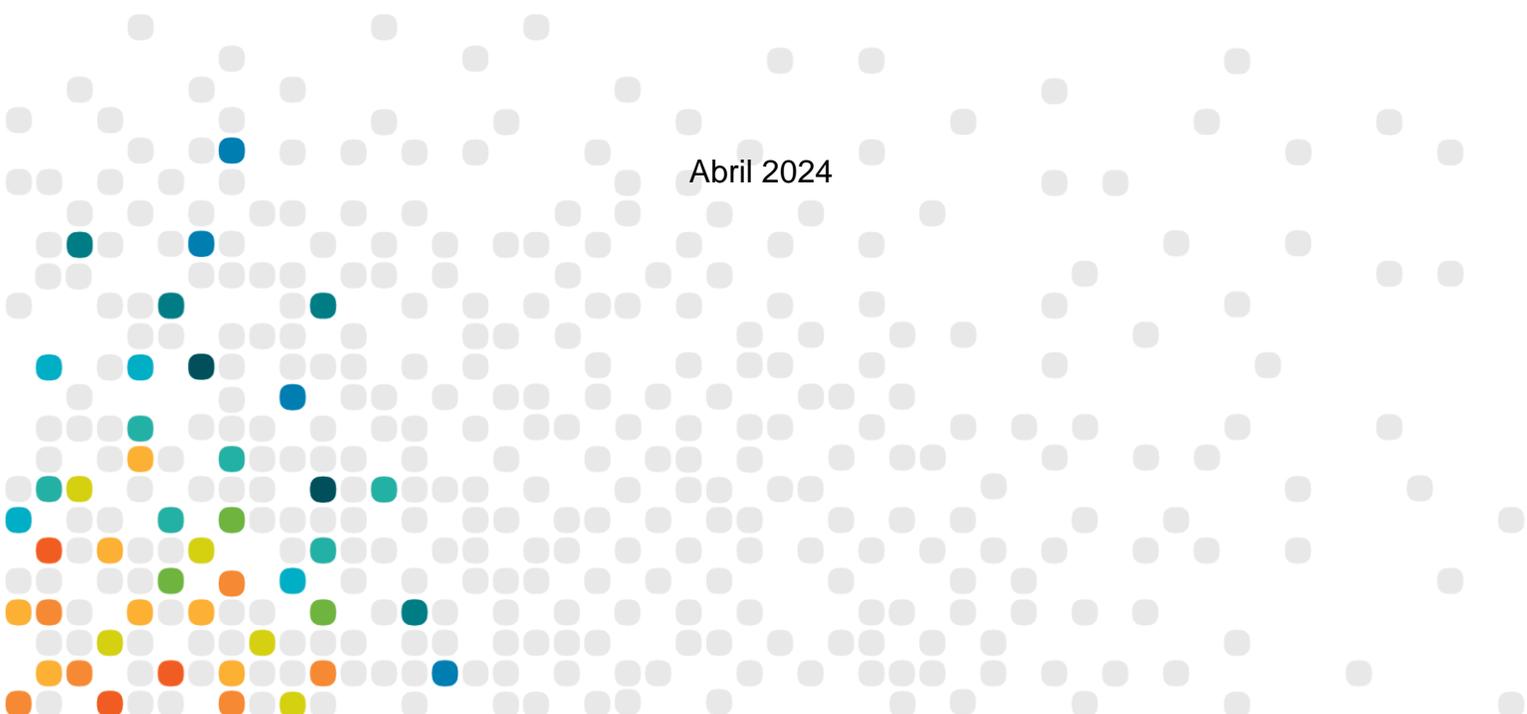


REPORTE ANUAL DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

(Art 72°-15, ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Abril 2024



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	2
1.1. CAPACIDAD INSTALADA	2
1.2. DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA	2
1.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA	3
1.4. GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	4
1.5. RETIROS DE ENERGÍA	4
1.6. COSTO MARGINAL	5
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA	7
1.7. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR	7
1.8. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	10
1.9. REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA	11
1.10. NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	13
1.11. GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES	20
1.12. COSTO MARGINAL PROYECTADO	22
CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN	24
2.1. CONTROL DE FRECUENCIA	24
2.2. CONTROL DE TENSIÓN	25
2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN	25
2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR	26
2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE	26
2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO	27
2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO	27
2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR	28
SEGURIDAD DEL SEN	29
3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK	29
3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS	30
3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO	30
3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	30

CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS	31
<hr/>	
4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	31
4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	32
4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN	32
4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN	33
4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	34
4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)	34
4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	38
4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA	38
CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA	39
<hr/>	
5.1. CADENA DE PAGOS	39
5.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA	40
PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS	41
<hr/>	
6.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS	41
6.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES	41
LICITACIONES DE TRANSMISIÓN	42
<hr/>	
7.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2023	42
7.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADOS EN 2023	42
EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	43
<hr/>	
8.1. EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.	43
8.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO.	43

INTRODUCCIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que operen interconectadas entre sí, cuya cobertura geográfica comprende desde las regiones de Arica y Parinacota, por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, por el Sur, con una longitud cercana a los 3.100 km.

Este reporte elaborado por el Coordinador nace en el marco regulatorio de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-15 de la Ley N° 20.936, que mandata: *“El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, tales como, costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, identificación, cantidad y duración de fallas y generación renovable no convencional, entre otros.*

La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Tendrán el carácter de públicos y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un plazo de quince días, posterior a la conclusión de dicho reporte. [...].”

Para dar cumplimiento al artículo anteriormente señalado, el coordinador emite el siguiente Reporte con los antecedentes correspondientes al año 2023.

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. A continuación, se presentan algunos indicadores de la operación y coordinación del SEN.

1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del SEN a diciembre de 2023 alcanzó los 34.321 MW (considera centrales en pruebas y en operación), de los cuales el 37,4% es provisto por centrales térmicas y un 21,9% por centrales hidroeléctricas, tal como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2023 la capacidad instalada en base a energía renovable no convencional (ERNC, según ley 20.257) alcanzó los 15.470,7 MW, lo que equivale al 45,1% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 13,7% y la energía solar el 19,7%.

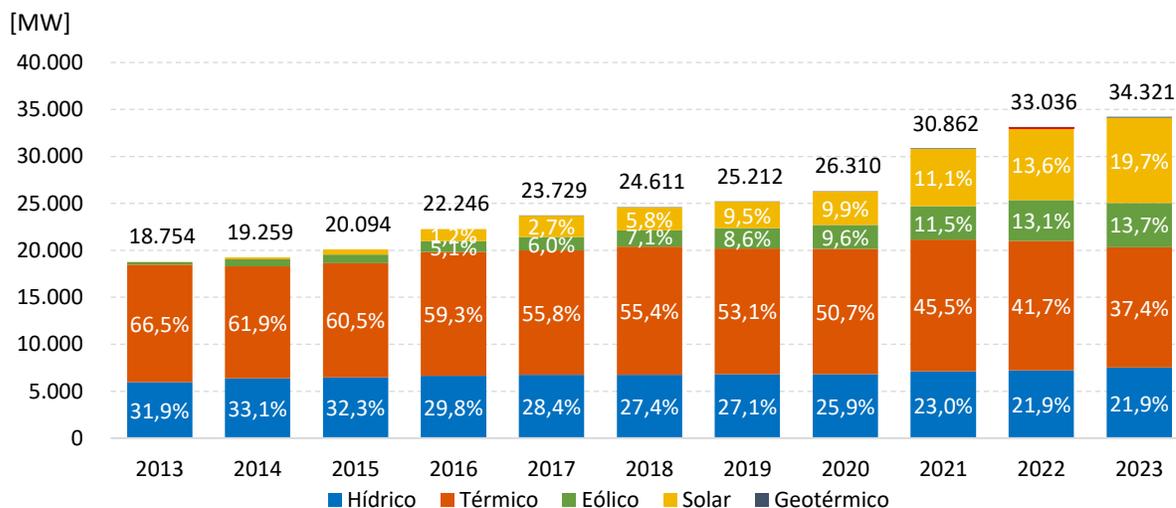


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

La siguiente Tabla-1 presenta un comparativo entre 2022 y 2023 para la generación diaria máxima y las demandas horarias máxima y mínima del SEN.

Tabla-1: Comparación anual de generación Máx./Mín. horaria y Máx. diaria SEN.

	2022		2023		Variación %
	Valor	Fecha	Valor	Fecha	
Máxima Horaria [MWh/h]	11.590,30	15dic-16°°	11.549,10	26dic-16°°	-0,36%
Mínima Horaria [MWh/h]	7.155,66	10abr-06°°	7.435,00	01ene-08°°	3,90%
Máxima Diaria [GWh]	253,3	31 mayo	250,25	12 junio	-4,34%

1.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2023 alcanzó los 83.637,1 GWh, mostrando un aumento del 0,76% respecto al año anterior (83.005,3 GWh). Las siguientes gráficas presentan la distribución de la energía generada en el año 2023, por tipo de fuente y región.

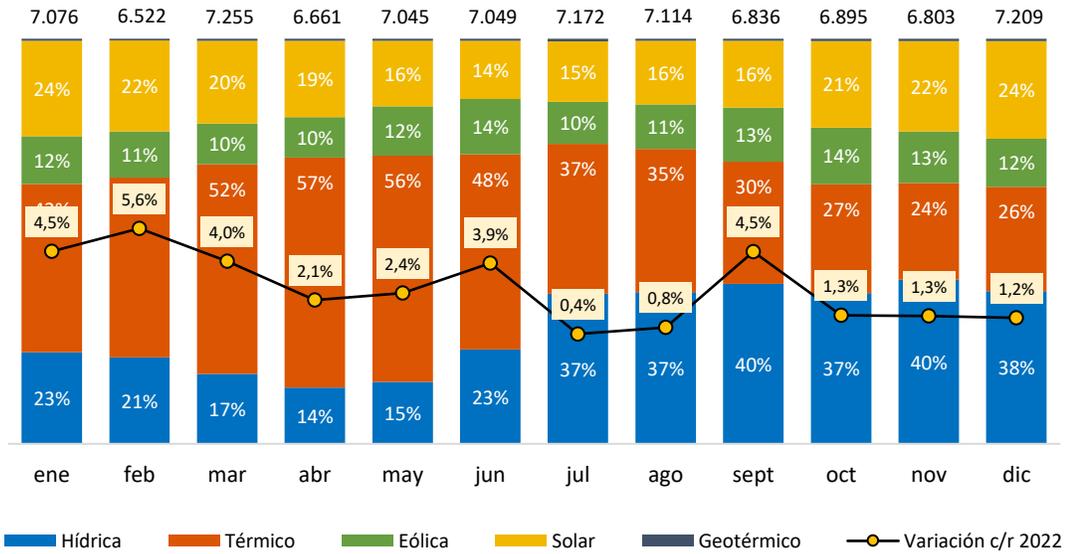


Figura 2: Generación mensual SEN 2023 desagregada por tipo de fuente.

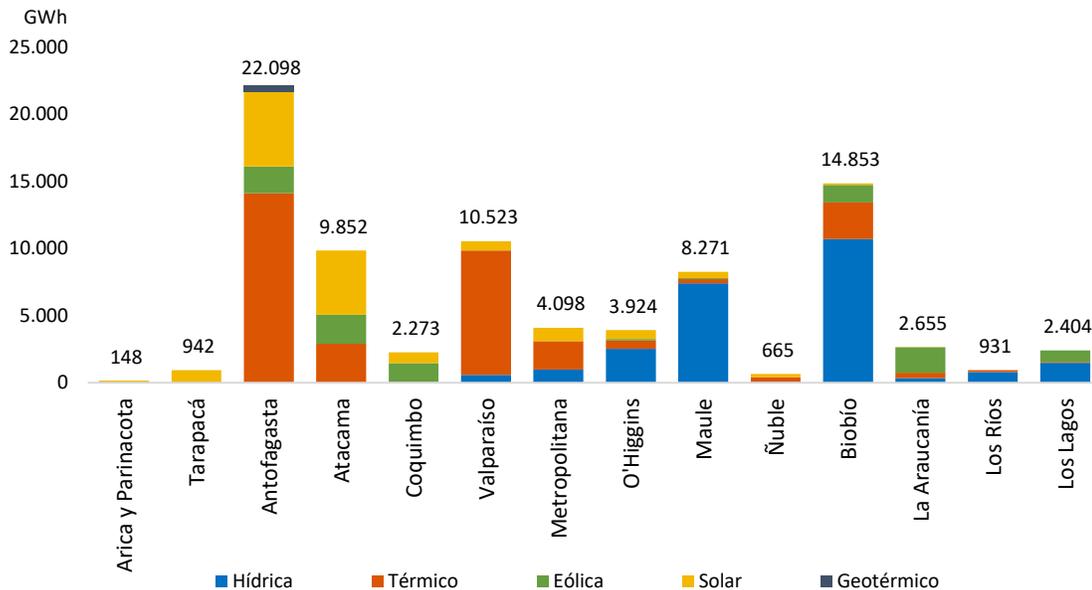


Figura 3: Generación SEN 2023 desagregada por Región y tipo de fuente.

1.4. GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

La generación de energía renovable no convencional (ERNC, según Ley 20.257) en el SEN durante el 2023 alcanzó los 31.059,1 GWh, lo que representa una participación del 37,4% en la generación total, y un aumento del 12% respecto de 2022 (27.741,7 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 16.074,8 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 9.911,1 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2023.

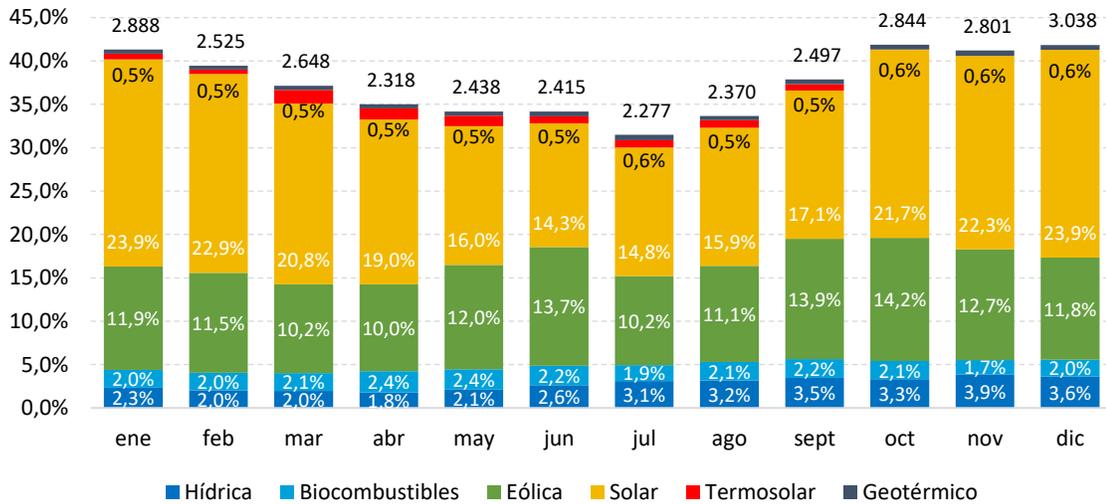


Figura 4: Generación ERNC SEN 2023 desagregada por tipo de fuente.

1.5. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2023 se retiraron 77.281,0 GWh de energía entre clientes regulados (39%) y libres (61%), representando un 0,29% de aumento respecto de 2022 (77.059,64 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial, según clasificación en Res. Exta. CNE. N° 247-2018.

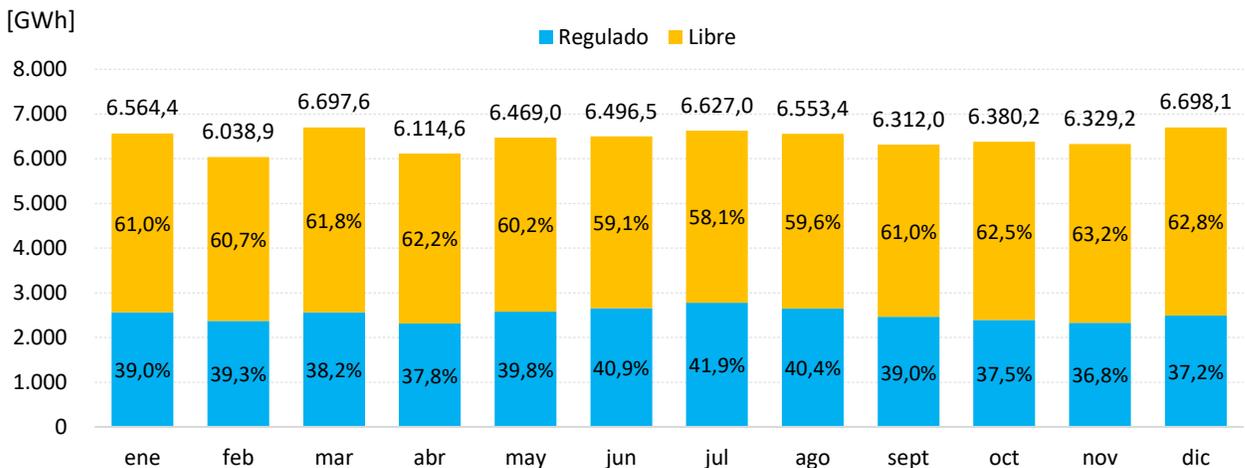


Figura 5: Retiro mensual de energía 2023 por tipo de cliente.

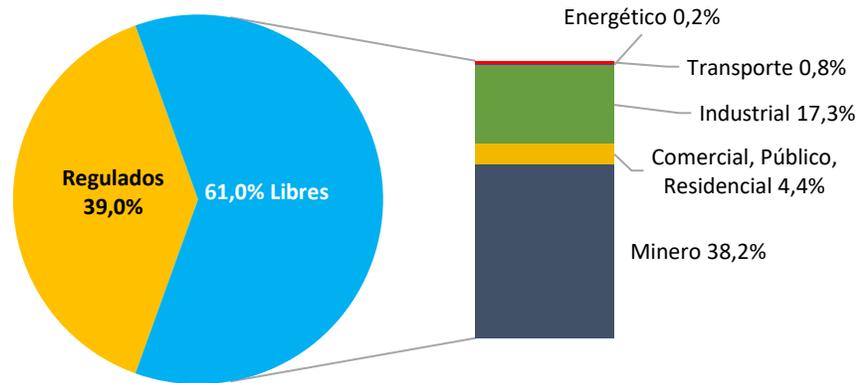


Figura 6: Retiros de energía 2023 por sector industrial.

nota: Clasificación de sector industrial según Res. Exta. CNE. N° 247-2018.

1.6. COSTO MARGINAL

A continuación, y para el año 2023, se presenta el Costo Marginal (CMg) promedio mensual de algunas barras representativas del SEN. Además, se muestran las variaciones % con respecto al CMg del mismo mes del año 2022.

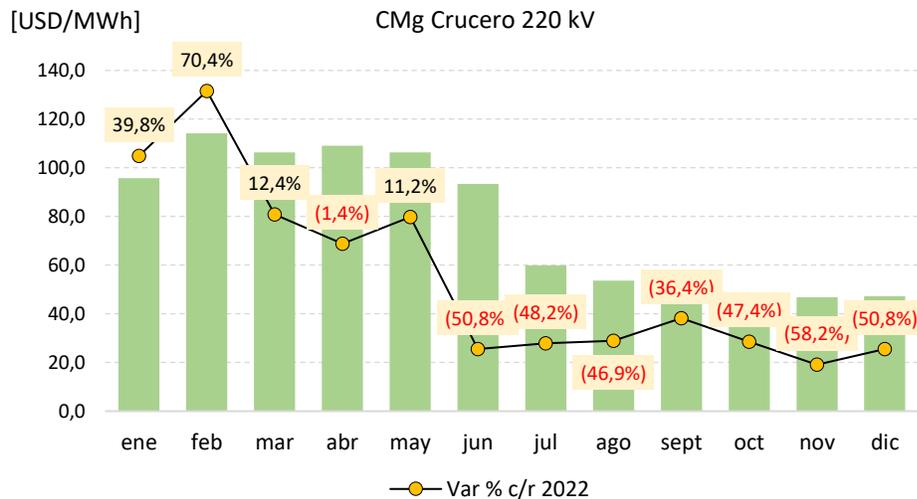


Figura 7: CMg promedio mensual barra Crucero 220 kV.

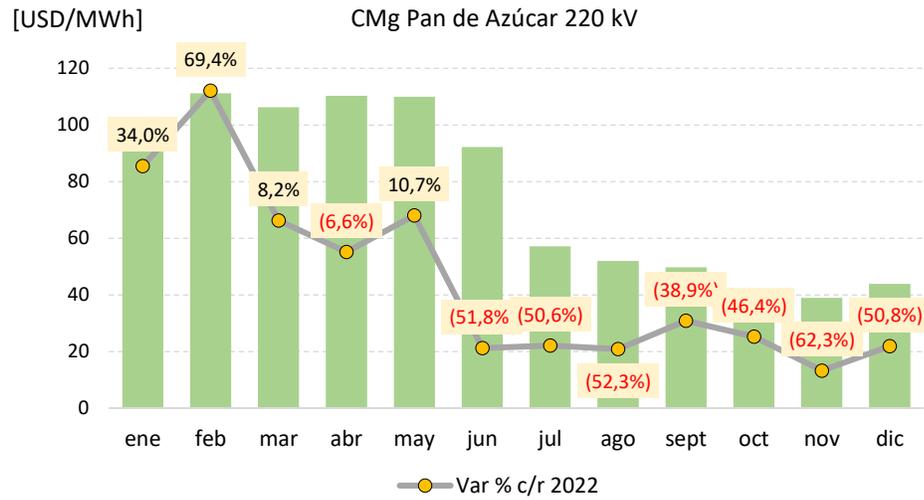


Figura 8: CMg promedio mensual barra Pan de Azúcar 220 kV.

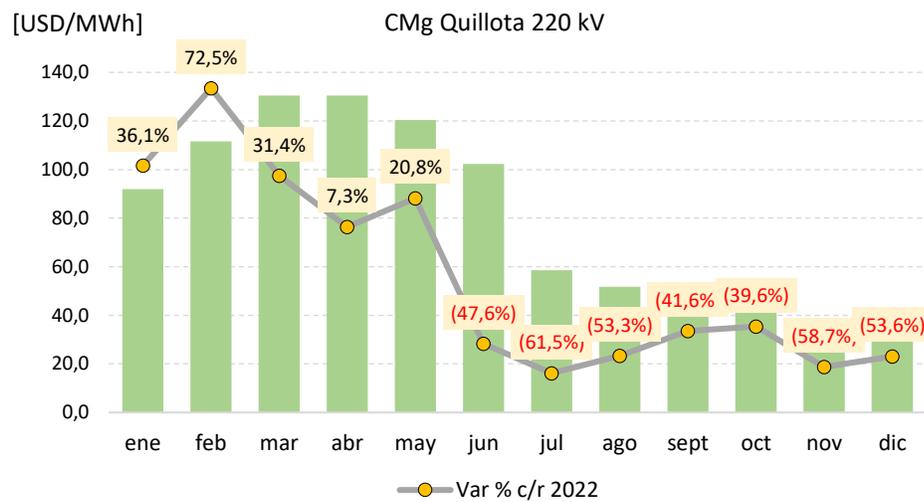


Figura 9: CMg promedio mensual barra Quillota 220 kV.

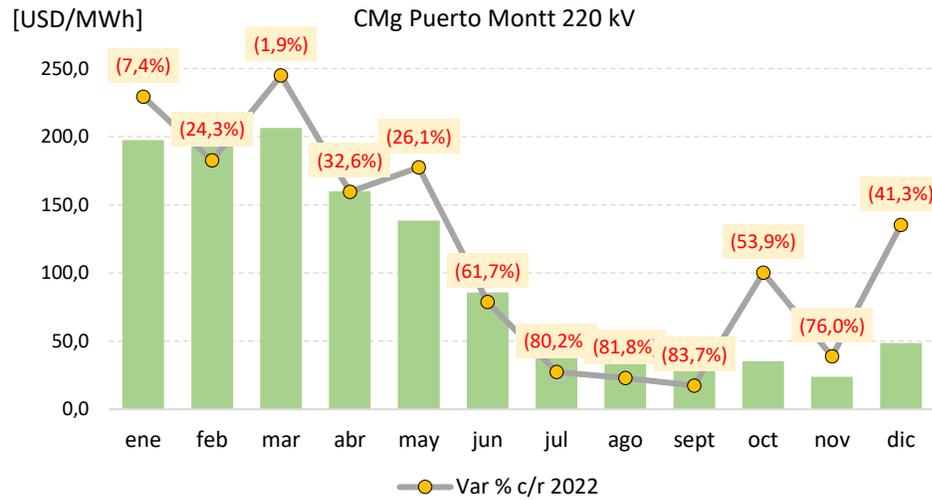


Figura 10: CMg promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Durante 2023 los envíos de energía al SADI Argentino a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes totalizaron 47,94 GWh, mientras que las importaciones hacia Chile a través de esa interconexión totalizaron 1,58 GWh, lo que resulta en un intercambio neto hacia el Sistema Argentino por un monto de 46,36 GWh.

1.7. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR

Conforme lo indicado en el Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Mayor” de la NTSyCS, se entiende por mantenimiento mayor los trabajos declarados por un periodo mayor a 24 horas continuas. La Tabla-2 presenta los principales trabajos realizados en relación con mantenimiento mayor de unidades generadoras, durante el año 2023, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla-2: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2023.

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia Efectiva Neta (MW)	Inicio Efectivo	Fin Efectivo
TER GUACOLDA U4	20	142,3	06-01-2023	25-01-2023
TER SAN ISIDRO CC1-TV	53	158,7	10-01-2023	05-03-2023
TER MEJILLONES CTM3-TG	2	148,5	11-01-2023	12-01-2023
TER ATACAMA CC1-TV	12	133,2	16-01-2023	27-01-2023
TER KELAR CC1-TV	14	165,6	17-01-2023	30-01-2023
TER KELAR CC1-TG1	14	176,7	17-01-2023	30-01-2023
TER MEJILLONES CTM1	22	146,5	23-01-2023	14-02-2023
TER SAN ISIDRO CC1-TG	5	212,9	27-01-2023	01-02-2023

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia Efectiva Neta (MW)	Inicio Efectivo	Fin Efectivo
TER GUACOLDA U3	9	140,6	28-01-2023	05-02-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	3	242,0	03-02-2023	07-02-2023
TER NEHUENCO II CC1-TV	3	145,3	03-02-2023	07-02-2023
TER LOS VIENTOS U1	77	128,3	13-02-2023	30-04-2023
TER TALTAL U1	10	120,6	15-02-2023	24-02-2023
TER TALTAL U2	9	121,7	25-02-2023	06-03-2023
TER QUINTERO U1	3	127,1	07-03-2023	10-03-2023
TER NUEVA RENCA CC1-TV	2	165,9	17-03-2023	19-03-2023
TER NUEVA RENCA CC1-TG	2	205,0	17-03-2023	19-03-2023
TER GUACOLDA U5	16	142,7	24-03-2023	08-04-2023
TER NEHUENCO 9B U1	10	106,9	27-03-2023	05-04-2023
TER MEJILLONES CTM1	119	146,5	05-04-2023	01-08-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	7	242,0	06-04-2023	12-04-2023
TER NEHUENCO II CC1-TV	7	145,3	06-04-2023	12-04-2023
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	7	351,5	06-04-2023	13-04-2023
TER GUACOLDA U2	29	133,8	11-04-2023	09-05-2023
TER MEJILLONES CTM3-TG	5	148,5	18-04-2023	22-04-2023
TER SAN ISIDRO CC1-TG	3	212,9	21-04-2023	23-04-2023
TER ATACAMA CC1-TV	3	133,2	08-05-2023	10-05-2023
TER ATACAMA CC1-TG2	15	119,2	08-05-2023	23-05-2023
TER GUACOLDA U5	6	142,7	11-05-2023	18-05-2023
TER SANTA LIDIA U1	10	140,9	15-05-2023	25-05-2023
TER ATACAMA CC2-TG1	2	114,4	19-05-2023	20-05-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	3	242,0	20-05-2023	22-05-2023
TER NUEVA RENCA CC1-TG	14	205,0	29-05-2023	11-06-2023
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	14	351,5	29-06-2023	13-07-2023

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia Efectiva Neta (MW)	Inicio Efectivo	Fin Efectivo
TER CANDELARIA U2	3	123,8	04-07-2023	07-07-2023
TER CARDONES U1	1	148,7	11-07-2023	12-07-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	2	242,0	15-07-2023	16-07-2023
TER NEHUENCO II CC1-TV	2	145,3	15-07-2023	16-07-2023
TER ATACAMA CC2-TG1	22	114,4	18-07-2023	09-08-2023
TER CANDELARIA U1	8	124,1	25-07-2023	01-08-2023
TER IEM U1	17	348,0	28-07-2023	13-08-2023
TER GUACOLDA U3	4	140,6	18-08-2023	22-08-2023
TER LOS PINOS U1	13	106,4	21-08-2023	03-09-2023
TER QUINTERO U2	2	121,3	23-08-2023	25-08-2023
TER NEHUENCO II CC1-TV	1	145,3	09-09-2023	10-09-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	1	242,0	09-09-2023	10-09-2023
TER QUINTERO U1	2	127,1	12-09-2023	14-09-2023
TER ATACAMA CC2-TG2	3	115,8	21-09-2023	23-09-2023
TER CARDONES U1	6	148,7	26-09-2023	01-10-2023
TER NUEVA VENTANAS U1	21	243,1	01-10-2023	21-10-2023
TER CANDELARIA U1	19	124,1	10-10-2023	28-10-2023
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	8	351,5	15-10-2023	22-10-2023
TER TALTAL U1	3	120,6	18-10-2023	21-10-2023
TER CANDELARIA U2	33	123,8	30-10-2023	01-12-2023
TER GUACOLDA U2	5	133,8	30-10-2023	04-11-2023
TER COCHRANE U2	50	244,7	30-10-2023	18-12-2023
TER ANDINA U1	24	161,2	03-11-2023	26-11-2023
TER GUACOLDA U3	29	140,6	08-11-2023	07-12-2023
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	8	125,6	18-11-2023	26-11-2023
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	7	351,5	19-11-2023	26-11-2023
TER ATACAMA CC2-TG2	5	115,8	20-11-2023	24-11-2023
TER SAN ISIDRO CC1-TG	6	212,9	01-12-2023	08-12-2023
TER SAN ISIDRO CC1-TV	6	158,7	01-12-2023	08-12-2023
TER ANGAMOS U1	1	248,6	01-12-2023	03-12-2023
TER NEHUENCO II CC1-TG	17	242,0	02-12-2023	19-12-2023
TER NEHUENCO II CC1-TV	17	145,3	02-12-2023	19-12-2023
TER MEJILLONES CTM2	13	156,6	11-12-2023	23-12-2023
TER LOS PINOS U1	4	106,4	12-12-2023	16-12-2023

1.8. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El costo de operación del SEN, obtenido como el producto entre la producción horaria de cada central térmica (real y/o programada) y su respectivo costo variable, corresponde a 2.745 MMUSD para el año 2023, un 21,6% menor a los MMUSD 3.500 de 2022. Los costos mensuales se resumen en la siguiente Tabla:

Costo de Operación del Sistema (millones de USD)		
Mes	Costo de Operación Programado	Costo de Operación Real
ene-23	289.450,2	292.544,5
feb-23	296.433,0	313.770,7
mar-23	353.655,6	361.515,7
abr-23	363.263,3	370.478,0
may-23	341.886,1	366.017,5
jun-23	268.124,8	266.592,8
jul-23	166.512,1	172.498,6
ago-23	152.605,4	171.052,7
sept-23	106.544,3	128.119,4
oct-23	97.306,8	102.548,0
nov-23	88.319,2	92.619,2
dic-23	102.610,2	107.102,1

Tabla-3: Costo de Operación del SEN, ejercicio 2023.

Adicionalmente, en la Figura-11 se presentan las desviaciones entre el costo de operación determinado en el proceso de programación diaria y el costo de operación real.

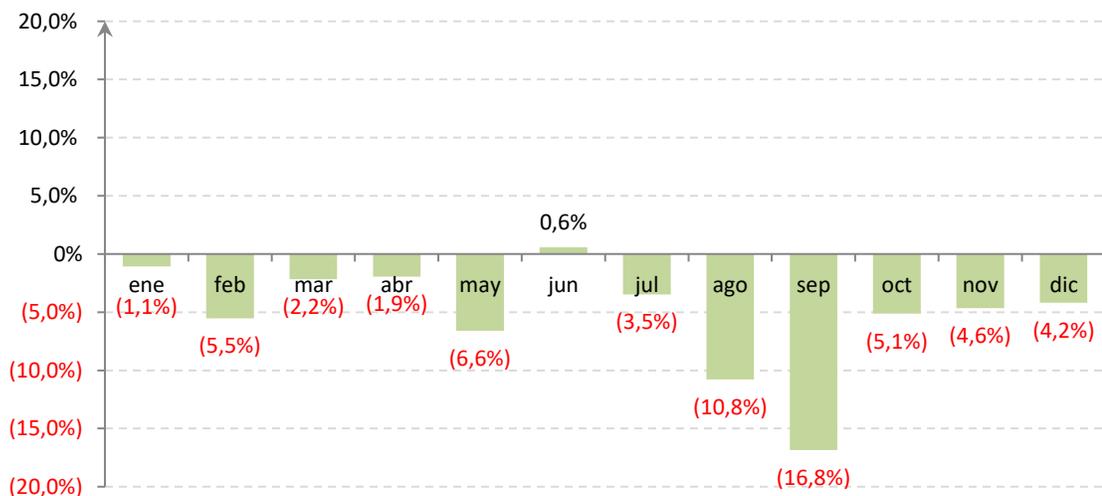


Figura 11: Desviación real vs programado de costo operación térmico 2023.

El siguiente gráfico muestra los pagos laterales unitarios correspondientes a los Servicios Complementarios, asociados a los pagos por sobrecosto y costo de oportunidad por la prestación de los servicios y los pagos laterales relacionados al Balance de Energía, que incluye los pagos por mínimos técnicos, pagos de partida y detención, y reserva hídrica en los meses de su conformación:

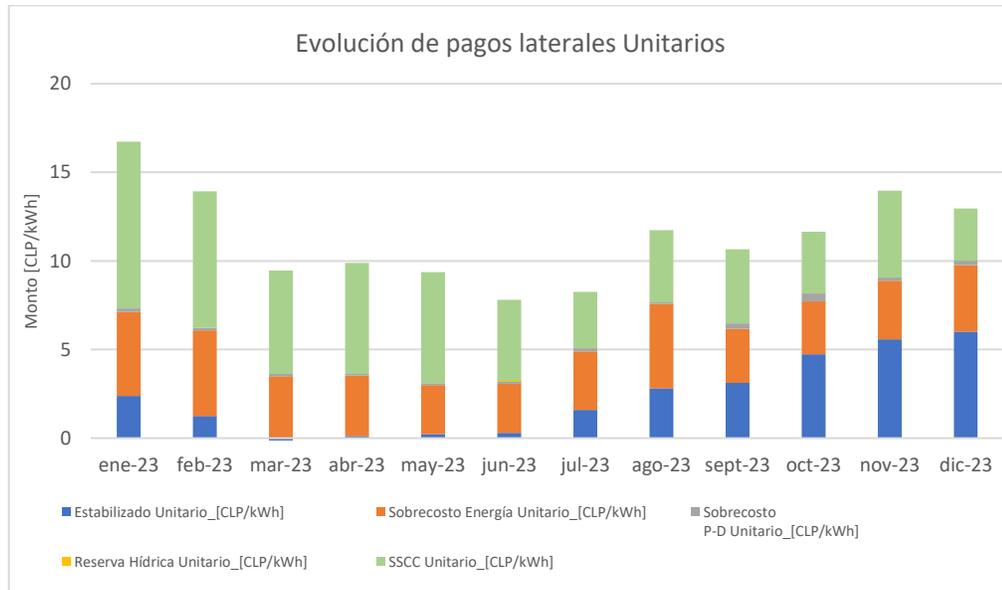


Figura 12: Pagos Laterales Unitarios de Energía y Servicios Complementarios.

1.9. REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA

En base al registro de instrucciones de reducción de generación renovable variable ERV (eólica y solar) se ha estimado el monto de energía que no pudo ser inyectada al SEN producto de congestiones de tramos de la zona norte y sur del sistema eléctrico, o bien como resultado de un excedente generalizado de oferta, particularmente en días de baja demanda. La siguiente figura, muestra la distribución mensual de reducciones según fuente de generación.

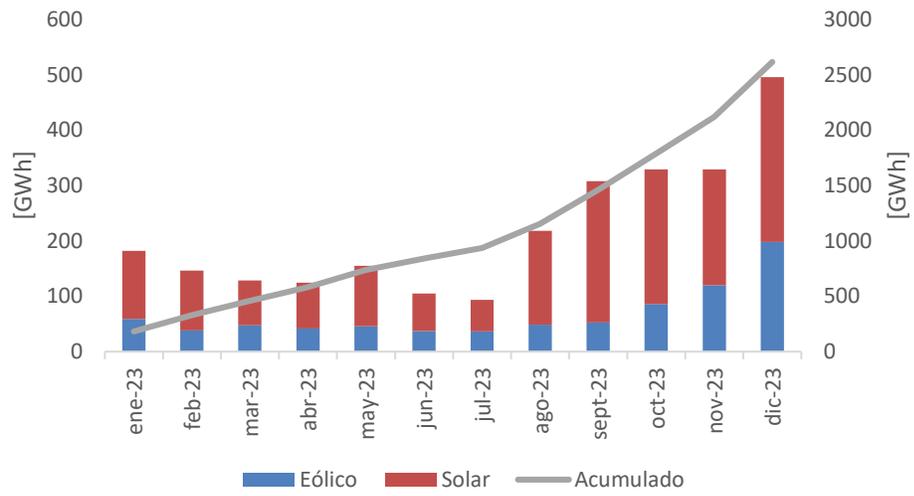


Figura 13: Reducción generación renovable variable en 2023 (Eólica y Solar).

1.10. NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En los siguientes gráficos se muestran curvas de duración e histogramas de los tramos del sistema de transmisión que estuvieron expuestos a una mayor incidencia de congestiones y por lo cual se debieron tomar medidas operativas para controlar su transferencia a los límites establecidos para su debida operación con criterio N-1.

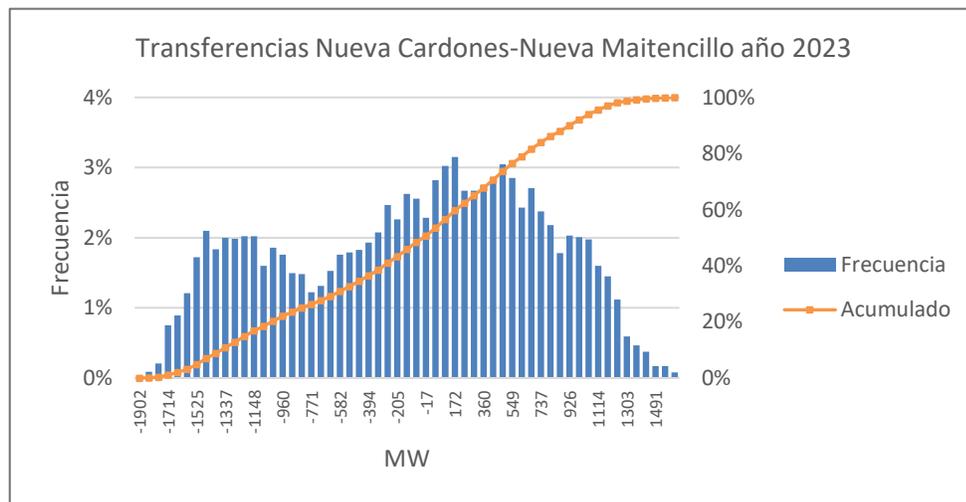
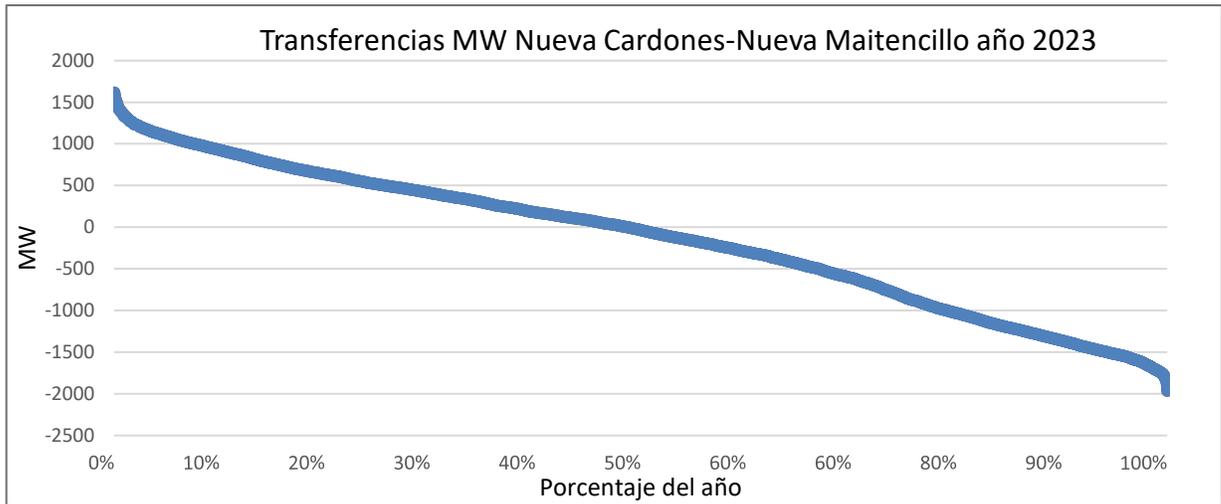


Figura 14: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Cardones-Nueva Maitencillo.

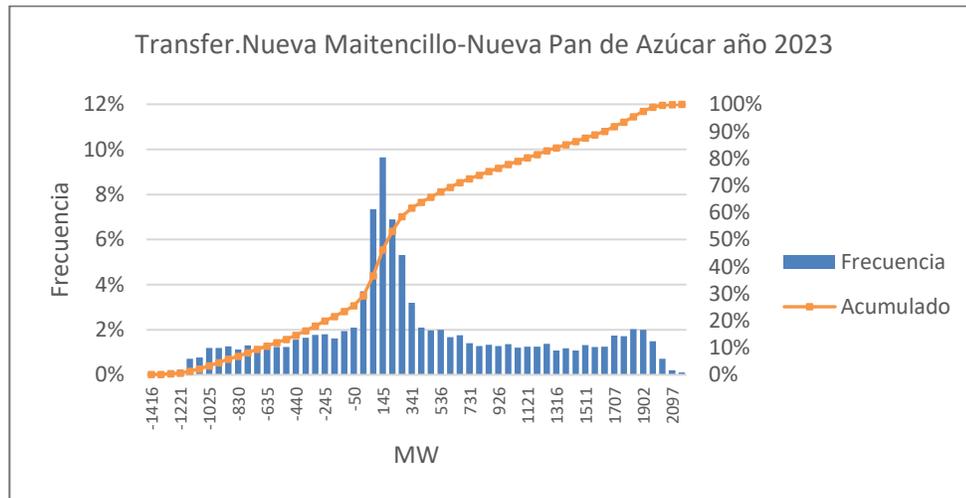
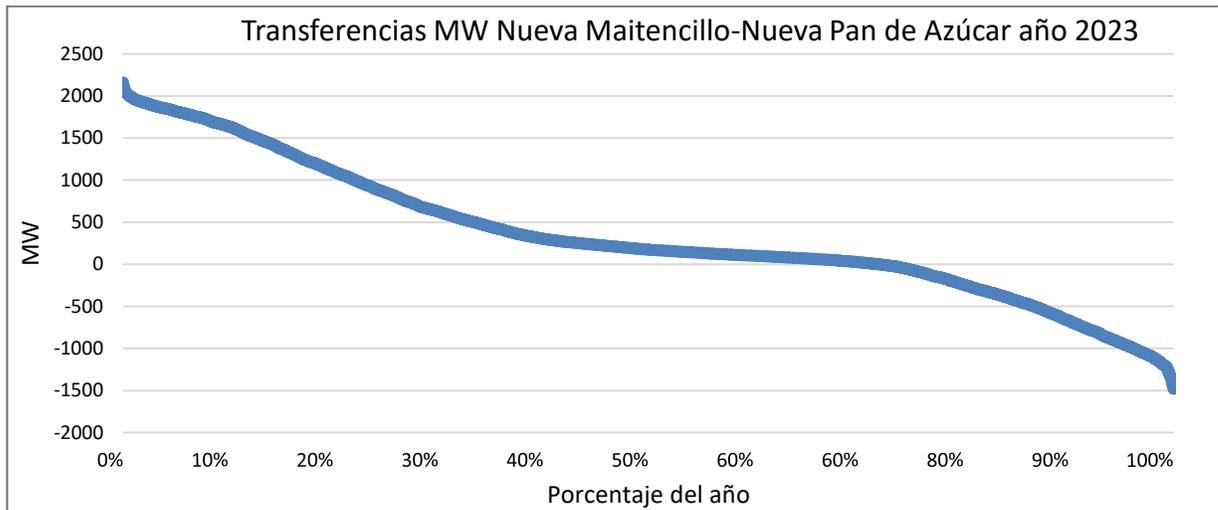


Figura 15: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar

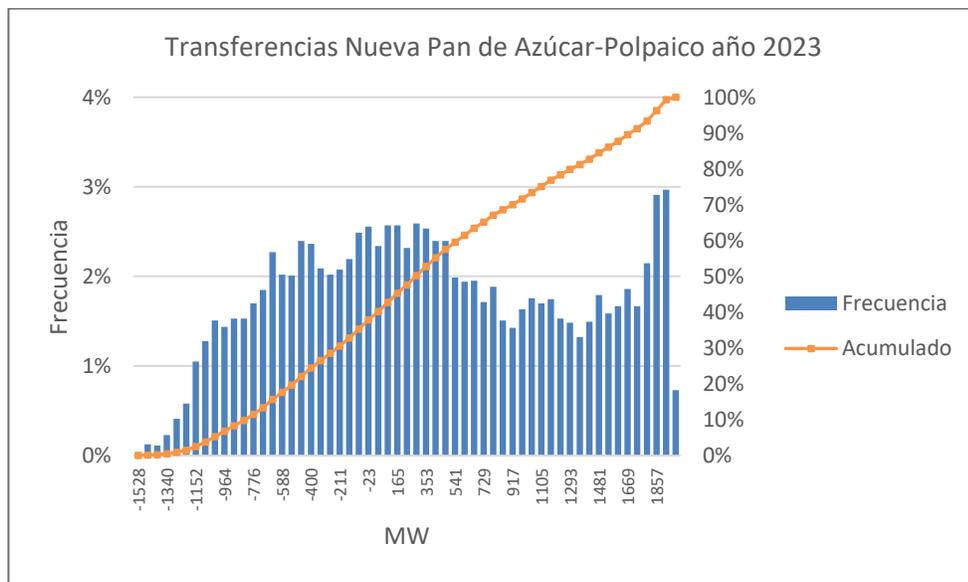
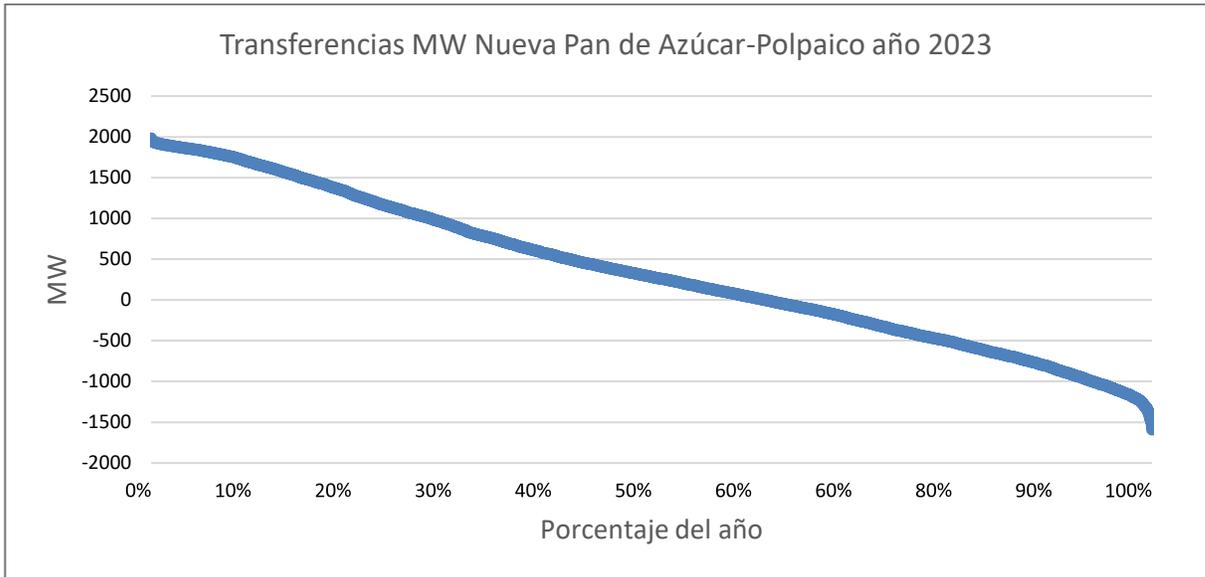


Figura 16: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico

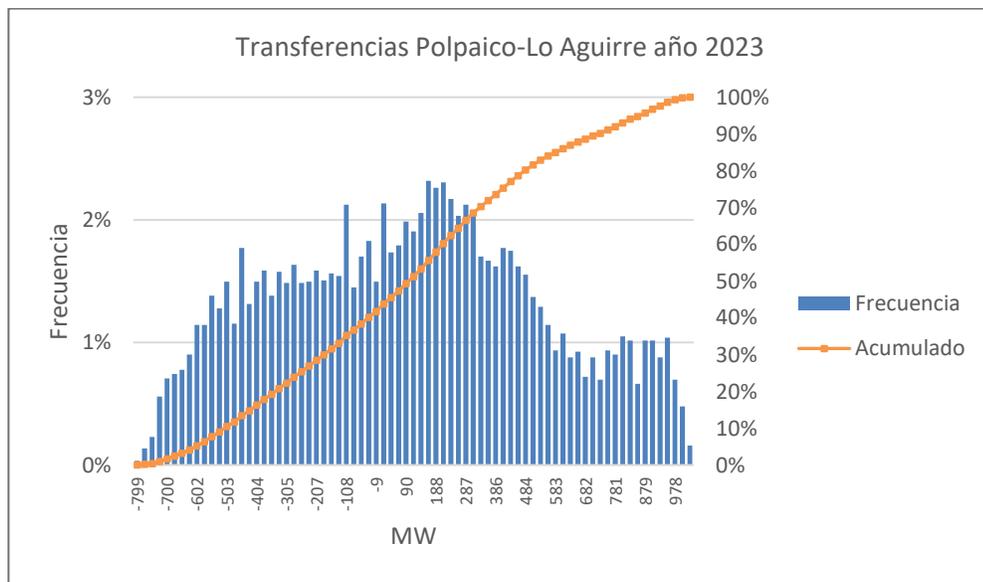
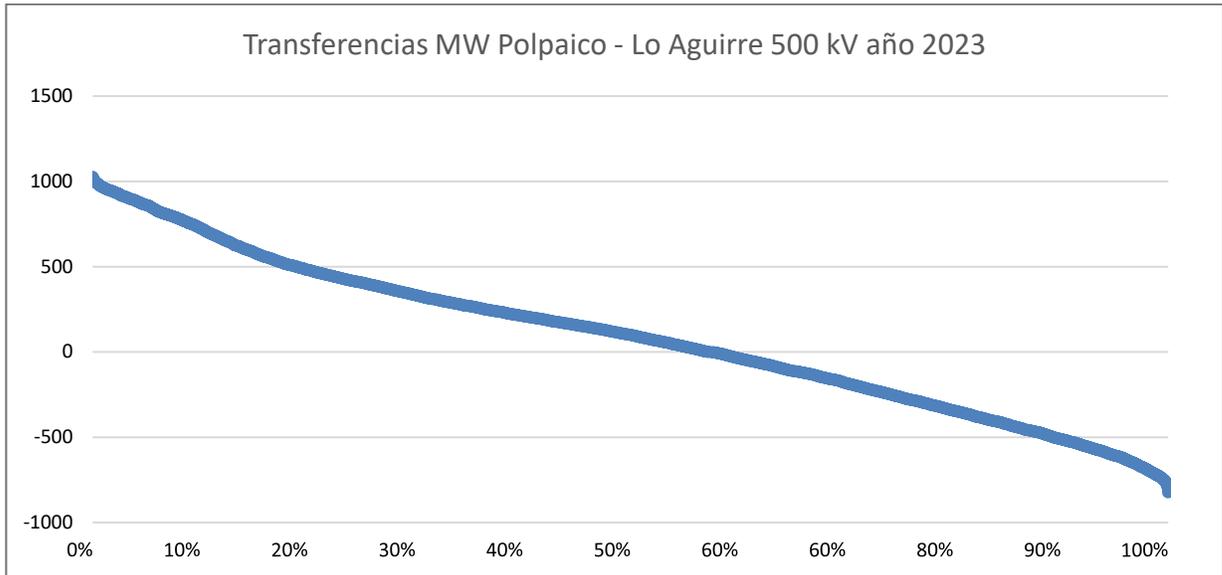


Figura 17: Transferencias Tramo 2x500 kV Polpaico-Lo Aguirre

Las transferencias por estos tramos muestran una distribución bimodal, explicada fundamentalmente por el ciclo diario de generación solar de la zona septentrional del corredor. Ese comportamiento se va atenuando en la medida que se avanza hacia los tramos del sur, llegando a una distribución más uniforme en el caso de tramo Polpaico-Lo Aguirre.

A continuación, se presentan tramos de la zona sur que presentaron algún grado de congestión en operación normal, por la activación de sus límites de transferencia asociados a la debida aplicación del criterio N-1.

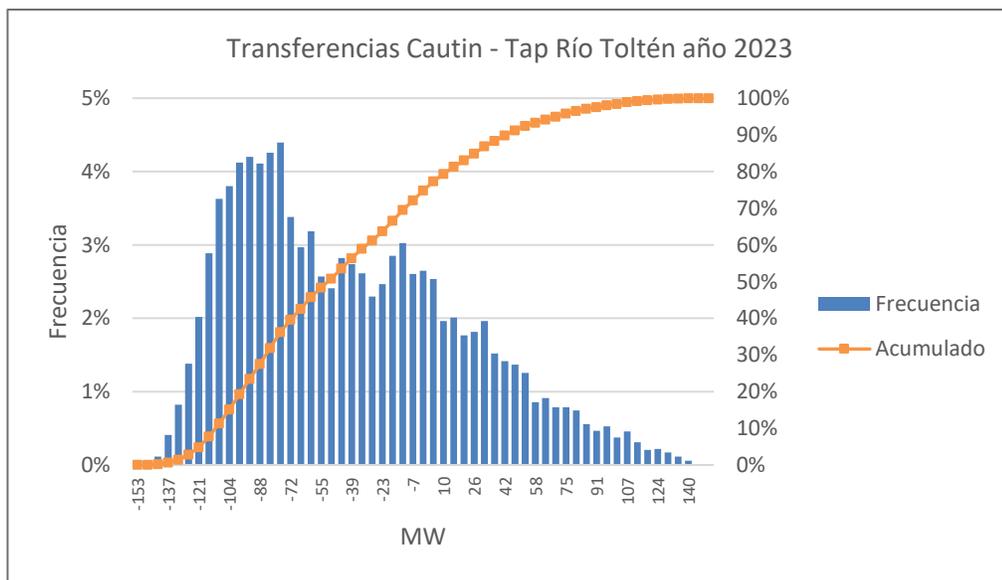
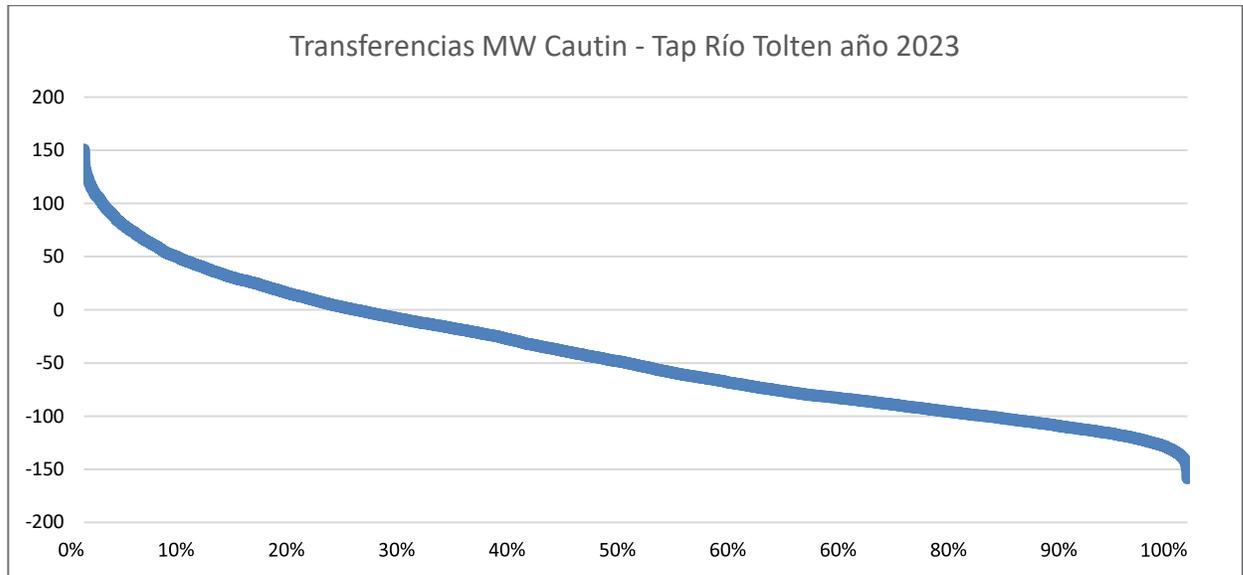


Figura 18: Transferencias Tramo 2x220 kV Cautín – Tap Río Toltén.

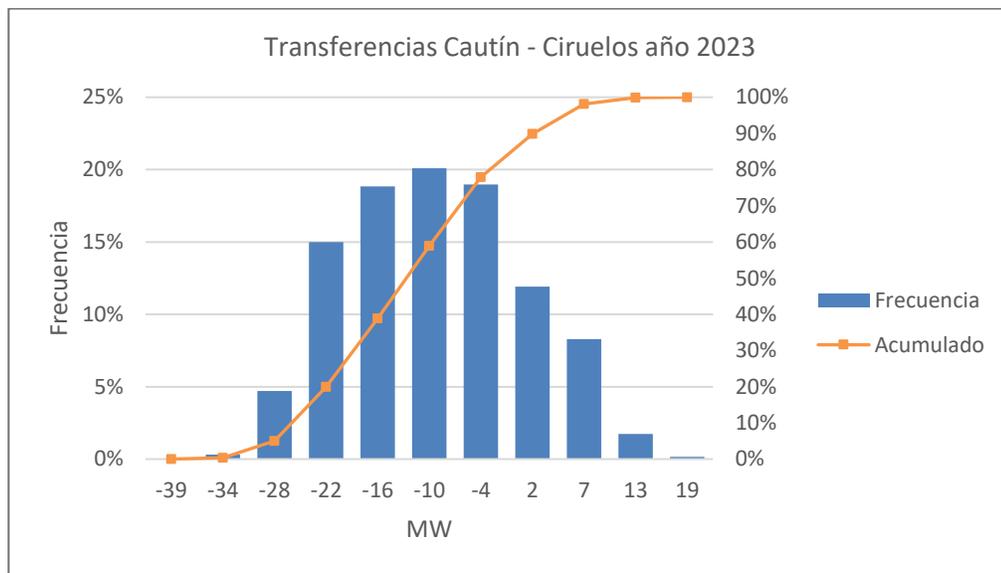
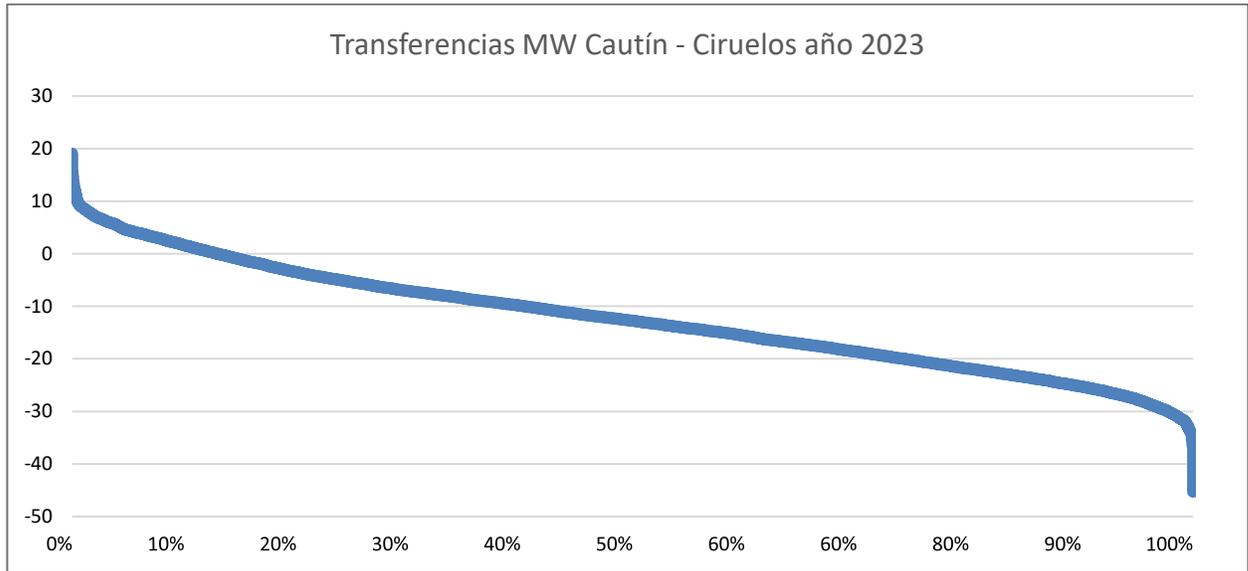


Figura 19: Transferencias Tramo 1x220 kV Cautín – Ciruelos.

El límite de transferencias en estos tramos corresponde al límite térmico del Conductor, por lo tanto, está sujeto a las condiciones de temperatura ambiente y si se está o no en presencia de luz solar.

Los siguientes tramos muestran las transferencias del tramo Charrúa-Mulchén, transferencias que fueron afectadas principalmente por la alta generación de energía eólica e hidráulica de la zona centro-sur de Chile.

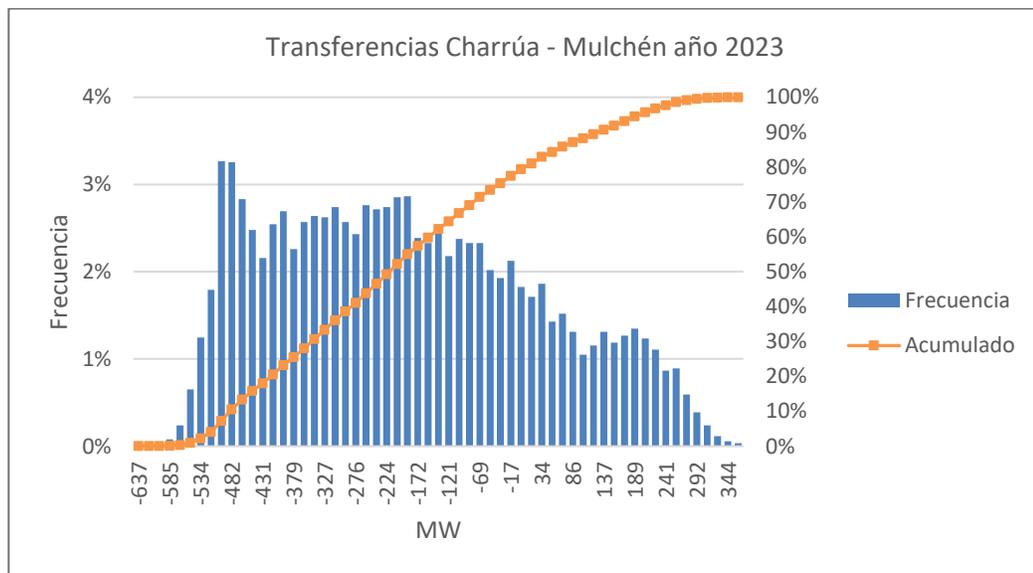
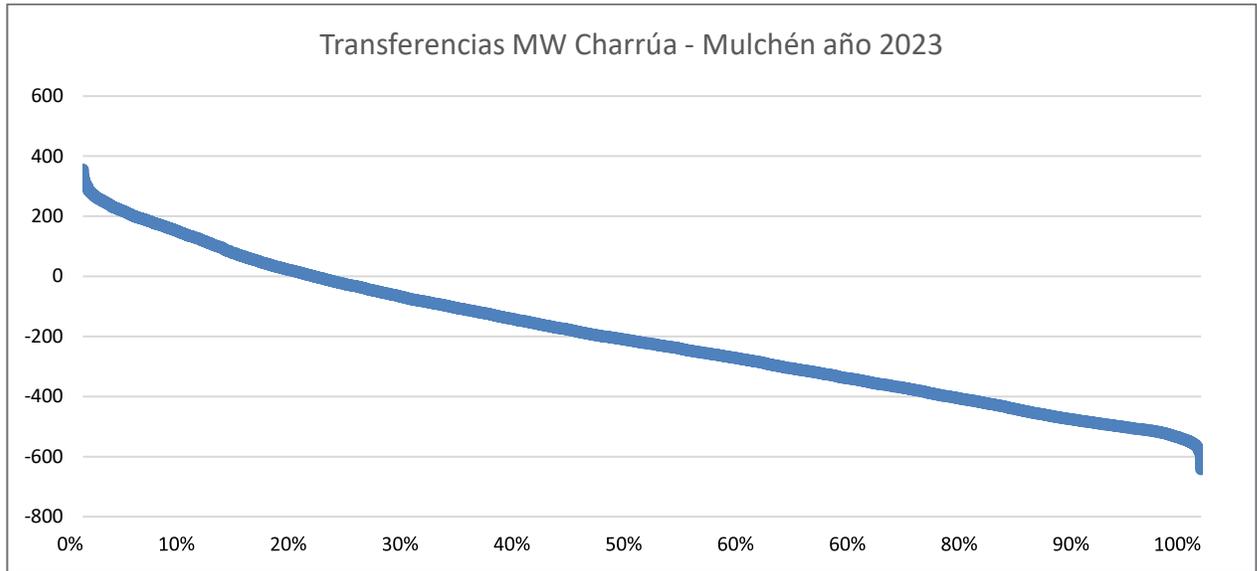


Figura 20: Transferencias Tramo 2x220 kV Charrúa – Mulchén.

En el caso del tramo Charrúa – Mulchén, las altas transferencias de potencia en estos tramos es debido a la participación de energía eólica e hidráulica en la zona centro-sur de Chile.

1.11. GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES

Para el período febrero 2024 – diciembre 2024, la planificación de la operación prevé abastecer la demanda de energía de acuerdo con las participaciones mostradas en los siguientes gráficos, que consideran para la estimación de caudales a centrales hidroeléctricas:

- Marzo 2024: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°13.
- Abril 2024 – Diciembre 2024: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados al 01 de febrero de 2024. Adicionalmente no se considera en todo el periodo de análisis la disponibilidad de Gas Natural importado desde Argentina.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario:

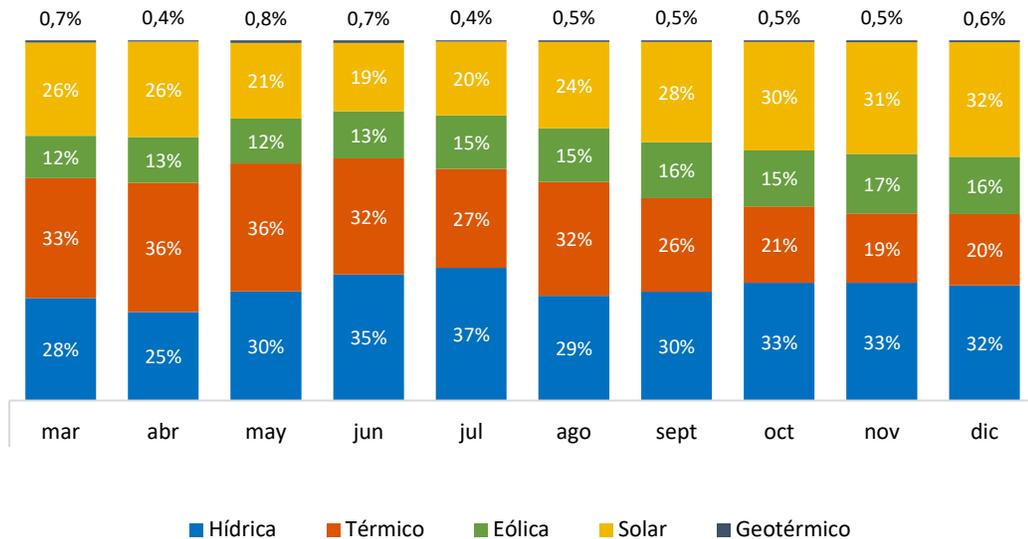


Figura 21: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología seca.

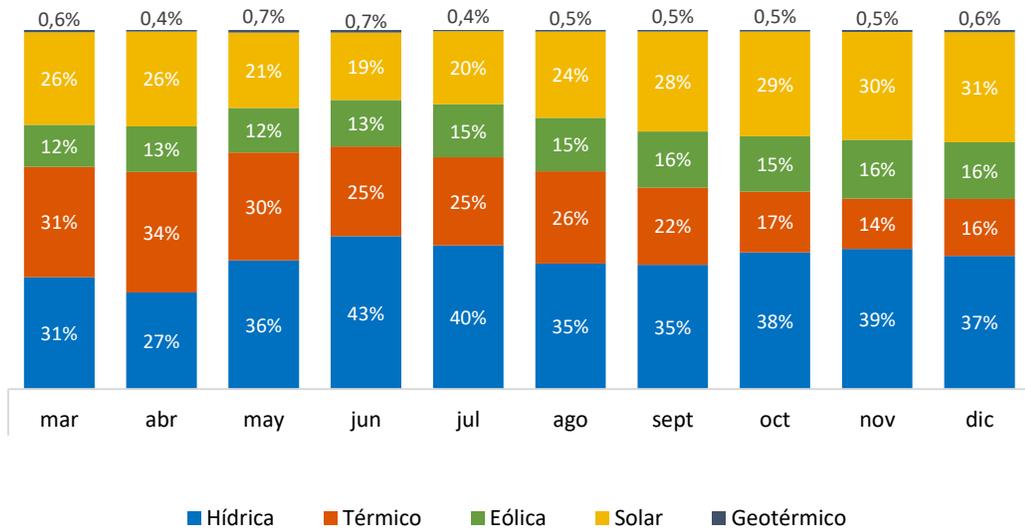


Figura 22: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología media.

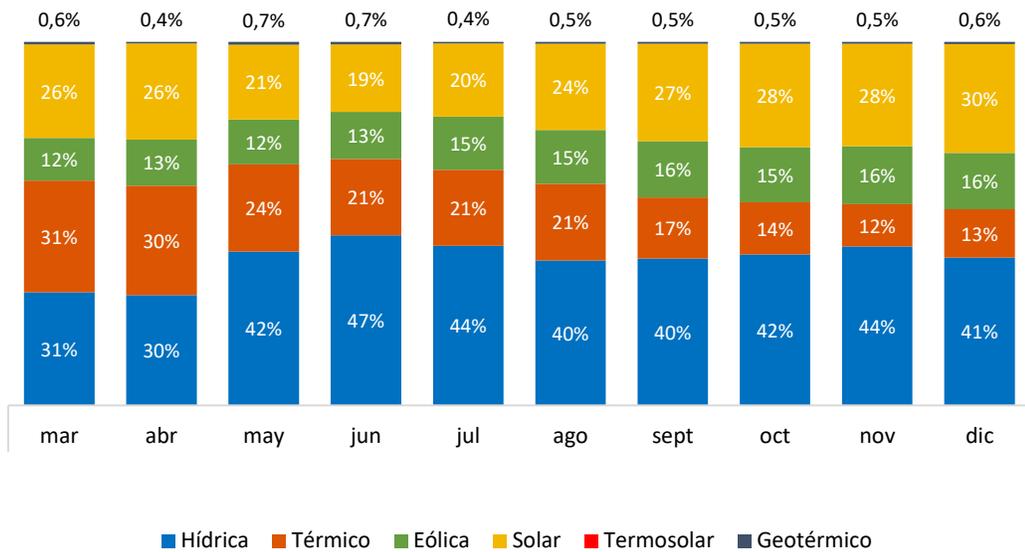


Figura 23: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología húmeda.

La Tabla-4 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana marzo 2023 a enero 2024.

Tabla-4: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio	TIPO DE HIDROLOGÍA		
	Seca (Prob Exc 90%)	Media (Prob Exc 50%)	Húmeda (Prob Exc 20%)
Hídrica	31,5%	36,6%	41,1%
Térmica	25,6%	23,0%	19,2%
Eólica	14,6%	14,5%	14,4%
Solar	25,7%	25,4%	24,8%
Geotérmica	0,5%	0,5%	0,5%

1.12. COSTO MARGINAL PROYECTADO

A continuación, se presenta la proyección de costos marginales para barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional según Programa de Operación vigente a la fecha de emisión de este informe.

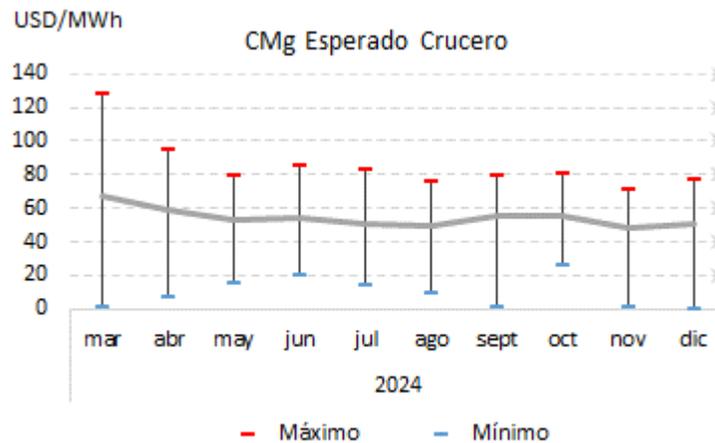


Figura 24: Costo Marginal proyectado en barra Crucero 220 kV

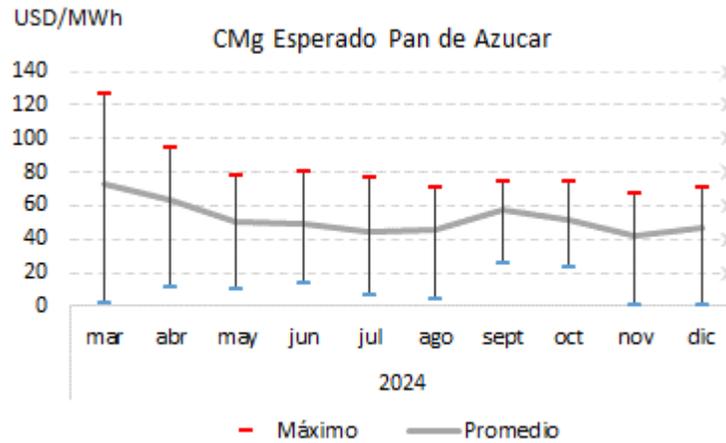


Figura 25: Costo Marginal proyectado en barra Pan de Azúcar 220 kV

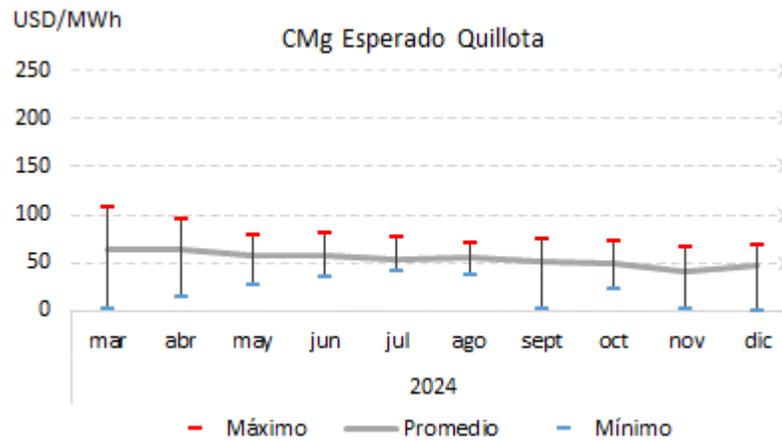


Figura 26: Costo Marginal proyectado en barra Quillota 220 kV

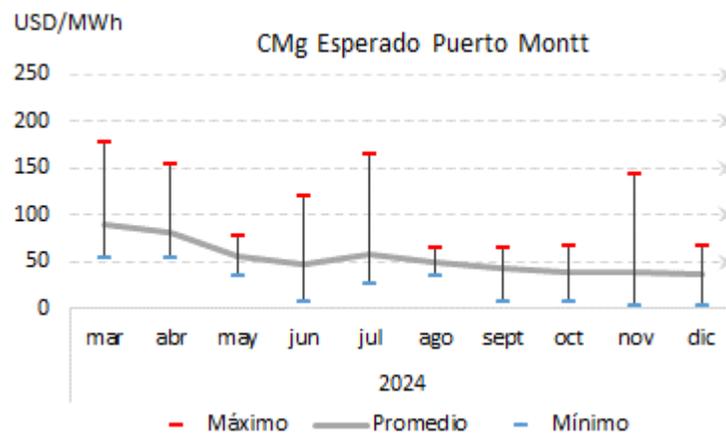


Figura 27: Costo Marginal proyectado en barra Puerto Montt 220 kV

CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN

El presente capítulo contiene el comportamiento de los índices frecuencia y tensión en el sistema eléctrico nacional durante el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2023, y la comparación con los estándares establecidos por la normativa vigente.

En lo sucesivo, el análisis del SEN considera su segmentación en 4 grandes zonas, con la siguiente cobertura regional indicada para cada una de ellas.

- **Norte Grande** Arica y Parinacota
Tarapacá
Antofagasta
- **Norte Chico** Atacama
Coquimbo
- **Centro** Valparaíso
Metropolitana
O'Higgins
Maule
- **Sur** Ñuble
Biobío
Araucanía
Los Ríos
Los Lagos

2.1. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante el año 2023, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante este año se presentó una hidrología próxima a la media (P. Exc del orden del 56%), con un aporte hidráulico menor al 60%, haciéndose exigible, en consecuencia, el cumplimiento de las bandas para esa condición.

Tabla-5: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2023.

	$49,3 \leq f \text{ [hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [hz]} \leq 50,7$
Aporte hídrico < 60%	1,5%	97,0%	1,5%
Enero	0,87%	97,61%	1,52%
Febrero	1,11%	96,02%	2,86%
Marzo	0,74%	97,28%	1,98%
Abril	1,72%	94,98%	3,30%
Mayo	1,64%	96,76%	1,59%
Junio	1,03%	96,84%	2,13%
Julio	0,39%	98,48%	1,13%
Agosto	0,44%	97,80%	1,76%
Septiembre	0,69%	97,53%	1,78%
Octubre	0,40%	97,89%	1,70%
Noviembre	0,89%	96,59%	2,51%
Diciembre	0,72%	97,85%	1,43%

2.2. CONTROL DE TENSIÓN

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece lo siguiente:

“El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV]”

A efectos de medir el cumplimiento del artículo mencionado, un conjunto de Barras representativas del SEN es evaluada mensualmente, utilizando los registros de tensión disponibles en el SITR. Para realizar dicha evaluación, se ha definido que la tensión en las barras de control debe permanecer en las bandas descritas previamente al menos un 95% del período de evaluación, siendo este período el correspondiente a un mes calendario.

A continuación, se presenta el porcentaje de permanencia de tensión dentro de la banda permitida por la norma, desagregado según nivel de tensión de servicio (Vss).

2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN

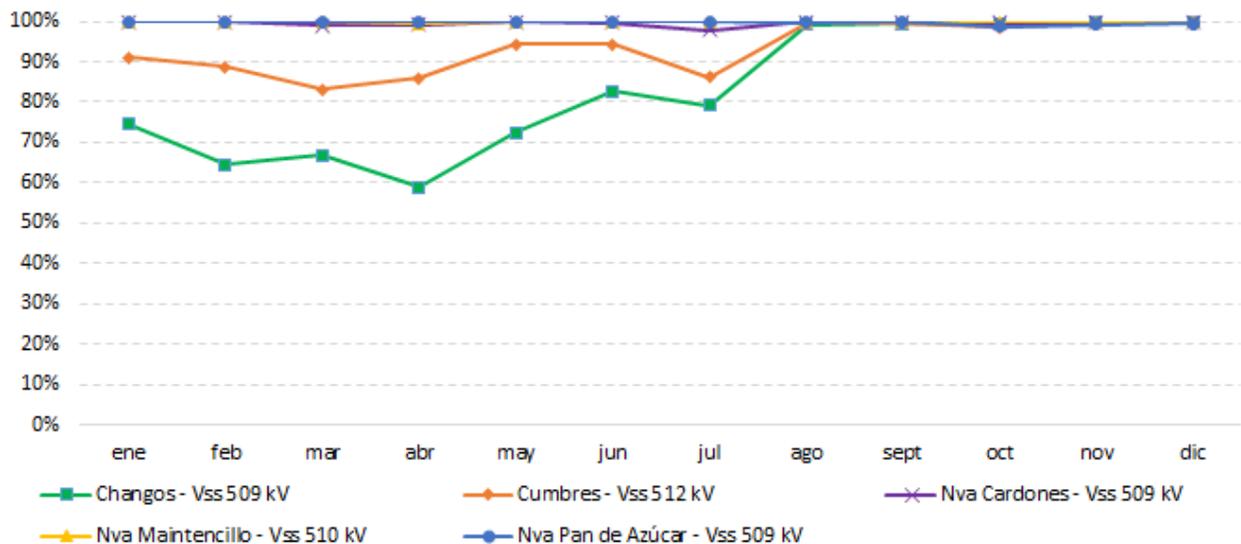


Figura 28: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR

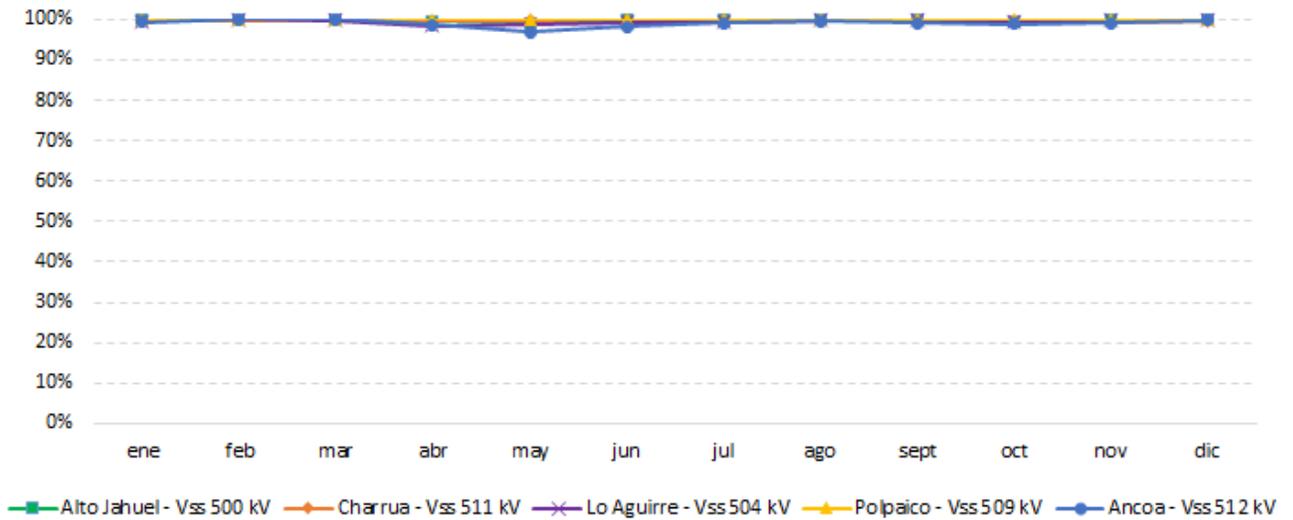


Figura 29: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

nota: los cumplimientos se miden con las tensiones de servicio vigentes a 2023.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

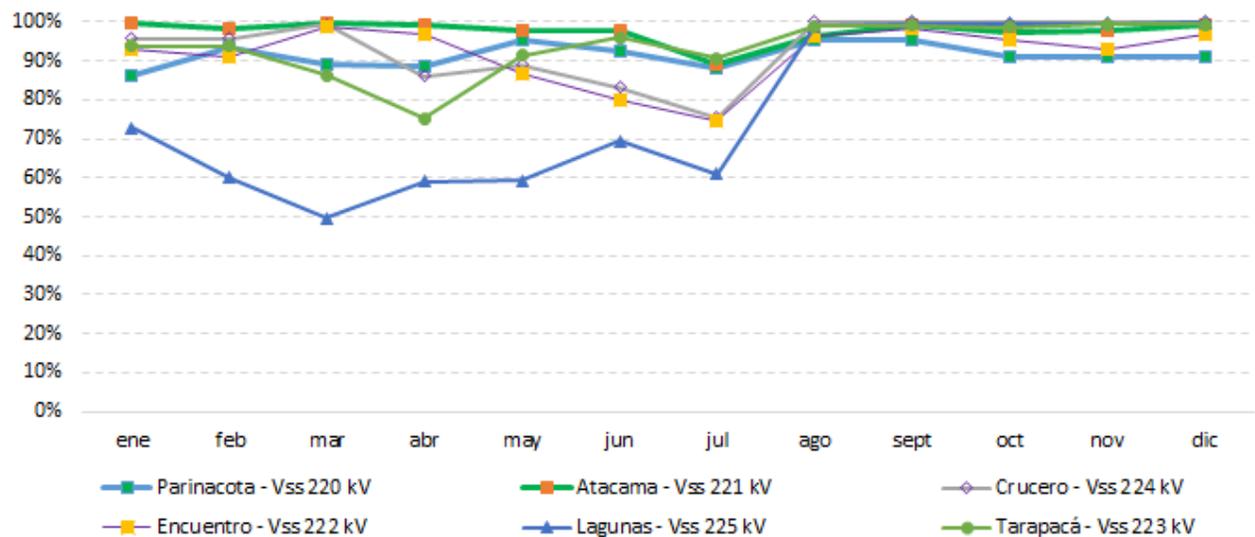


Figura 30: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

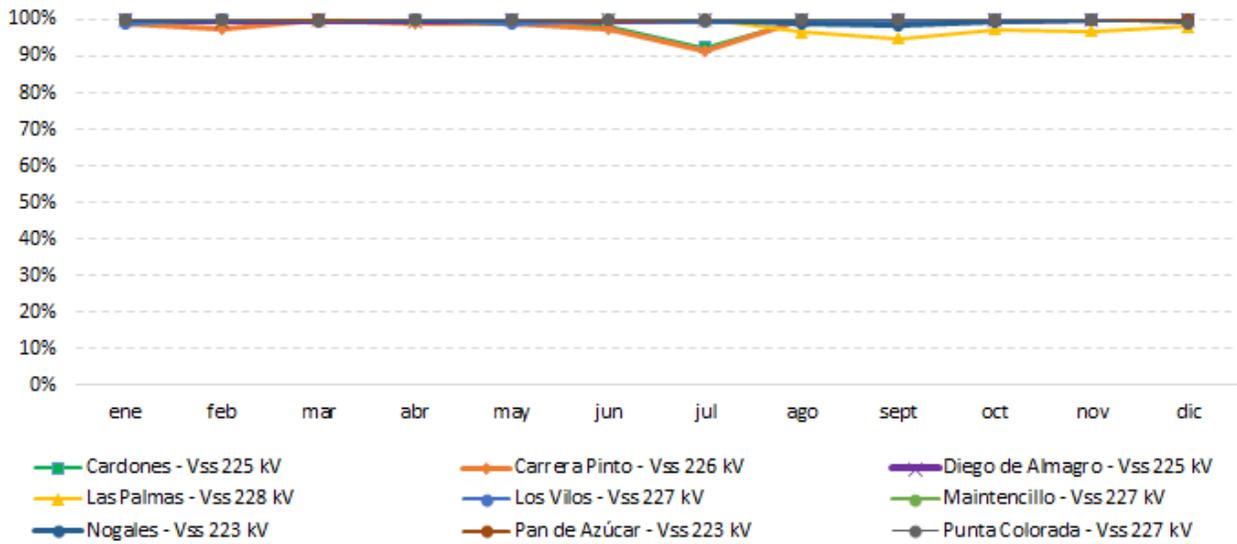


Figura 31: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

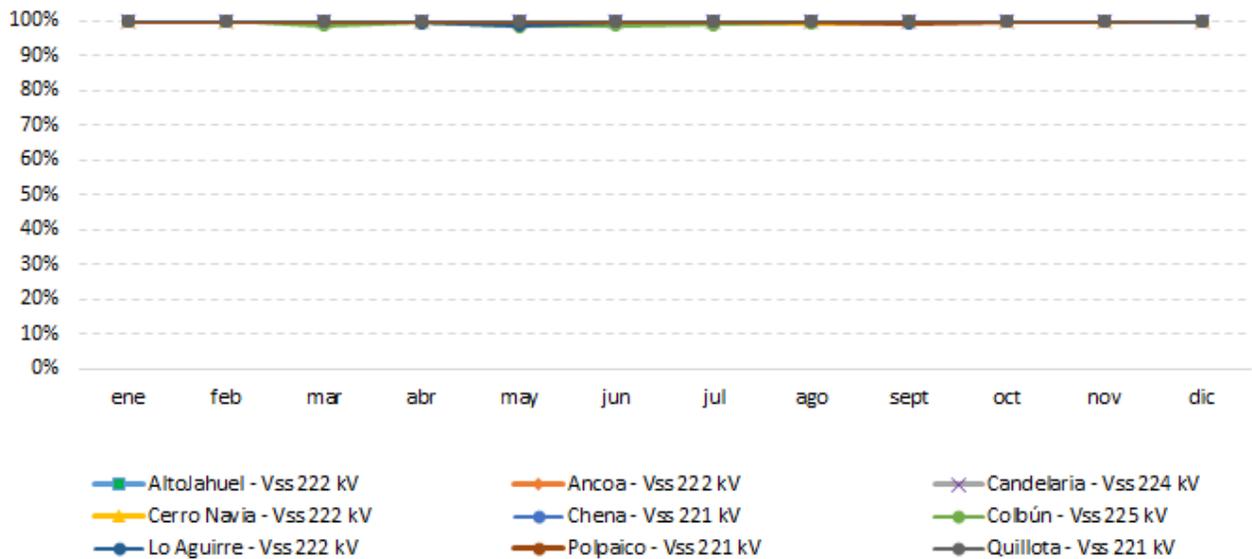
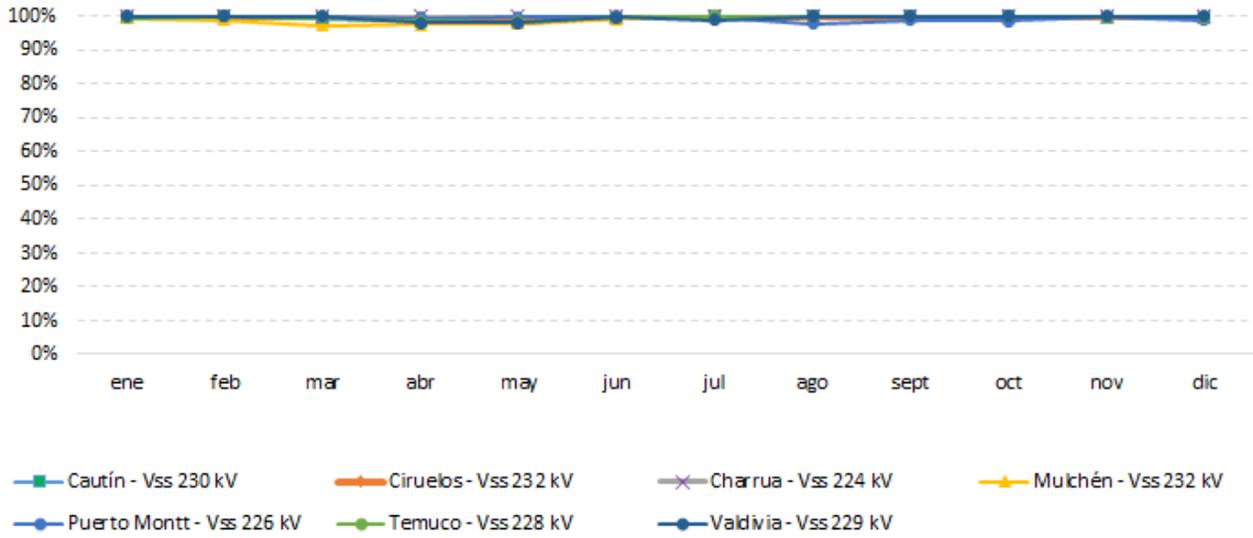


Figura 32: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

Figura 33: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur



SEGURIDAD DEL SEN

3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK

El artículo 5-62 de la NTSyCS establece que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i Tfs_i}{kWtot_i}$$

en donde,

- n: Número de interrupciones en el período,
- kWfs_i: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW], Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”,
- kWtot_i: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfs_i: Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el CDC autoriza la normalización del suministro.

A continuación, se presentan los índices de continuidad correspondientes a ventanas móviles de 12 meses que se indica (cumplidos a cada mes del año 2023), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

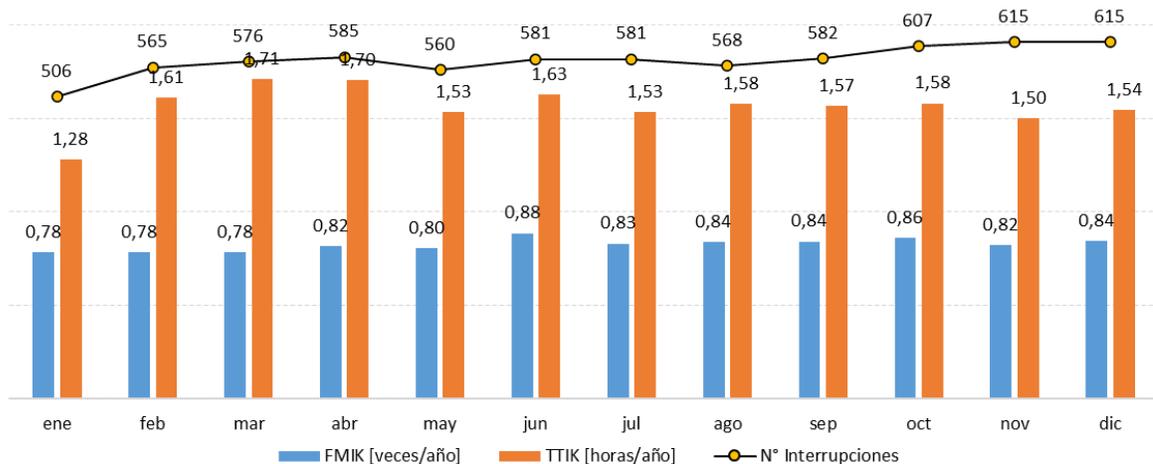


Figura 34: Índices de continuidad SEN 2023

nota: N° de EAF en cada ventana móvil con cierre al respectivo mes.

3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS

A continuación, se presenta el resumen mensual estadístico de las fallas que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) conforme la NTSyCS, y que en 2023 alcanzaron 501 EAF.

3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO

La siguiente figura presenta dentro de cada barra el promedio mensual de la pérdida de consumo (en MW) ocasionado por fallas con duración mayor a 3 minutos y, sobre cada barra, la cantidad de estos eventos o fallas (EAF) del respectivo mes.

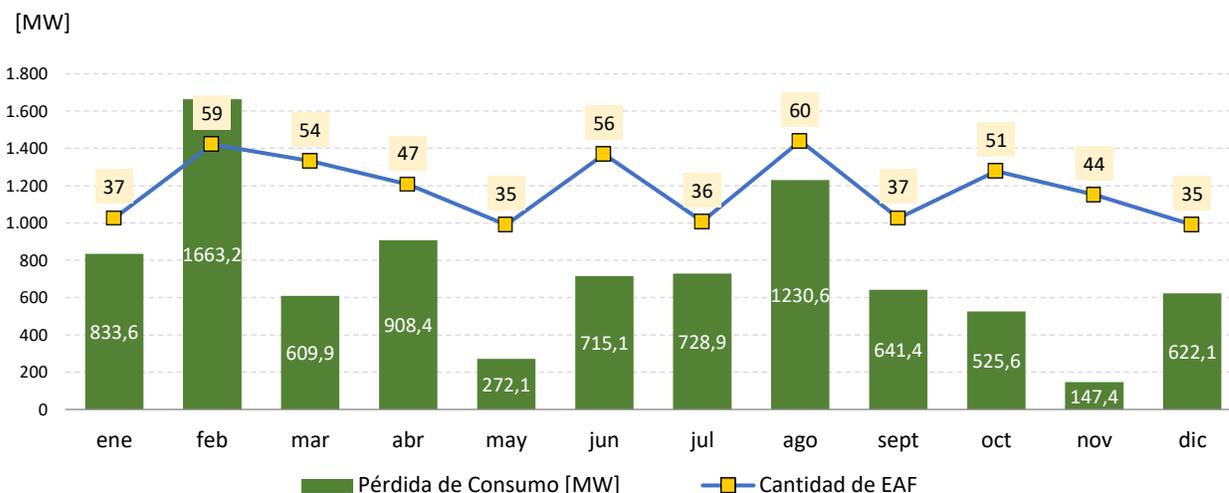


Figura 35: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2023.

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) acumulada a partir del mes de enero de 2023, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2023 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año, disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico.

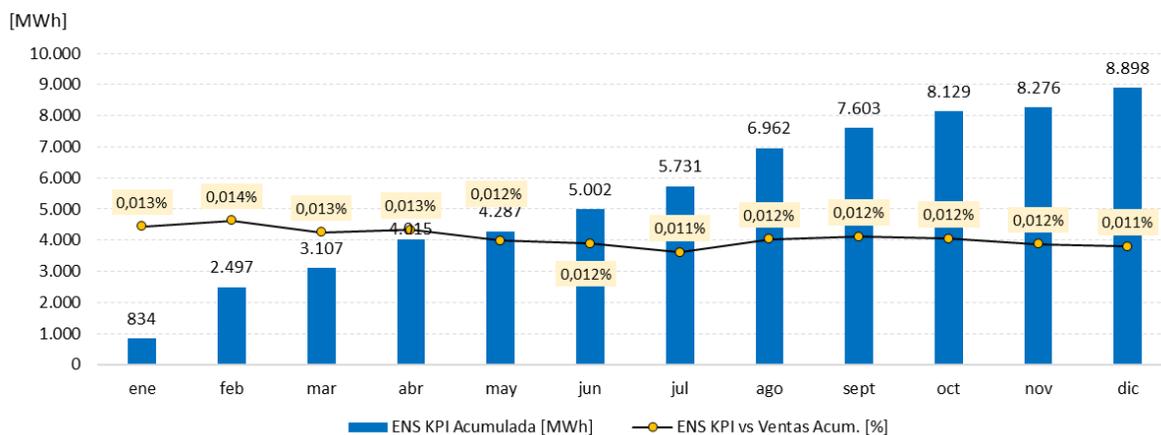


Figura 36: Energía no suministrada acumulada.

CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS

A continuación, se presenta un resumen del cumplimiento normativo de las empresas coordinadas del Sistema Eléctrico Nacional. Mayores detalles sobre esta materia pueden ser consultados en el informe anual de cumplimiento de Coordinados según lo establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), publicado en el sitio web del Coordinador.

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión, el Coordinador efectúa el cálculo de los índices de indisponibilidad forzada y programada en unidades de generación, transformadores de poder, líneas de transmisión y equipos de compensación. La metodología de cálculo de los índices se realiza de acuerdo con lo dispuesto en el Título 5-12 de la NTSyCS.

La evaluación del cumplimiento indicado y que se expone en las siguientes gráficas, ha sido realizada sobre la base de la información estadística del período enero 2019 – diciembre 2023.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, no se consideraron instalaciones con menos de 5 años de historia desde su puesta en servicio, ni equipos conectados a niveles de tensión inferiores a 23 kV.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 5-53, 5-54 y 5-55 y de la NTSyCS, el cálculo de los índices de indisponibilidades de Generación-Transmisión se realiza mensualmente y sus resultados quedan a disposición de los interesados en el sitio web del Coordinador Eléctrico. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2023.

4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-54 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

HPROg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.

HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Sobre un universo de 573 unidades generadoras, de las cuales 456 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

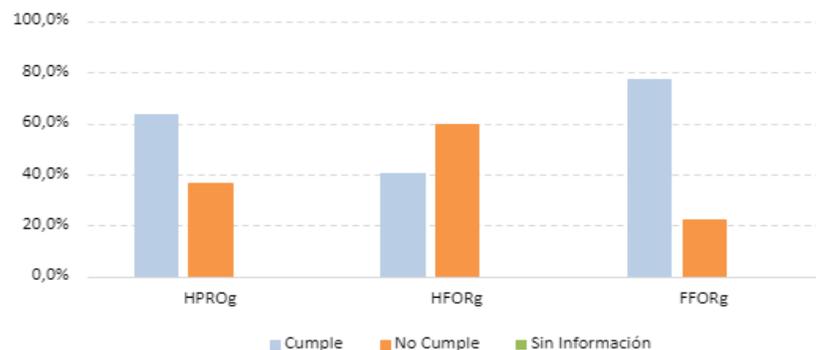


Figura 37: Cumplimiento de Índices de Generación.

4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN

En instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación, se tienen las siguientes definiciones según el artículo 5-55 de la NTSyCS:

HPROt: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

HFORT: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

FFORT: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Sobre un universo de 1.766 tramos, de los cuales 1.666 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

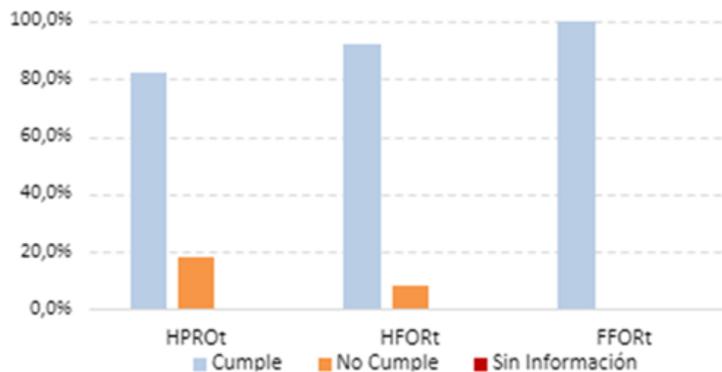


Figura 38: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

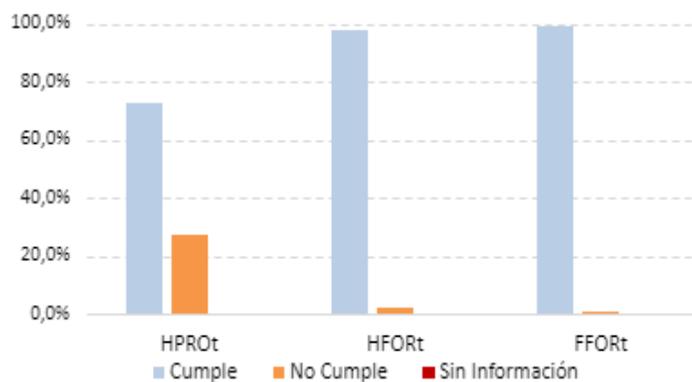


Figura 39: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

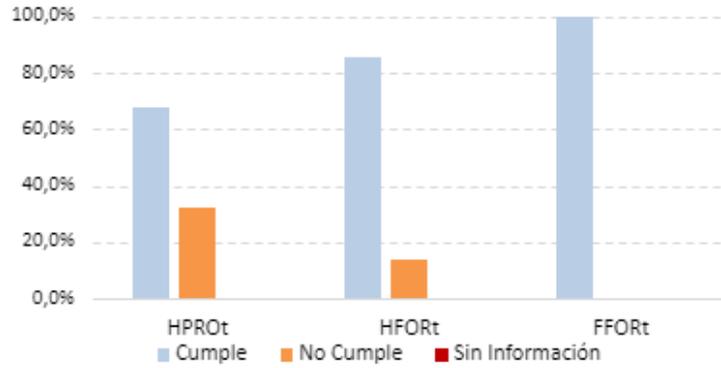


Figura 40: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.724 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.556 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

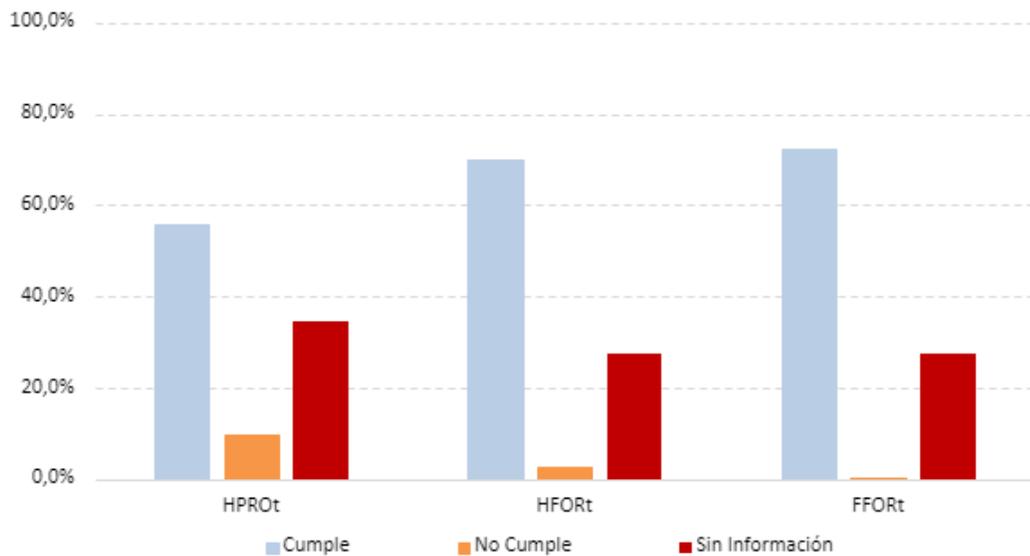


Figura 41: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 490 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 440 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

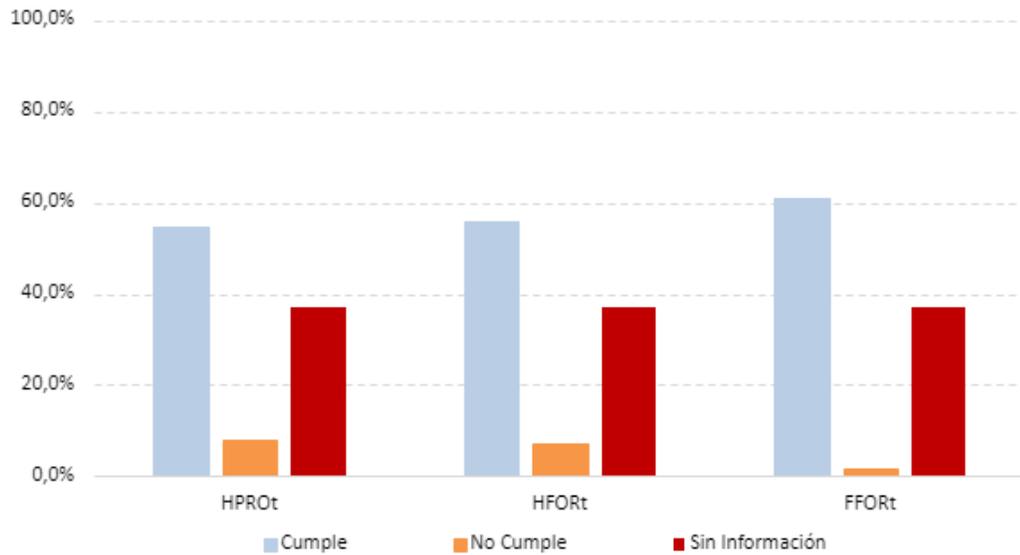


Figura 42: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)

El Artículo 4-12 de la NTSyCS establece que los Coordinados deben disponer del equipamiento para establecer el enlace de datos con el CDC y deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.

A diciembre de 2023, se dispone de la información correspondiente a 260 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 52 coordinados) e incumplimiento (un total de 208 coordinados) de esta exigencia.

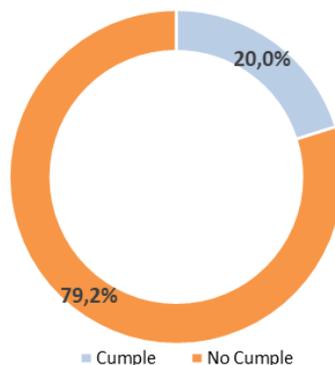


Figura 43: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2023.

Cabe destacar que durante 2023 el Coordinador requirió a los Coordinados un plan de trabajo para llevar a zona de cumplimiento esta exigencia. Como resultado, 70 Coordinados se encuentran en esa zona desde la implementación de ese plan, logrando cumplimiento anual un grupo de ellos, correspondiente a los 52 Coordinados indicados anteriormente.

En base a los resultados obtenidos, al analizar el grado de cumplimiento de las señales críticas utilizadas para la operación del CDC del Coordinador (Potencia Activa “P”, Potencia Reactiva “Q”, Voltaje “V” y Estados de Interruptor), se aperturó la disponibilidad por Nivel de tensión, generando los siguientes resultados.

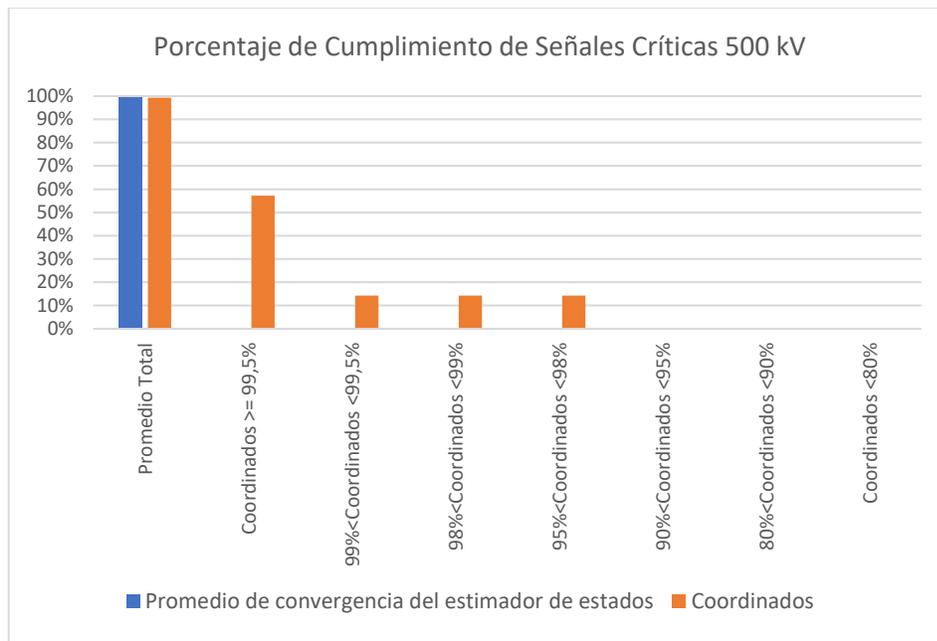


Figura 44: Nivel de 500 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio horario anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

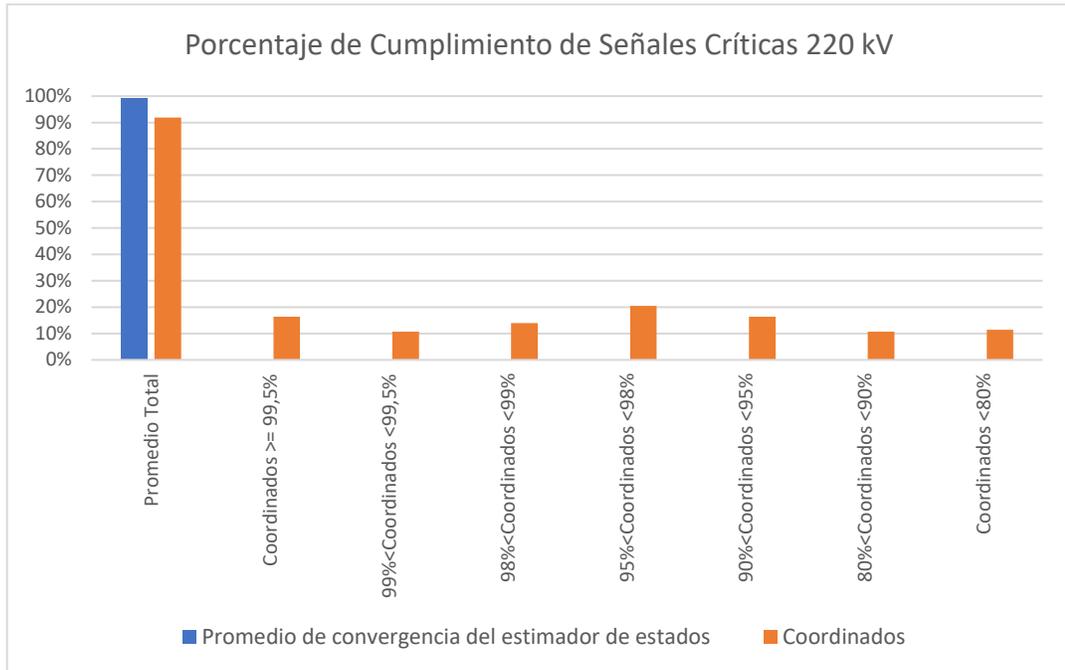


Figura 45 Nivel de 220 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio horario anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

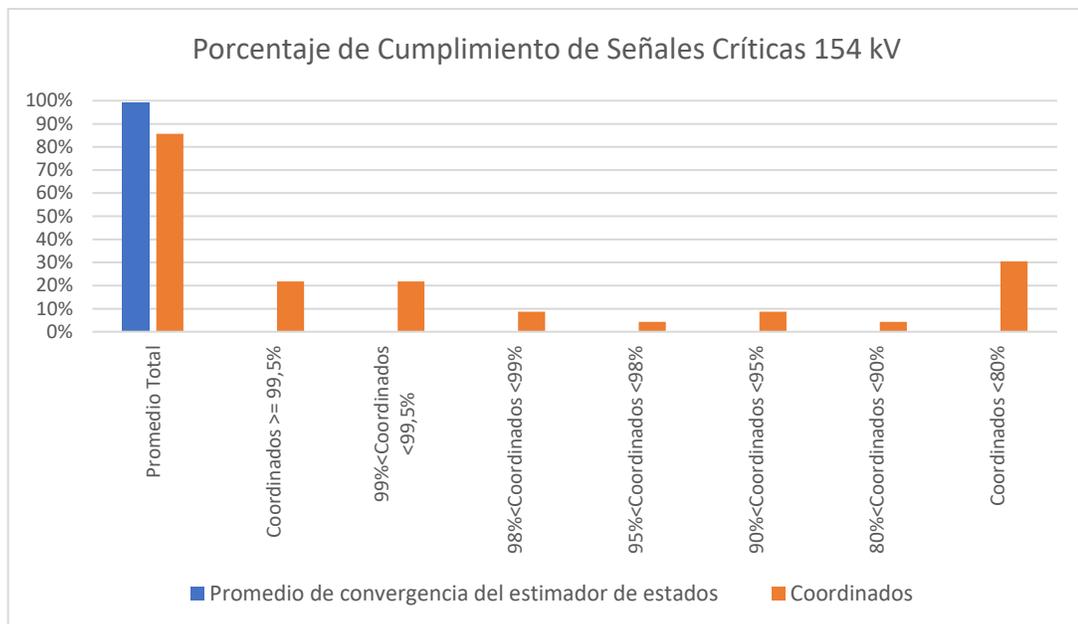


Figura 46: Nivel de 154 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio horario anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

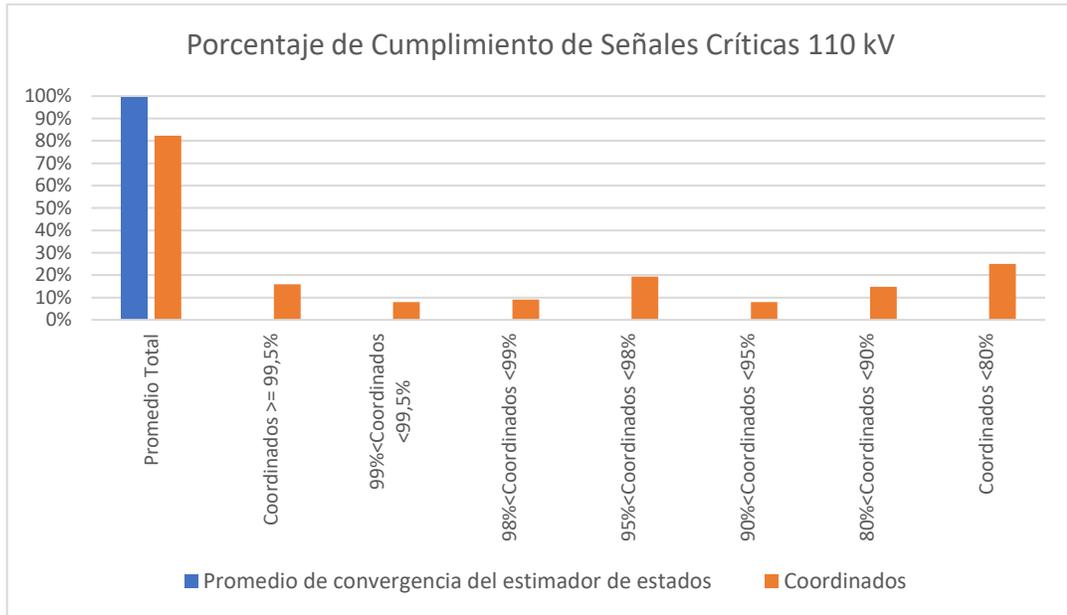


Figura 47: Nivel de 110 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio horario anual de convergencia Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

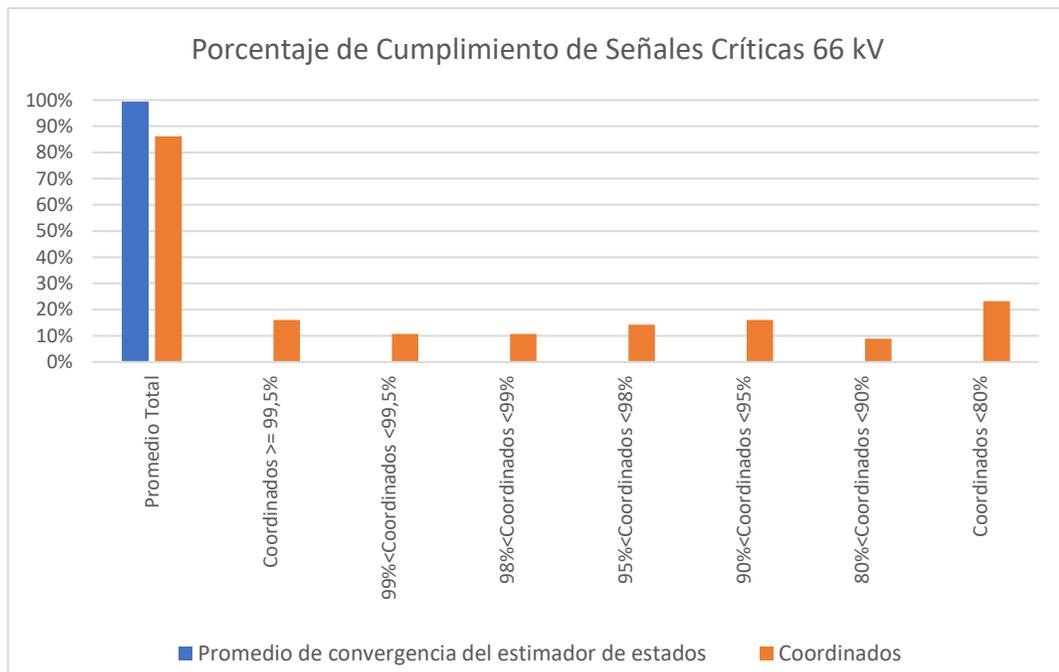


Figura 48: Nivel de 66 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio horario de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador

Como se observa en los diferentes gráficos por nivel de tensión, el mayor porcentaje de los coordinados presenta sobre el 95% del cumplimiento, por otra parte, el Estimador de Estado del SCADA/EMS del

Coordinador presenta un alto promedio anual de resultados válidos correspondiente al promedio horario anual de convergencia, el que alcanza un valor del 99,26%, lo que permite preservar la disponibilidad del monitoreo de la operación en tiempo real y de las herramientas de confiabilidad en todo momento, mejorando la observabilidad del sistema y la seguridad de operación del CDC para tomar las mejores decisiones en tiempo real.

4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SITR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria. Para el año 2023, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas:

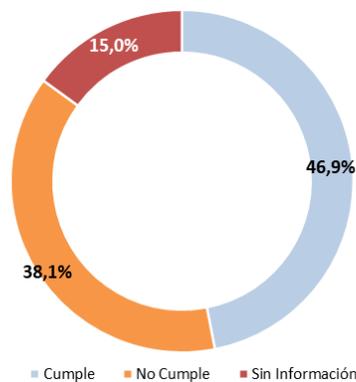


Figura 49: Cumplimiento de actualización del SITR año 2023.

4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA

De acuerdo con lo dispuesto en el Título 6-2 información técnica de instalaciones y equipamientos de la NTSyCS, el Coordinador evalúa la entrega de la Información Técnica midiendo la cantidad de datos entregados por Coordinado como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones.

El porcentaje de cumplimiento consolidado de los Coordinados para el año 2023 calculado y publicado en el sitio web del Coordinador (incluido en Anexo que acompaña Informe Anual de Cumplimiento Coordinados NTSyCS (Art. 1-14)), es del orden del 84,9% en lo referido a su dimensión completitud.

A continuación, se muestra la distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2023, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

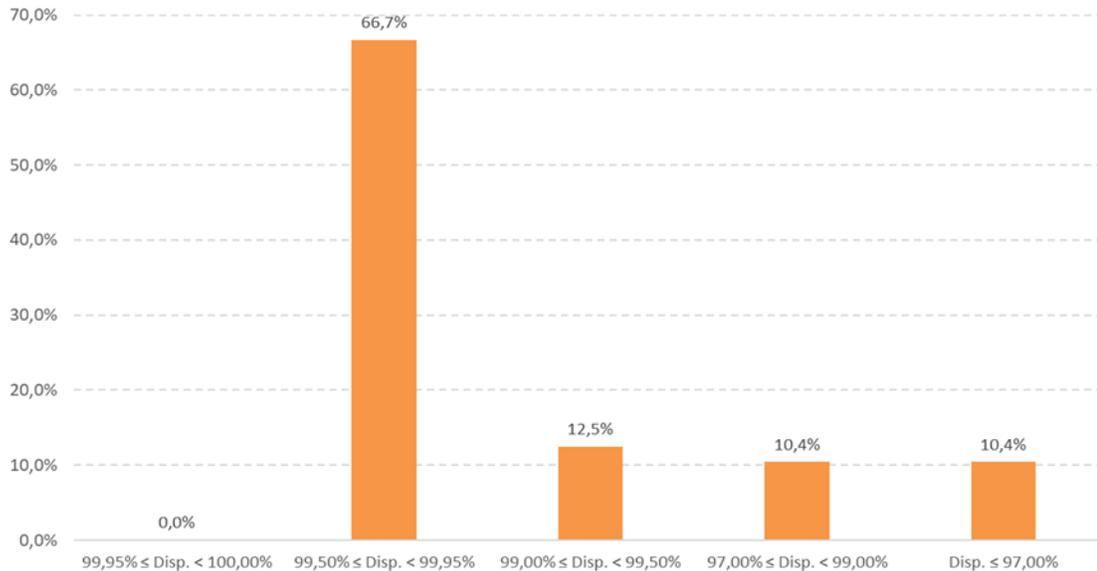


Figura 50: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA

5.1. CADENA DE PAGOS

Durante el año 2023, el 21 de abril, se publicó la versión definitiva del Procedimiento Interno: “Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo”, con el propósito de entregar un documento que incluya las metodologías de trabajo y requerimiento de detalle necesarios para el adecuado cumplimiento de la obligación del Coordinador de velar por el adecuado funcionamiento de la cadena de pagos del mercado de corto plazo.

Una vez emitido el procedimiento, se presentó una discrepancia al Panel de Experto por parte de la empresa Imelsa. El motivo de la discrepancia consiste en la forma de revisión y actualización de los montos de las garantías – secciones 8.2 y 8.4 del PICP-; el establecimiento de condiciones suspensivas para el ejercicio de las empresas coordinadas; el derecho a reemplazar su calidad de coordinado en el mercado de corto plazo y los efectos del término de los contratos de compraventa de energía físicos entre generadoras.

El Dictamen realizado por el Panel de Expertos decretó lo siguiente: La primera materia se rechaza la petición de Imelsa; la cuarta materia dice que se debe eliminar el cuarto párrafo de la sección 8.4 del Procedimiento; la segunda materia rechaza la petición de Imelsa; la tercera materia dice que se debe eliminar el segundo párrafo de la sección 8.4 del PICP mientras la quinta materia dice que se debe eliminar el quinto párrafo de la sección 8.4 PICP.

Debido a este dictamen, se tuvo que modificar el Procedimiento, obteniendo una nueva versión definitiva el 28 de agosto 2023, la cual se mantiene en vigencia hasta la fecha.

Por otro lado, en diciembre 2022 y junio del año 2023, se realizó el cobro del instrumento de garantía de las empresas Antuko Generación y Copihue Energía SpA, respectivamente, activando el proceso de cobro y permitiendo al coordinador gestionar los pagos a empresas coordinadas que previamente han levantado disconformidades a los coordinados deudores.

Respecto de las empresas suspendidas en el año 2022, María Elena Solar fue declarada en quiebra y comenzó su reorganización concursal, volviendo en esta condición a participar en los balances, mientras que la empresa Cabo Leones II realizó el pago de todas sus obligaciones y entregó las garantías, lo que le permitió volver a participar en el mercado de corto plazo.

Por último, en el proceso de cálculo anual para el año 2024 de garantías, Enel Generación entregó dos Pólizas de Seguro que no fueron aceptadas por el Coordinador, debido a que eran pólizas a la vista y no pólizas de seguro. Enel discrepó este rechazo, pero finalmente desistió de la presentación.

5.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA

La Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) realiza un seguimiento continuo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico para salvaguardar los principios de coordinación del sistema. Este monitoreo se refleja en el Informe Anual de Monitoreo de la Competencia, una obligación establecida en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125). Además, determina las condiciones de competencia para los servicios complementarios (SSCC) en el informe de dichos servicios que elabora anualmente por el Coordinador.

A partir de 2019, se publica el Informe Anual de Monitoreo en marzo de cada año, conforme a lo dispuesto en el Reglamento, y desde 2021, se agregó un informe semestral sobre las condiciones de competencia en el mercado eléctrico nacional. Estos informes, junto con otros documentos, se publican en el sitio web del Coordinador y se envían al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y la Fiscalía Nacional Económica.

Entre otras actividades de monitoreo del mercado, se lleva a cabo un seguimiento continuo de la cadena de pagos y de las condiciones de competencia en los servicios complementarios, declaraciones de combustibles, entre otros. Durante 2023, se destaca la detección de posibles prácticas anticompetitivas y la presentación de tres propuestas normativas al Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, relacionadas con PMGD y el tratamiento del carbón en un contexto de retiro de estas centrales.

Por último, a solicitud del Tribunal o la Fiscalía Nacional Económica, el Coordinador proporciona información en diversos expedientes del mercado eléctrico cuando así se requiere.

PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS

6.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS

Durante el año 2023 se desarrolló el proceso de validación de parámetros técnicos de unidades generadoras, las cuales se presentan en la Tabla-6, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador.

Tabla-6: Determinación de Parámetros Técnicos de unidades generadoras 2023.

Proceso	UNIDADES APROBADAS
Consumo Específico Neto	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2023 se aprobaron parámetros de 4 unidades (3 asociados a pruebas programadas y 1 por solicitud del Coordinado).
Potencia Máxima	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2023 se aprobaron parámetros de 48 unidades (32 asociados a pruebas programadas, 16 asociados a conexión de nuevas unidades).
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2023 se aprobaron parámetros de 15 unidades (5 asociados a regularización de unidades existentes y 10 asociados a conexión de nuevas unidades)
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2023 se aprobaron parámetros de 24 unidades (20 asociados a conexión de nuevas unidades y 4 asociados a actualización de parámetros vigentes)

6.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante el año 2023 se continuó el trabajo relacionado con las 298 auditorías a subestaciones (SSEE) Primarias de Distribución instruidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a los siguientes coordinados:

- Compañía General de Electricidad S.A. → 187 SSEE
- STM II¹ → 54 SSEE
- Engie Energía Chile S.A. → 4 SSEE
- Sistema de Transmisión del Sur S.A.². → 53 SSEE

De las auditorías mencionadas, a la fecha se han realizado 125, las cuales han sido observadas por el Coordinador y se encuentran en manos de los respectivos Coordinados.

Actualmente, existe un calendario de pruebas para las SSEE, el que se encuentra en proceso de actualización. Las SSEE restantes no disponen de programa.

Adicionalmente, durante el año 2023 se inició la Auditoría de Central Térmica Nehuenco, unidades 1 y 2. Dicha auditoría inició en el mes de noviembre y se espera que finalice en mayo del presente año.

¹ STM II es propietario de las SSEE que pertenecían a ENEL Distribución S.A.

² Incluye las auditorías que estaban asignadas a Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

LICITACIONES DE TRANSMISIÓN

7.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2023

Durante el año 2023 se dio inicio a los siguientes procesos de licitación de la transmisión:

- **Licitación pública Internacional para la adjudicación de la construcción y explotación del servicio complementario de control de tensión por aportes de potencia de corto circuito – SSCC.**
 - El Coordinador está trabajando desde 2018 en estudios en torno a la descarbonización. De acuerdo con ello, la salida de las centrales a carbón y la mayor penetración de energías renovables variables pueden reducir la potencia de cortocircuito del sistema, haciéndolo más frágil, en especial en el norte del país, donde hay mayor presencia de este tipo de generación. Por eso, es esencial la instalación de condensadores sincrónicos, que son equipos capaces de controlar la tensión en el sistema, para mantener la operación segura y económica.
 - Por lo anterior, el proceso contempla la licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión busca qué en la zona norte de la red eléctrica, a través de la instalación de condensadores síncronos, permitan fortalecer el sistema ante el retiro de centrales térmicas.
 - Proceso inició con el llamado a licitación el 04/Abr/23. Tiene planificado adjudicar el 31/May/24.
- **Relicitación de obras de ampliación vía art. 157 del reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión.**
 - Primer proceso de relicitación acorde al Artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que permite que una obra abandonada pueda relicitarse directamente.
 - El llamado a licitación se realizó el 30 de octubre de 2023, que abarca un total de 5 obras de ampliación por un VI referencial de 10 millones de dólares. La adjudicación del proceso esta planificada para el 27 de junio de 2024.

7.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADOS EN 2023

De los procesos de licitación, durante 2023 se realizó la adjudicación de las obras de los siguientes procesos:

- Obras de Ampliación del DE 200/2022 y Relicitación de Obras de Ampliación del DE 185/2021.
- Obras Nuevas DE 257/2022 y Ampliaciones Condicionadas DE 200/2022.

El resumen de los resultados del proceso, se presenta a continuación, información que se encuentra disponible en el sitio web del Coordinador.

Tabla-7: Resultados de licitación en 2023.

PROCESO	OBRAS	EMPRESAS OFERENTES	OBRAS DESIERTAS	OBRAS ADJUDICADAS
Obras de Ampliación DE200/2022 y Relicitación Obras de Ampliación DE 185/2021.	21	8	8	13
Obras Nuevas DE 257/2022 y Ampliaciones Condicionadas DE 200/2021.	29	12	5	24

EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

8.1. EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.

Entre los años 2020 y 2023 se han incrementado las posibles congestiones por inyección de PMGD de los sistemas zonales. La entrada en vigencia del DS88 de octubre de 2020, modificó el régimen de precios de venta de energía, lo que generó un incremento masivo de instalaciones de estas fuentes de generación declaradas en construcción, previo a la entrada en vigencia del mencionado decreto. Del conjunto declarado en construcción, falta por materializar 294 proyectos a febrero del 2024.

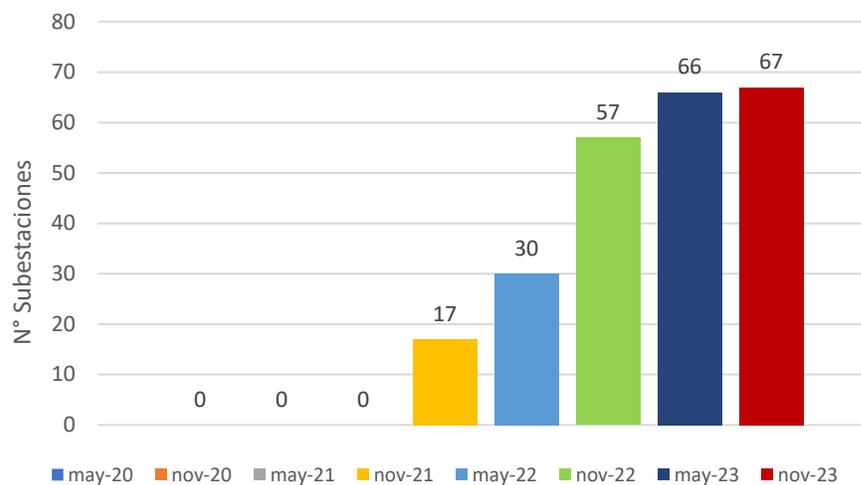


Figura 51: Evolución de las Congestionaciones en Sistemas Zonales por PMGD.

Este listado de proyectos tiene como fecha de interconexión, hasta enero de 2026 totalizando 1.698 MW a interconectarse, los que se suman a los 2.322 MW en operación a noviembre del 2023.

8.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO.

A continuación, se presenta la proyección de costos marginales de energía para la condición hidrológica media en el período 2024-2043, en las barras de 500 kV de las Subestaciones Kimal, Polpaico y Charrúa, localizadas en la zona norte, centro y sur del SEN respectivamente. La proyección corresponde a la simulación de uso del sistema de transmisión realizada a fines de 2023, para efectos de la propuesta anual de expansión de la transmisión.

El primer gráfico presenta la proyección de los posibles costos marginales de energía en las horas de día, donde se puede apreciar que en los meses de verano los valores a nivel de todo el SEN, podrían ser cercanos a cero, producto del excedente de generación de energía renovable en la zona norte. También se identifica la posibilidad de congestiones debido a la capacidad de transmisión existente entre la zona norte y centro del país, reflejada en los menores costos marginales en Kimal, respecto de Polpaico. Esta situación se resuelve

con la entrada de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre esperada al año 2029, la cual aportará 3000 MW de capacidad adicional de transmisión entre el norte y el centro del SEN.

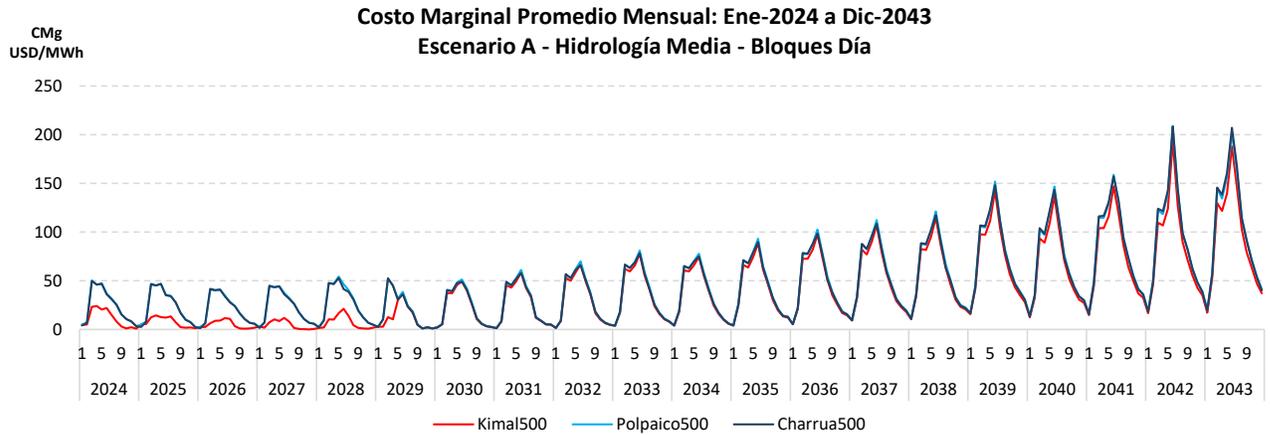


Figura 52: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Día.

El segundo gráfico presenta la proyección de costos marginales de energía en las horas de noche, donde ya no se podrían proyectar valores nulos en los meses de verano y con una posible tendencia estacional relacionada con los aportes de energía renovable hidroeléctrica y renovable variable durante los meses de invierno y primavera.

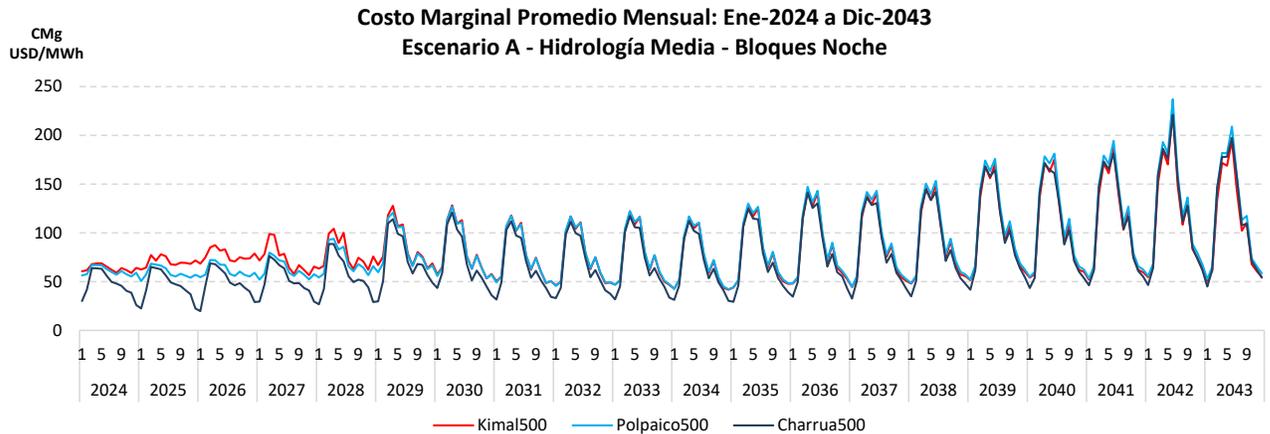


Figura 53: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Noche.

Es importante señalar que estas proyecciones de costos marginales de energía son realizadas con modelos de simulación orientados a estudios de planificación de largo plazo, para lo cual considera proyecciones de precios y disponibilidad de combustibles con visión de largo plazo, y no incorpora la granularidad temporal, ni situaciones de restricción operacional que ocurren en el corto plazo.