICACIONES

5.1.1 RESPUESTA A LA CARTA DE 00772-24 DE SOLICITUD DE ANTECEDENTES

En el presente anexo se detallan las comunicaciones intercambiadas entre el Coordinador, las Empresas Distribuidoras y los Coordinados durante el proceso de elaboración del Estudio de Verificación de Congestión en redes de Transmisión Zonal por conexión PMGD primer semestre 2024. Se considera la información y comentarios entregados por las empresas como respuesta a la carta DE 00772-24 enviada por el Coordinador el 08 de febrero de 2024. A continuación, se presenta el listado con el resumen de las comunicaciones:

- **Engie Energía Chile S.A.** mediante la carta DE01082-24 de fecha 13-02-2024.
- **Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó LTDA.** mediante la carta DE01200-24 de fecha 19-02-2024.
- **Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.** mediante carta DE01314-24 de fecha 22-02-2024.
- **Cooperativa Eléctrica Los Ángeles LTDA.** mediante la carta DE01315-24 de fecha 22-02-2024.
- **Chilquinta Distribución S.A.** mediante la carta DE01384-24 de fecha 27-02-2024.
- **Compañía Eléctrica del Litoral S.A.** mediante la carta DE01384-24 de fecha 27-02-2024.
- **Luz Linares S.A.** mediante la carta DE01384-24 de fecha 27-02-2024.
- **Luz Parral S.A.** mediante la carta DE01384-24 de fecha 27-02-2024.
- **Energía de Casablanca S.A.** mediante la carta DE01384-24 de fecha 27-02-2024.
- **Sociedad Austral de Electricidad S.A.** mediante la carta DE01452-24 de fecha 28-02-2024.
- **Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.** mediante la carta DE01454-24 de fecha 28-02-2024.
- **Compañía Eléctrica de Osorno S.A.** mediante la carta DE01455-24 de fecha 28-02-2024.
- **Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.** mediante la carta DE01761-24 de fecha 14-03-2024.
- **Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.** mediante la carta DE01785-24 de fecha 14-03-2024.
- **Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.** mediante la carta DE01791-24 de fecha 15-03-2024.
- **Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.** mediante la carta DE01798-24 de fecha 15-03-2024.
- **Distribuidora de Energía Eléctrica Mataquito S.A.** mediante la carta DE01806-24 de fecha 15-03-2024.
- **Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A.** mediante la carta DE01809-24 de fecha 15-03-2024.
- **Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.** mediante correo de fecha 18-03-2024.
- **Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.** mediante la carta DE01861-24 de fecha 19-03-2024.
- **Enel Distribución Chile S.A.** mediante la carta DE01895-24 de fecha 20-03-2024.
- **Compañía General de Electricidad S.A.** mediante la carta DE02049-24 de fecha 28-03-2024.

5.1.2 COMUNICACIONES EN RESPUESTA A CARTA DE02388-24 – SOLICITA OBSERVACIONES A INFORME PRELIMINAR

En el presente anexo se detalla las comunicaciones intercambiadas entre el Coordinador, las Empresas Distribuidoras y los Coordinados, sobre las observaciones al Informe Preliminar del Estudio de Verificación de Congestión en redes de Transmisión Zonal por conexión PMGD primer semestre 2024, como respuesta a la carta DE 02388-24 enviada por el Coordinador el 08 de mayo de 2024. A continuación, se presenta el listado con el resumen de las comunicaciones:

- **Miscanti de Verano SpA.** mediante la carta DE03189-24 de fecha 17-05-2024.
- **Chilquinta Distribución S.A.** mediante la carta DE03171-24 de fecha 17-05-2024.
- **Compañía General de Electricidad S.A.** mediante la carta DE03176-24 de fecha 17-05-2024.
- **Asociación Chilena de Energía Solar A.G.** mediante la carta OP01197-24 de fecha 17-05-2024.
- **Cooperativa Eléctrica Los Ángeles LTDA.** mediante la carta DE03381-24 de fecha 29-05-2024.

5.2 RESULTADOS CONGESTIONES PMGD

El anexo con los resultados sobre las congestiones de PMGD, determinadas por el Coordinador en el primer semestre de 2024, están disponibles en el archivo "Anexo_2_Resultados_PMGD_Final_Mayo_2024.xlsx". Este archivo contiene el detalle de los elementos analizados, mostrando una visión de las congestiones identificadas.

5.3 RESPUESTA A OBSERVACIONES DE LOS COORDINADOS A ESTUDIO PRELIMINAR DE CONGESTIONES

El anexo con el consolidado de observaciones al informe preliminar de congestiones por PMGD y sus respuestas, se encuentra disponible en el archivo "Anexo_3_Respuesta_Obs_Coordinados_Final_Mayo_2024.pdf".