

REPORTE ANUAL DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2022

(Art 72°-15, ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Versión Actualizada

Agosto 2023

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
1.7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA	7
1.8. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR	7
1.9. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	10
1.10. REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA	11
1.11. NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	12
EN PRIMER TÉRMINO, SE PRESENTAN LOS TRAMOS DEL SISTEMA DE 500KV ENTRE LAS SS/EE NUEVA CARDONES Y POLPAICO (CONSIDERANDO LOS TRAMOS INTERMEDIOS)	12
1.12. GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES	18
1.13. COSTO MARGINAL PROYECTADO	20
CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN	23
2.1. CONTROL DE FRECUENCIA	23
2.2. CONTROL DE TENSIÓN	24
2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN	24
2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR	25
2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE	25
2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO	26
2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO	26
2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR	27
SEGURIDAD DEL SEN	28
3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK	28
3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS	29

3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO	29
3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	29
CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS	30
<hr/>	
4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	30
4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	31
4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN	31
4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN	32
4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	33
4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)	33
4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	34
4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA	34
CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA	35
<hr/>	
5.1. CADENA DE PAGOS	35
5.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA	35
PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS	36
<hr/>	
6.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS	36
6.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES	36
LICITACIONES DE TRANSMISIÓN	37
<hr/>	
7.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2022	37
7.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2022	37
EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	38
<hr/>	
8.1. EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.	38
8.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO.	38

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 2022.

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 2022 alcanzó los 33.036,0 MW (considera centrales en pruebas y en operación), de los cuales el 41,7% es provisto por centrales térmicas y un 21,9% por centrales hidroeléctricas, tal como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2022 la capacidad instalada en base a energía renovable no convencional (ERNC, según ley 20.257) alcanzó los 13.421,3 MW, lo que equivale al 40,6% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 13,1% y la energía solar el 23,0%.

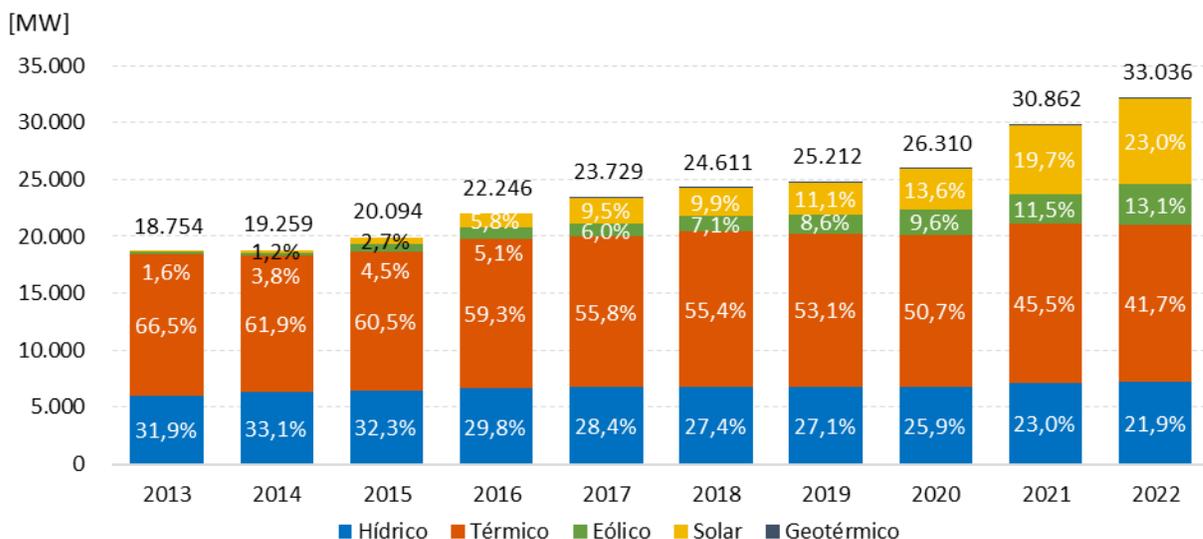


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

La siguiente Tabla-1 presenta un comparativo entre 2022 y 2021 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.

	2021		2022		Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	11.303,0	28dic – 16°	11.590,3	15dic – 16°	2,5%
Mínima Horaria [MWh/h]	7.074,3	31ene – 8°	7.155,7	10abr – 6°	1,2%
Máxima Diaria [GWh]	245,0	28dic	253,3	31may	3,4%

1.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2022 alcanzó los 83.005,3 GWh, mostrando un aumento del 1,9% respecto al año anterior (81.492,0 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de la energía generada en el año 2022, por tipo de fuente y región.

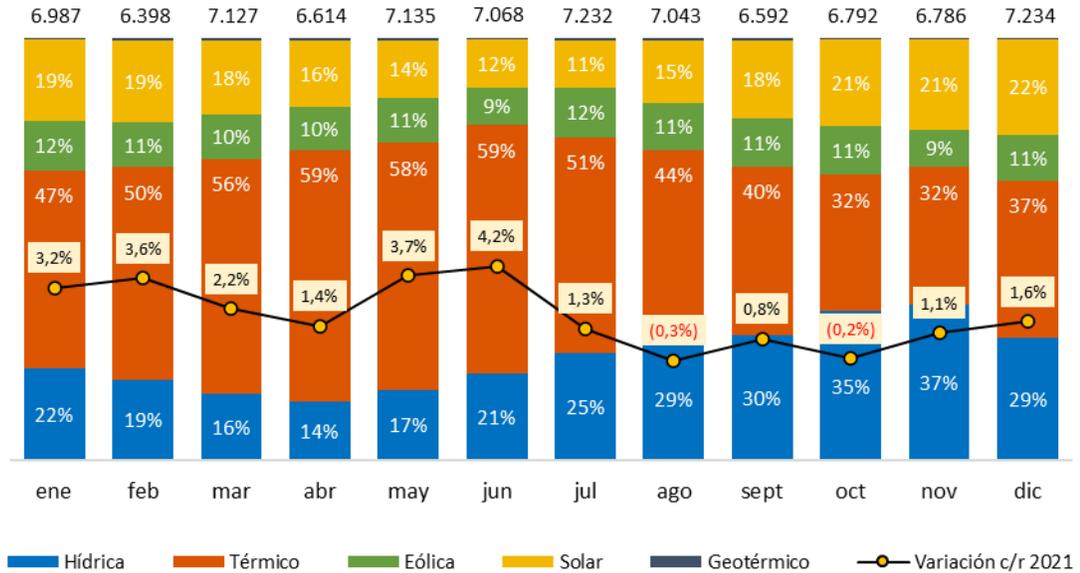


Figura 2: Generación mensual SEN 2022 desagregada por tipo de fuente.

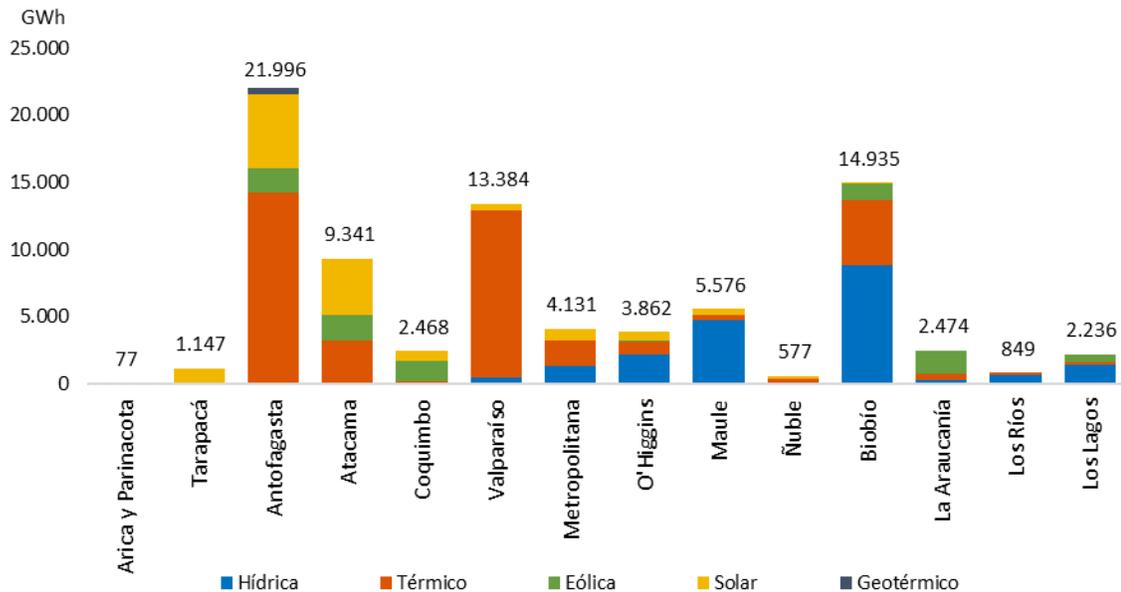


Figura 3: Generación SEN 2022 desagregada por Región y tipo de fuente.

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 2022 alcanzó los 27.633,0 GWh, lo que representa una participación del 33,3% en la generación total, y un aumento del 23,9% respecto de 2021 (22.300,5 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 14.214,9 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 8.832,1 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2022.

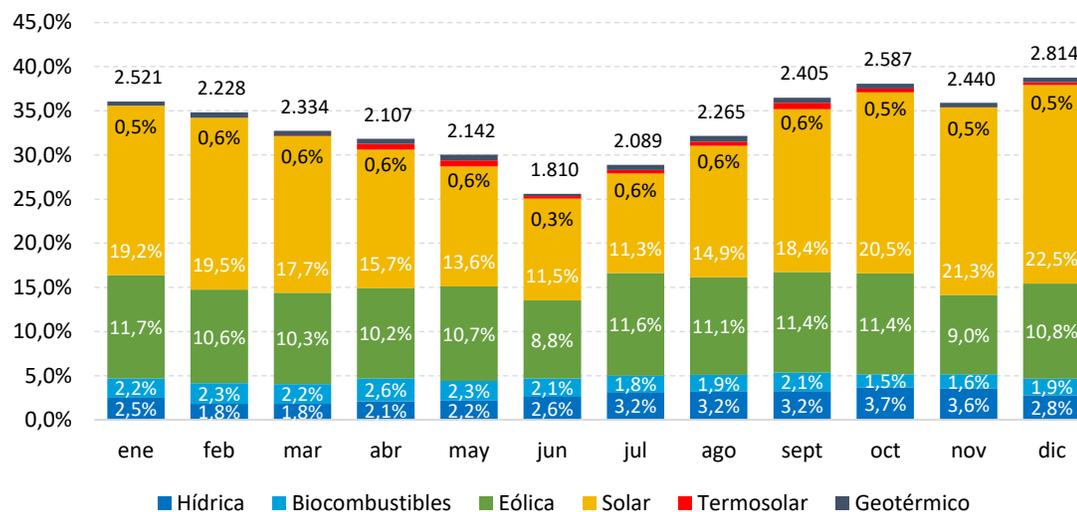


Figura 4: Generación ERNC SEN 2022 desagregada por tipo de fuente.

1.5. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2022, se retiraron 76.499,7 GWh de energía entre clientes regulados (39,3%) y libres (60,7%), representando un 2,5% de aumento respecto de 2021 (74.615,7 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.

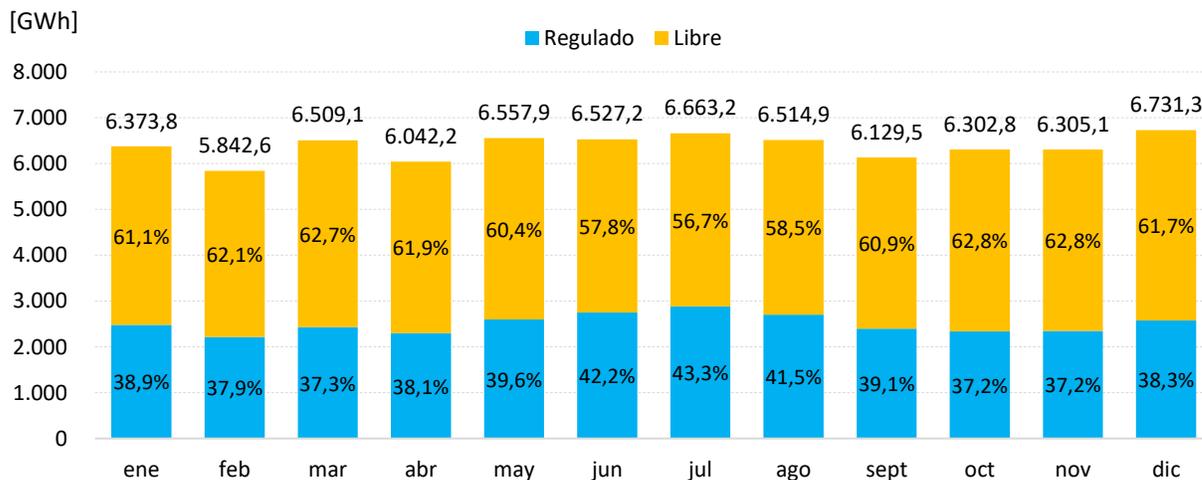


Figura 5: Retiro mensual de energía 2022 por tipo de cliente.

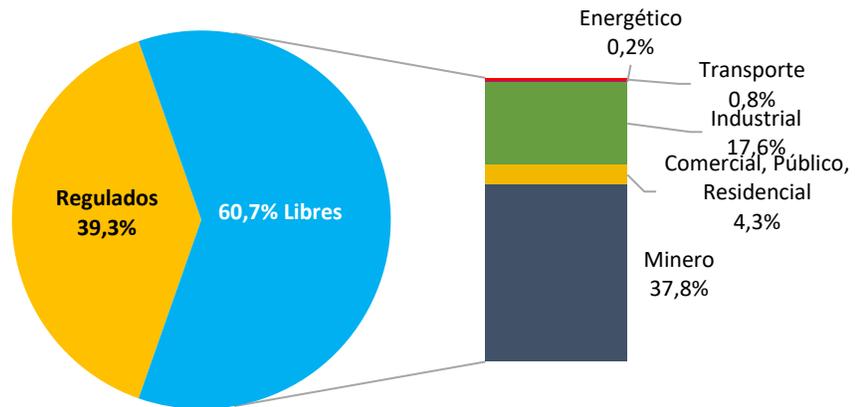


Figura 6: Retiros de energía 2022 por sector industrial.

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

1.6. COSTO MARGINAL

A continuación, y para el año 2022, 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 2021.

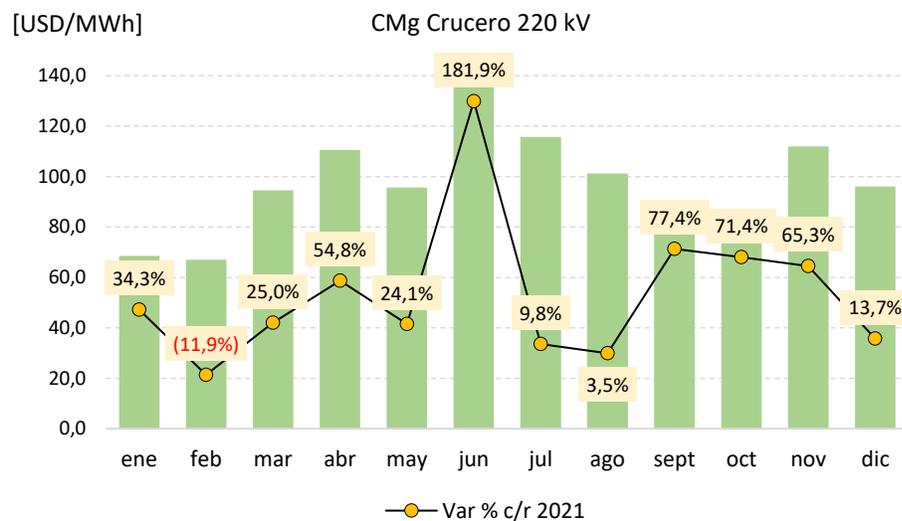


Figura 7: CMg promedio mensual barra Crucero 220 kV.

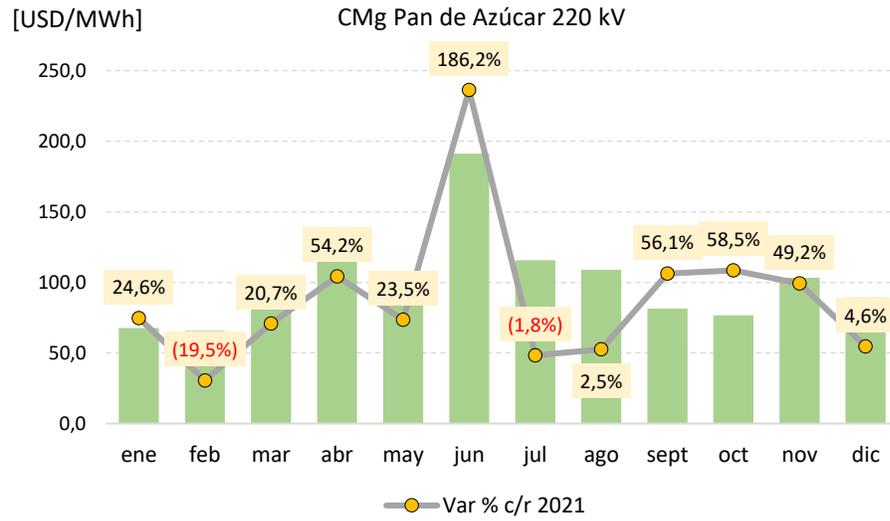


Figura 8: CMg promedio mensual barra Pan de Azúcar 220 kV.

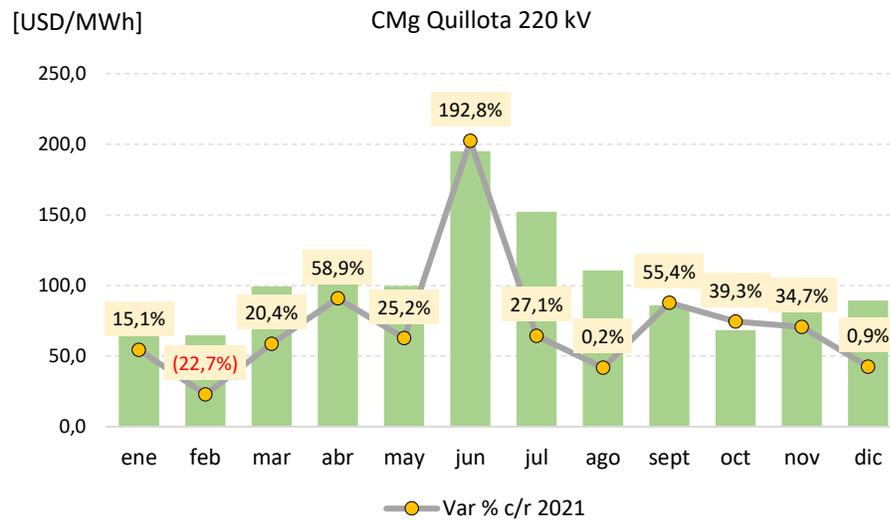


Figura 9: CMg promedio mensual barra Quillota 220 kV.

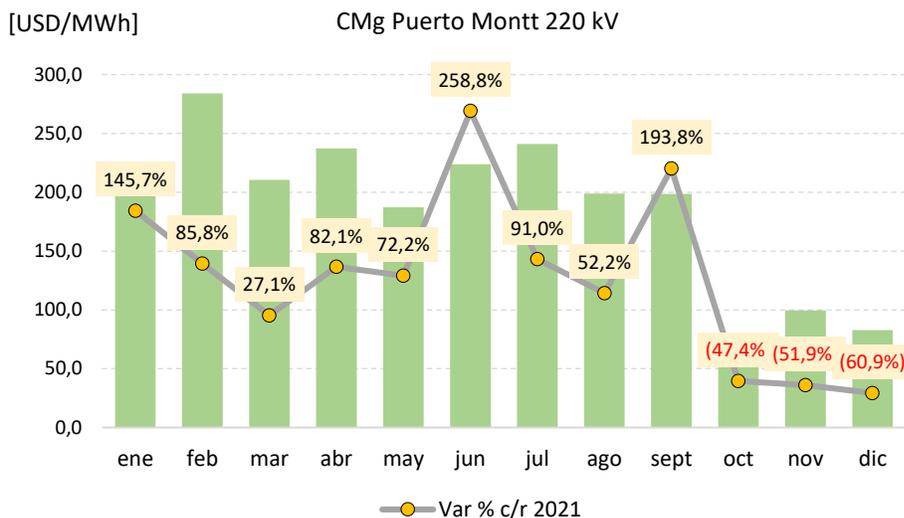


Figura 10: CMg promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV.

1.7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

El jueves 15 de diciembre se produjo la primera conexión de la central PFV Andes 2 al SADI (a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes), finalizando ese mes de diciembre con una exportación total de 5,95 GWh hacia Argentina.

1.8. 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 2022, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla-2: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2022.

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia (MW)	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER CANDELARIA U1	8	125,1	05-01-2022	11-01-2022
TER KELAR CC1-TG2	49	177,1	21-01-2022	11-03-2022
TER QUINTERO U2	3	129,0	21-01-2022	23-01-2022
TER COCHRANE U1	22	274,9	02-02-2022	23-02-2022
TER QUINTERO U1	4	128,0	17-02-2022	20-02-2022
TER COCHRANE U2	22	274,8	18-02-2022	09-03-2022
TER ATACAMA CC2-TV	13	135,3	25-02-2022	09-03-2022
TER NEHUENCO CC1-TG	2	217,7	25-02-2022	27-02-2022

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia (MW)	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER NEHUENCO CC1-TV	2	117,7	25-02-2022	27-02-2022
HE PEHUENCHE U1	20	285,0	26-02-2022	16-03-2022
TER MEJILLONES CTM3-TG	85	156,2	01-03-2022	24-05-2022
TER ATACAMA CC2-TG2	8	121,0	01-03-2022	09-03-2022
HE ANGOSTURA U1	35	138,8	07-03-2022	09-04-2022
TER SAN ISIDRO CC1-TG	4	252,0	11-03-2022	16-03-2022
TER SAN ISIDRO CC1-TV	4	164,2	11-03-2022	16-03-2022
TER LOS VIENTOS U1	3	133,6	12-03-2022	13-03-2022
TER ATACAMA CC2-TG1	16	115,6	12-03-2022	23-03-2022
TER VENTANAS U2	26	208,0	20-03-2022	17-05-2022
TER ATACAMA CC1-TG1	32	115,0	25-03-2022	20-04-2022
HE PEHUENCHE U2	17	285,0	28-03-2022	13-04-2022
HE COLBUN U1	35	231,2	01-04-2022	06-05-2022
TER LOS PINOS U1	4	107,7	02-04-2022	04-04-2022
TER GUACOLDA U3	9	153,9	04-04-2022	11-04-2022
HE ANGOSTURA U2	20	138,8	11-04-2022	29-04-2022
TER GUACOLDA U4	9	153,9	20-04-2022	27-04-2022
TER QUINTERO U2	12	129,0	27-04-2022	06-05-2022
TER GUACOLDA U1	20	154,2	02-05-2022	16-05-2022
HE COLBUN U2	35	232,0	06-05-2022	09-06-2022
HE PANGUE U1	8	233,5	09-05-2022	13-05-2022
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	22	357,5	18-05-2022	26-05-2022
TER LOS VIENTOS U1	8	133,6	18-05-2022	25-05-2022
TER NUEVA RENCA CC1-TG	40	210,0	21-05-2022	21-05-2022
TER NUEVA RENCA CC1-TV	20	170,0	21-05-2022	21-05-2022
HE PANGUE U2	12	233,5	23-05-2022	27-05-2022
TER ATACAMA CC2-TG2	15	121,0	03-06-2022	06-06-2022
TER QUINTERO U2	15	129,0	04-06-2022	05-06-2022
TER QUINTERO U1	8	128,0	04-06-2022	05-06-2022
HE RALCO U1	138	389,5	06-06-2022	24-06-2022
HE RALCO U1	5	389,5	06-06-2022	24-06-2022
TER GUACOLDA U2	3	145,4	10-06-2022	12-06-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	14	259,4	30-06-2022	03-07-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	5	259,4	30-06-2022	03-07-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	8	128,3	30-06-2022	03-07-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	12	128,3	30-06-2022	03-07-2022
TER QUINTERO U2	9	129,0	04-07-2022	05-07-2022
HE RALCO U2	7	390,9	05-07-2022	23-07-2022

Unidad en Mantenimiento	Duración (días)	Potencia (MW)	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER ATACAMA CC1-TV	62	135,3	06-07-2022	08-07-2022
HE EL TORO U2	10	112,5	12-07-2022	20-11-2022
TER ANDINA U1	15	176,6	17-07-2022	15-08-2022
TER NORGENER U1	14	140,6	18-07-2022	08-08-2022
TER NEHUENCO CC1-TG	10	217,7	26-07-2022	29-09-2022
TER NEHUENCO CC1-TV	18	117,7	26-07-2022	29-09-2022
HE ANTUCO U1	17	160,0	01-08-2022	27-08-2022
TER HORNITOS U1	60	174,3	26-08-2022	24-10-2022
HE ANTUCO U2	4	160,0	31-08-2022	03-09-2022
TER SANTA LIDIA U1	4	142,4	06-09-2022	08-09-2022
TER MEJILLONES CTM3-TG	17	156,2	15-09-2022	30-09-2022
TER NUEVA RENCA CC1-TG	16	210,0	17-09-2022	24-09-2022
TER NUEVA RENCA CC1-TV	16	170,0	17-09-2022	24-09-2022
TER CARDONES U1	14	154,9	27-09-2022	06-10-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	70	259,4	28-09-2022	03-12-2022
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	70	128,3	28-09-2022	03-12-2022
TER ANGAMOS U2	27	281,3	06-10-2022	28-10-2022
TER NUEVA VENTANAS U1	9	267,1	08-10-2022	16-10-2022
TER GUACOLDA U5	20	156,2	11-10-2022	30-10-2022
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	29	357,5	14-10-2022	12-11-2022
TER CANDELARIA U1	32	125,1	18-10-2022	18-11-2022
TER ATACAMA CC2-TV	5	135,3	20-10-2022	22-10-2022
TER MEJILLONES CTM3-TG	2	156,2	30-10-2022	31-10-2022
TER ANGAMOS U1	42	276,9	01-11-2022	04-12-2022
TER LOS PINOS U1	45	107,7	03-11-2022	16-12-2022
TER SANTA MARIA U1	26	374,0	08-11-2022	04-12-2022
TER IEM U1	22	377,0	14-11-2022	07-12-2022
TER LOS GUINDOS U1	5	135,0	14-11-2022	18-11-2022
TER CANDELARIA U2	32	124,7	17-11-2022	17-12-2022
HE EL TORO U1	10	112,5	28-11-2022	08-12-2022
TER CANDELARIA U1	14	125,1	02-12-2022	16-12-2022
TER CAMPICHE U1	15	269,7	04-12-2022	19-12-2022
TER MEJILLONES CTM2	15	172,0	06-12-2022	19-12-2022
TER GUACOLDA U3	21	153,9	07-12-2022	24-12-2022
TER NEHUENCO II CC1-TG	11	250,0	08-12-2022	17-12-2022
TER NEHUENCO II CC1-TV	11	148,3	08-12-2022	17-12-2022
PFV SOL DE LILA	9	152,3	11-12-2022	19-12-2022
HE EL TORO U3	5	112,5	12-12-2022	16-12-2022

1.9. 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 3.500 MMUSD para el año 2022. Los costos mensuales y por tecnología se resumen en la siguiente Tabla:

Mes	Térmicas							Total US\$
	Gas Natural	Diésel	Carbón	Biomasa	Gas propano	Biogás	Geotérmica	
Enero	61.606.968	19.334.256	109.964.264	4.052.950	0	71.839	28.522	195.058.799
Febrero	66.534.146	19.943.353	106.744.470	4.756.620	0	43.464	0	198.022.053
Marzo	78.590.677	21.340.977	137.266.053	5.310.733	0	74.623	0	242.583.064
Abril	93.736.884	61.441.400	130.164.850	6.178.701	431.607	65.785	0	292.019.226
Mayo	123.088.910	45.057.986	166.852.841	5.251.901	845.130	74.600	0	341.171.367
Junio	158.833.376	102.627.608	209.566.091	5.141.253	245.859	57.598	0	476.471.785
Julio	128.049.956	44.764.568	221.256.949	4.331.623	65.229	62.718	0	398.531.043
Agosto	142.229.088	11.033.438	176.660.985	4.336.431	138.797	87.447	0	334.486.186
Septiembre	133.863.888	23.944.960	109.042.648	4.375.934	3.390	74.017	0	271.304.837
Octubre	105.290.115	15.568.668	100.605.933	2.634.291	22.028	74.885	0	224.195.921
Noviembre	99.297.448	34.359.023	111.512.783	4.501.353	192.583	63.537	0	249.926.726
Diciembre	119.812.288	17.069.702	133.989.466	5.422.307	302.810	67.511	0	276.664.084
Total	1.310.933.745	416.485.938	1.713.627.333	56.294.097	2.247.434	818.023	28.522	3.500.435.091

Tabla-3: Costo de Operación del SEN, ejercicio 2022.

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.

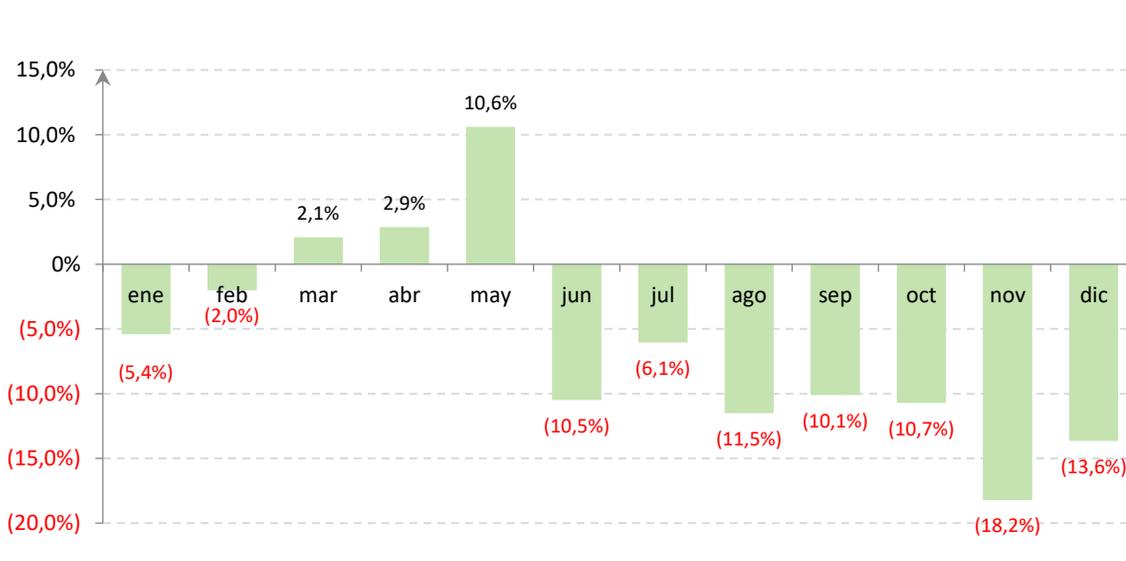


Figura 11: Desviación real vs programado de costo operación térmico 2022.

El siguiente gráfico muestra los pagos laterales unitarios correspondientes a los Servicios Complementarios, asociados a los pagos por sobre-costos 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:

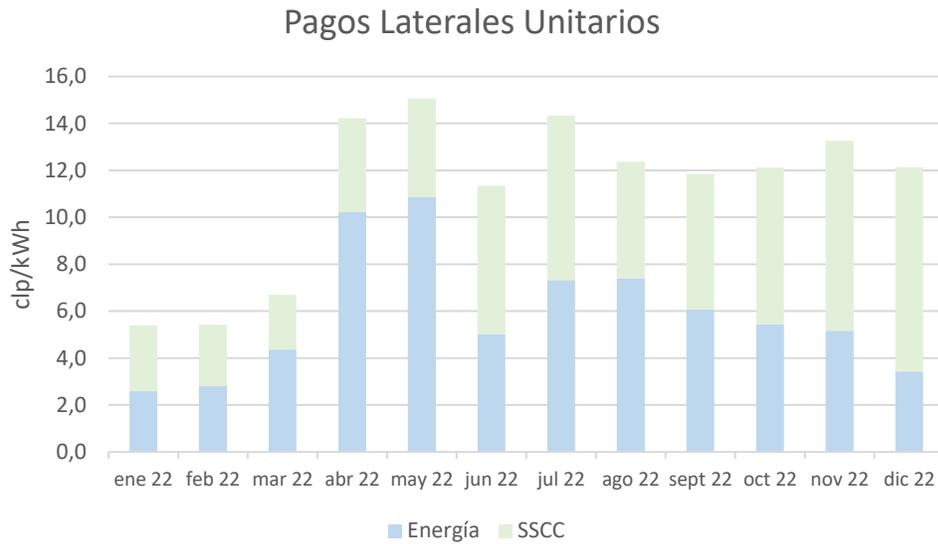


Figura 12: Pagos Laterales Unitarios de Energía y Servicios Complementarios.

1.10. 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. Esta última situación se registró aproximadamente en 753 horas del año 2022 (8.4% del tiempo). La siguiente figura, muestra la distribución mensual de reducciones según fuente de generación

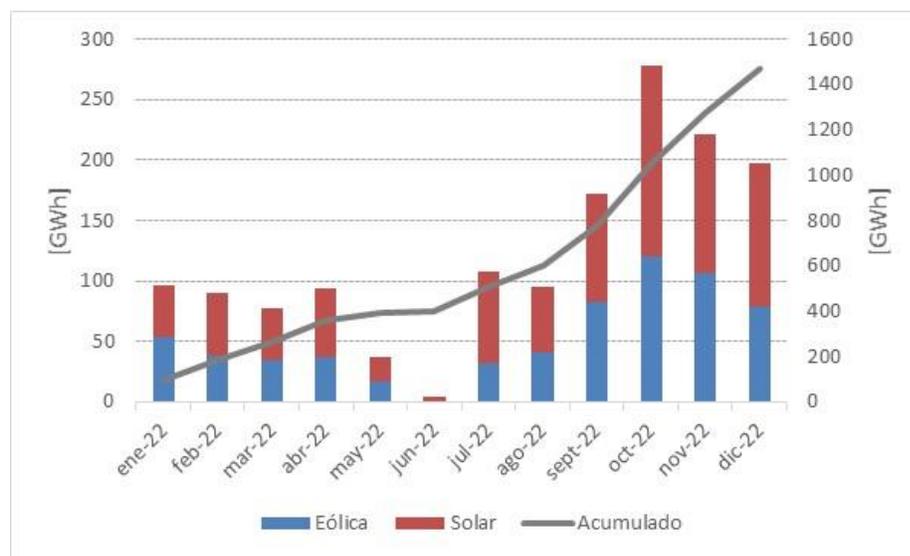


Figura 13: Reducción generación renovable variable en 2022 (Eólica y Solar).

1.11. 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.

En primer término, se presentan los tramos del sistema de 500kV entre las SS/EE Nueva Cardones y Polpaico (considerando los tramos intermedios)

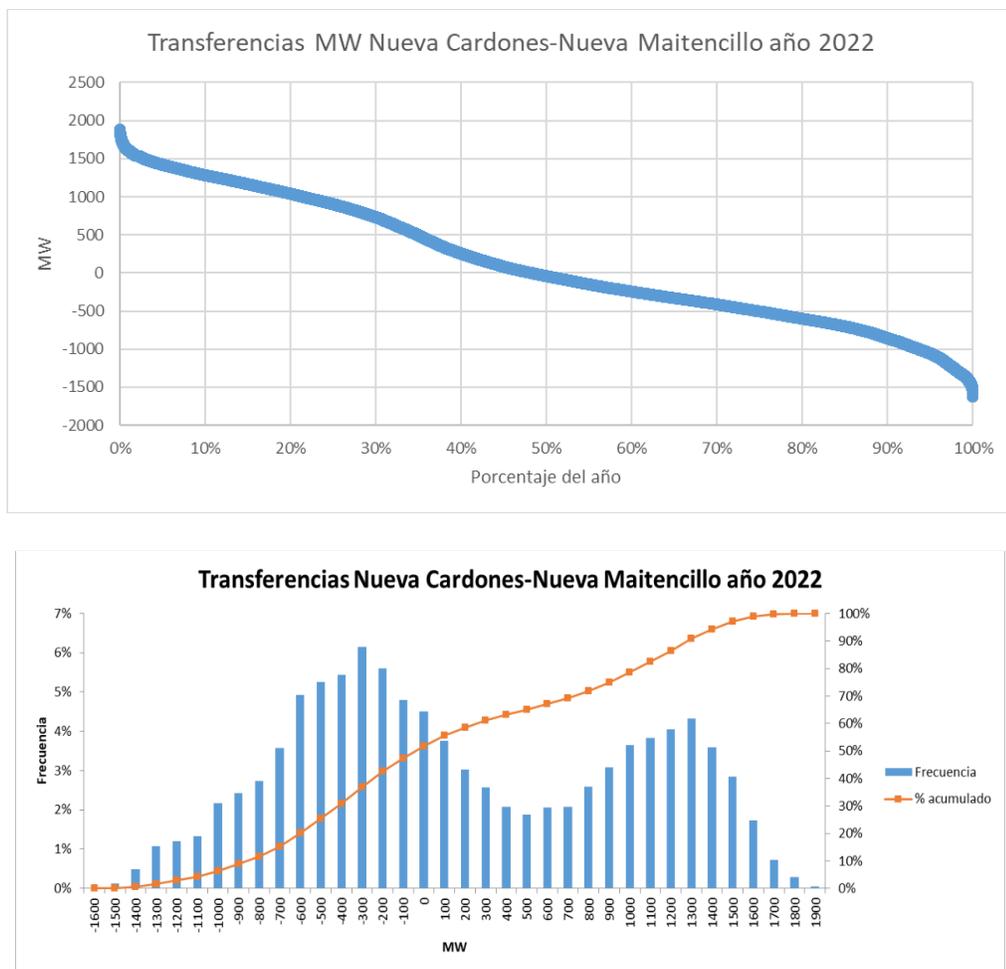


Figura 14: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Cardones-Nueva Maitencillo

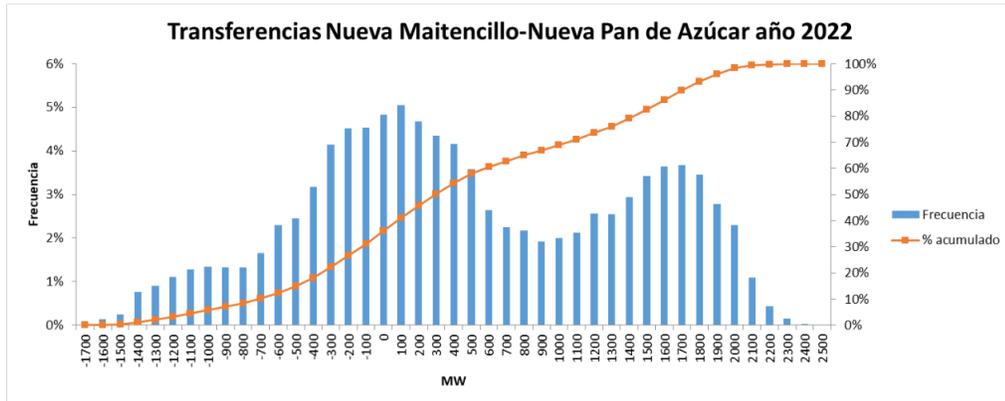
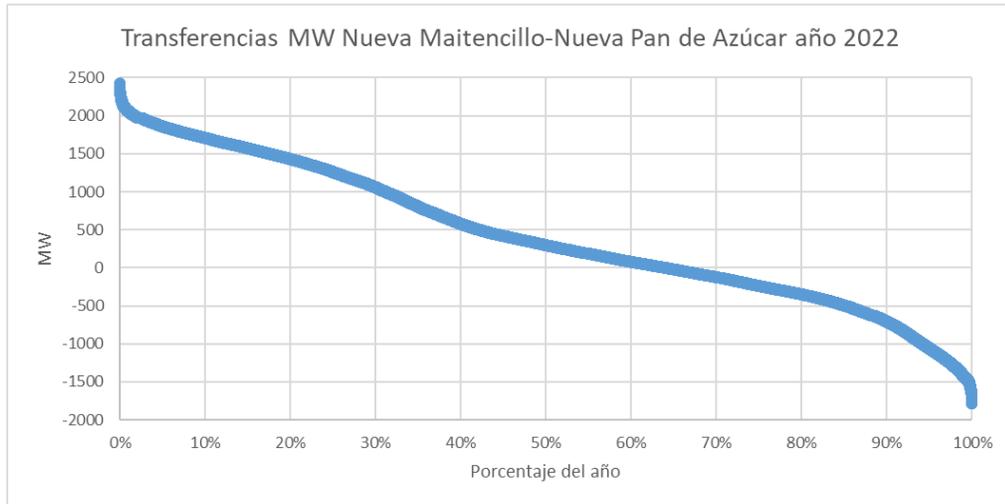
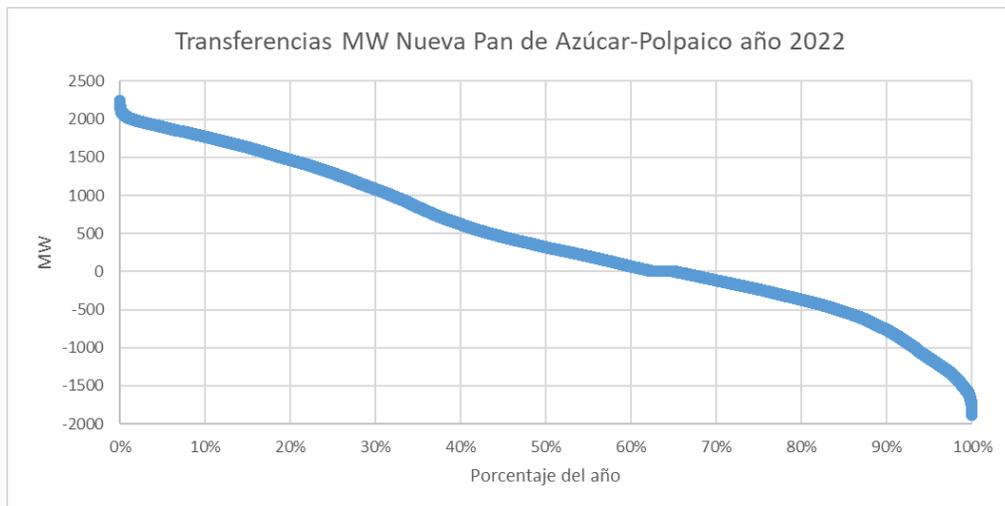


Figura 15: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar



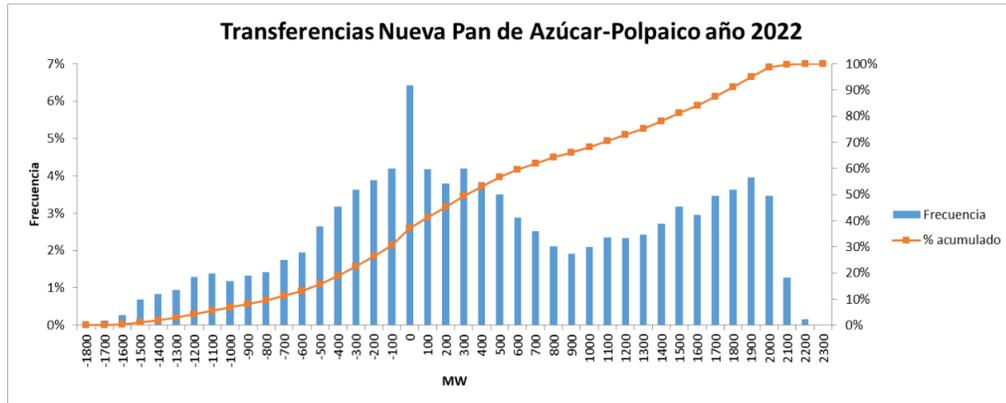


Figura 16: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico

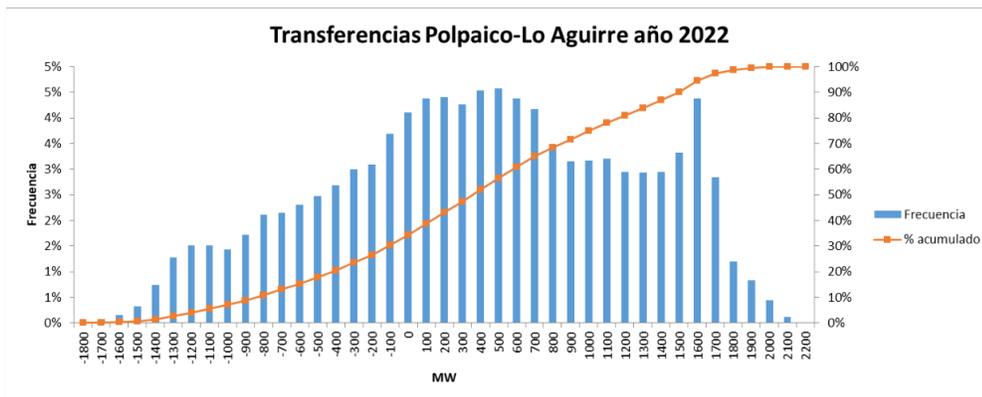
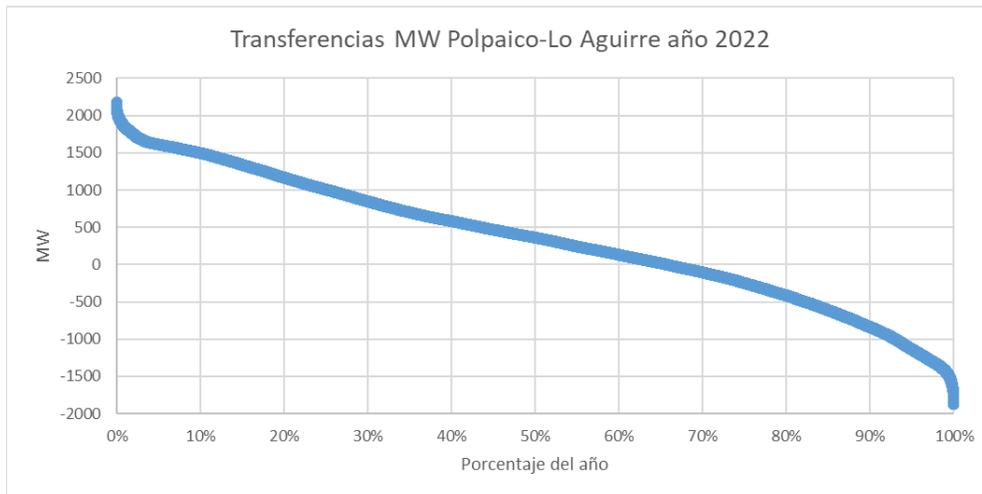


Figura 17: Transferencias Tramo 2x500 kV Polpaico-Lo Aguirre

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. Finalmente, las líneas punteadas en las curvas de duración representan el límite de transferencias Norte-Sur aplicable al respectivo tramo.

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

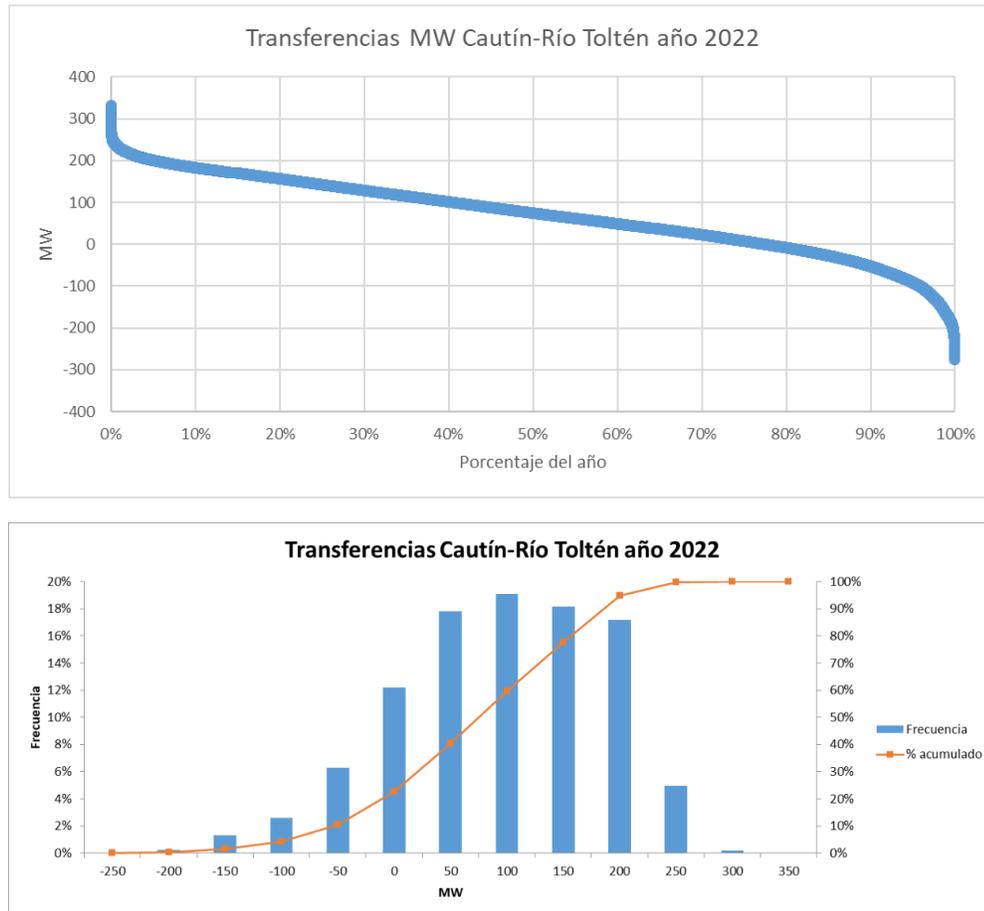


Figura 18: Transferencias Tramo 2x220 kV Cautín-Río Toltén

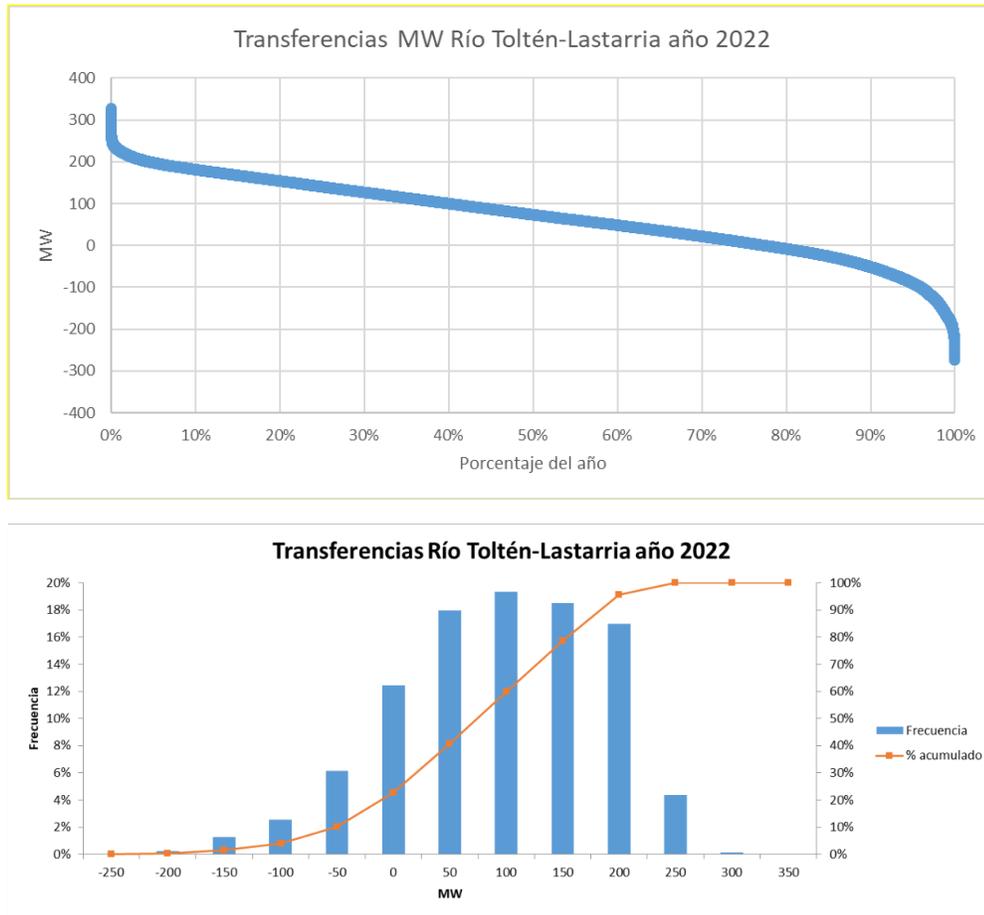


Figura 19: Transferencias Tramo 2x220 kV Río Toltén-Lastarria

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 Frutillar Norte-Puerto Montt, transferencias que fueron afectadas principalmente por los trabajos de cambio de conductor y la entrada en operación de la SE Tineo (Nueva Puerto Montt).

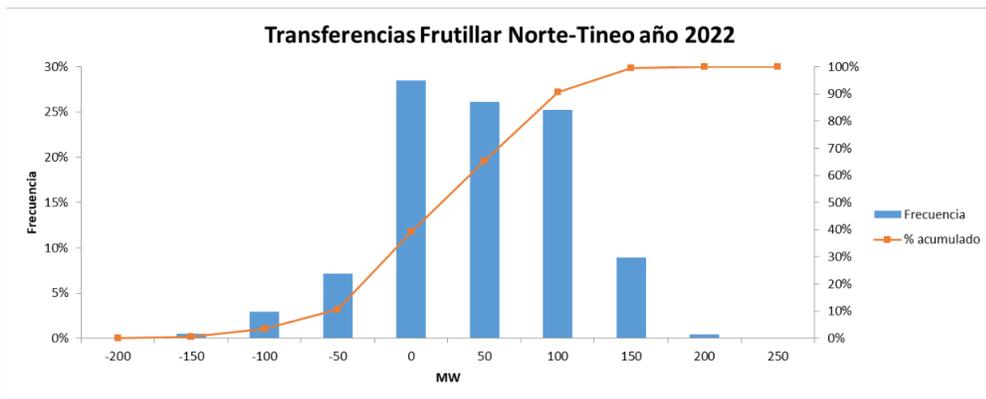
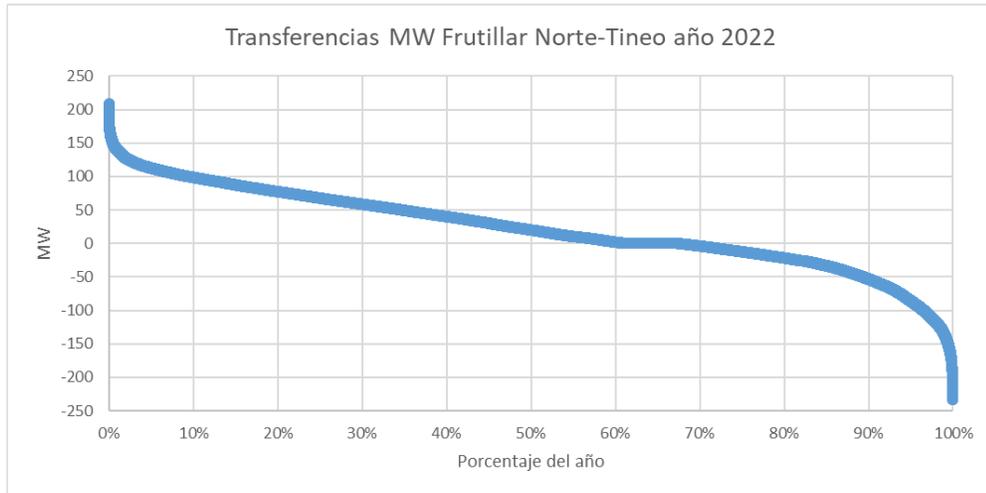
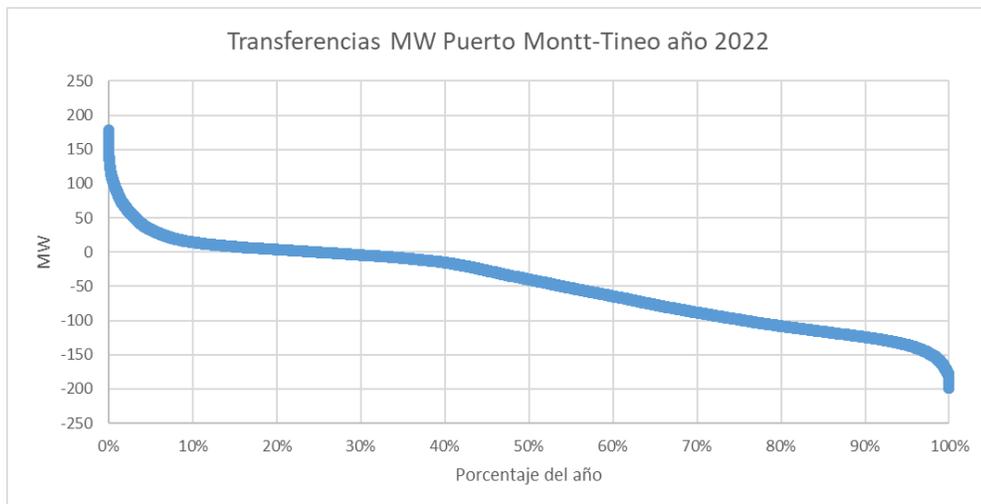


Figura 20: Transferencias Tramo 2x220 kV Frutillar Norte-Tineo



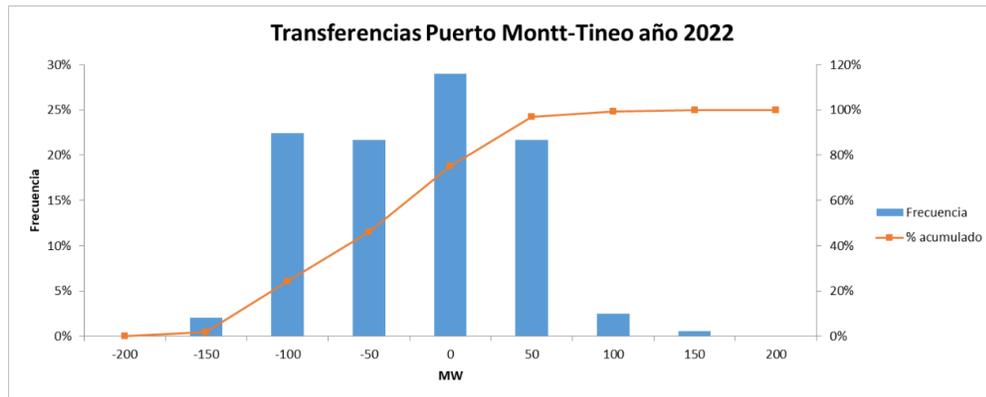


Figura 21: Transferencias Tramo 2x220 kV Puerto Montt-Tineo

En el caso del tramo Frutillar Norte – Tineo – Puerto Montt, los trabajos de ampliación de ese tramo y que requirieron dejar en servicio un único circuito explican la alta prevalencia de transferencias en torno a 0 MW (entre un 25 a 30% de las horas del año).

1.12. GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES

Para el período marzo 2023 – enero 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 2023: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.
- Abril 2023 – enero 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 marzo de 2023. 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:

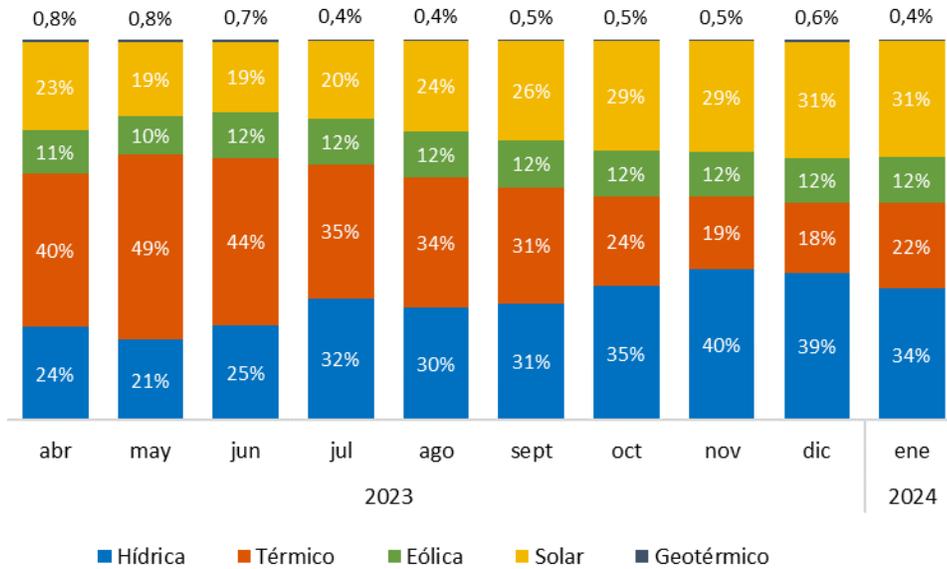


Figura 22: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología seca.

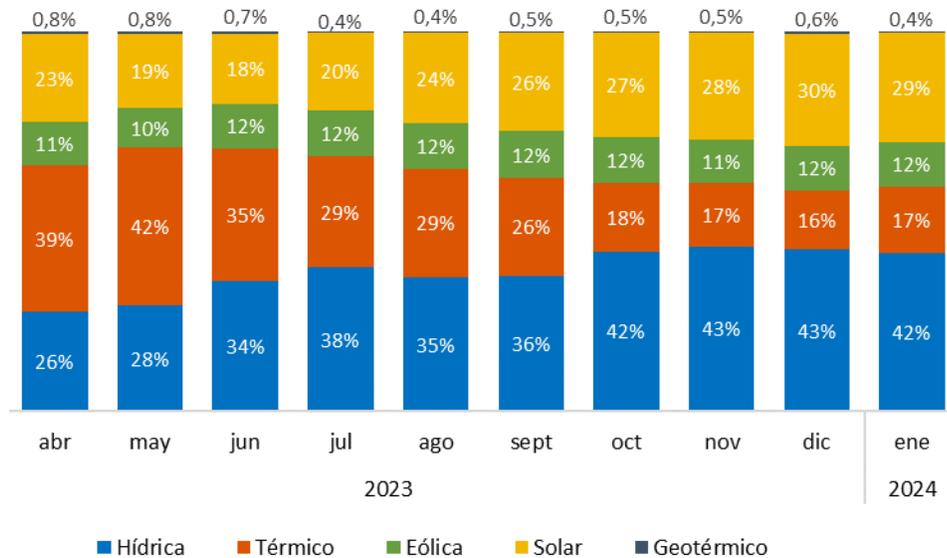


Figura 23: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología media.

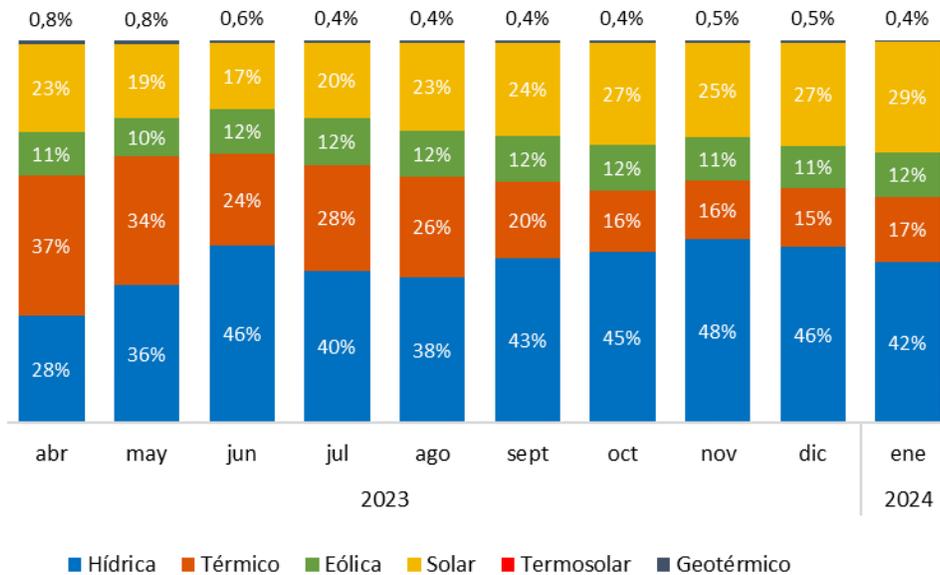


Figura 24: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología húmeda.

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	30,8%	36,0%	40,2%
Térmica	32,0%	27,4%	24,2%
Eólica	11,9%	11,7%	11,5%
Solar	24,8%	24,4%	23,5%
Geotérmica	0,6%	0,6%	0,5%

1.13. 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.

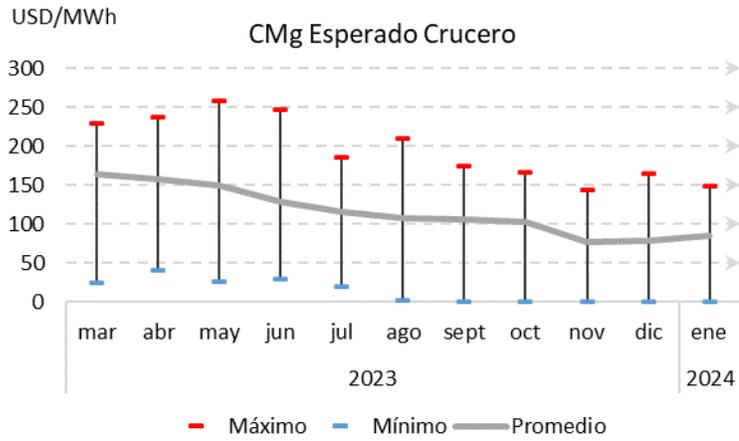


Figura 25: Costo Marginal proyectado en barra Crucero 220 kV

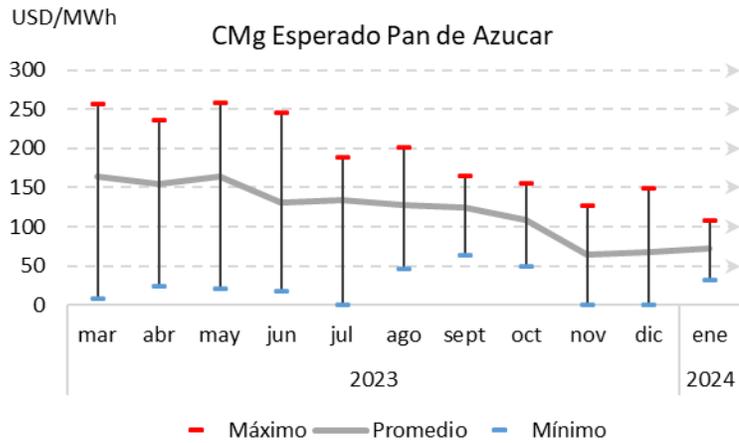


Figura 26: Costo Marginal proyectado en barra Pan de Azúcar 220 kV

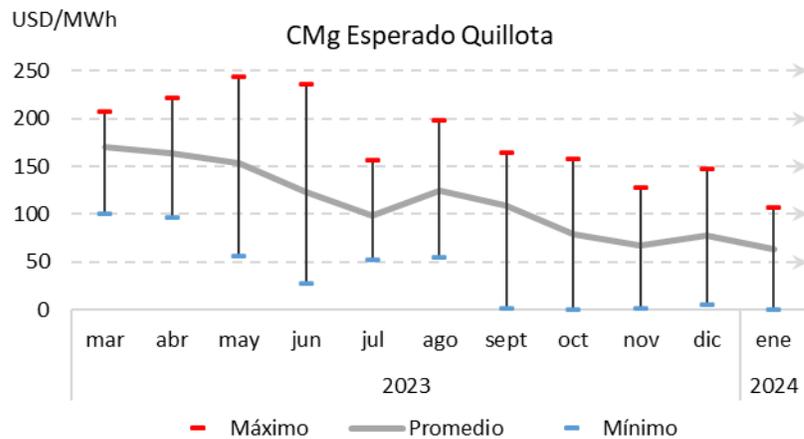


Figura 27: Costo Marginal proyectado en barra Quillota 220 kV

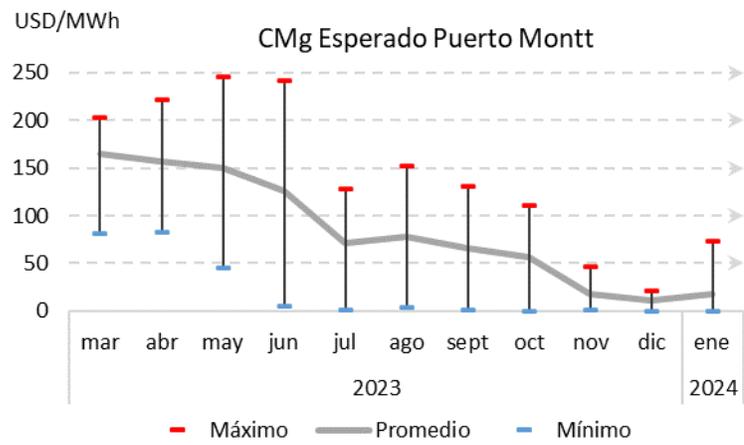


Figura 28: Costo Marginal proyectado en barra Puerto Montt 220 kV

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 2022, 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 2022, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante este año se presentó una hidrología seca que se tradujo en 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 2022.

	$49,3 \leq f \text{ [hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [hz]} \leq 50,7$
Aporte hídrico < 60%	1,5%	97,0%	1,5%
Enero	0,50%	97,50%	2,01%
Febrero	0,50%	95,94%	3,56%
Marzo	1,60%	94,89%	3,51%
Abril	2,65%	92,65%	4,70%
Mayo	1,66%	94,47%	3,86%
Junio	0,87%	97,44%	1,68%
Julio	0,31%	98,02%	1,67%
Agosto	0,45%	98,07%	1,48%
Septiembre	0,54%	97,54%	1,92%
Octubre	0,46%	97,84%	1,70%
Noviembre	0,38%	98,53%	1,10%
Diciembre	0,71%	97,74%	1,54%

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

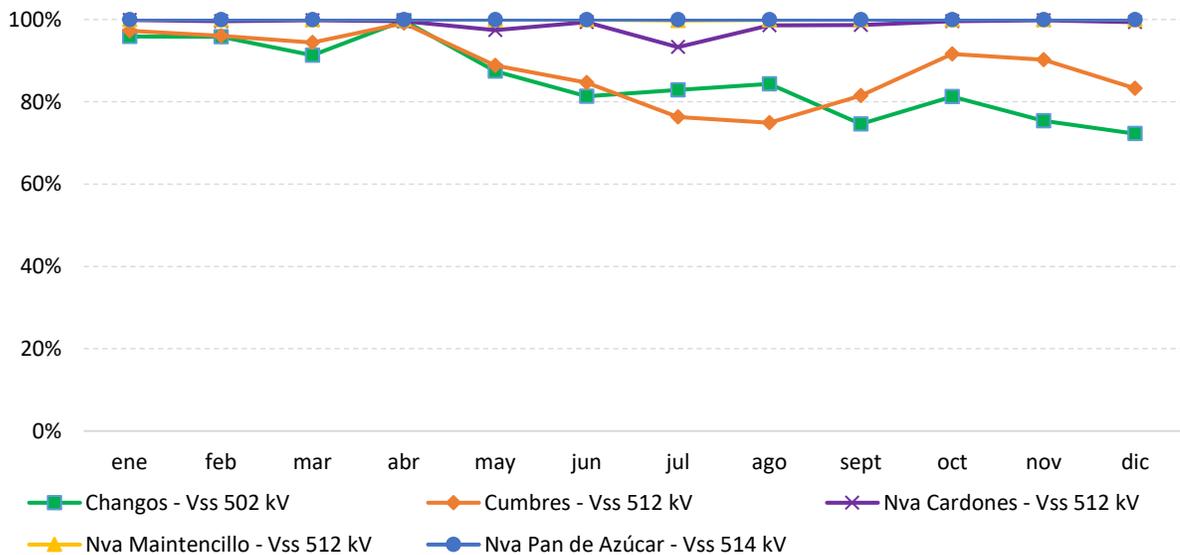


Figura 29: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR

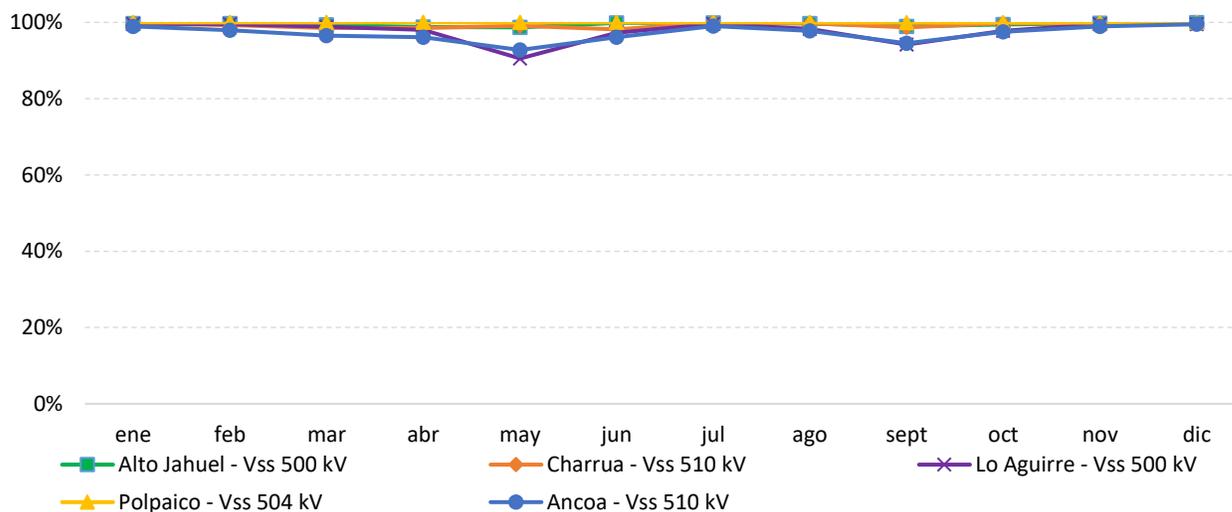


Figura 30: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

nota: los cumplimientos se miden con las tensiones de servicio vigentes a 2022.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

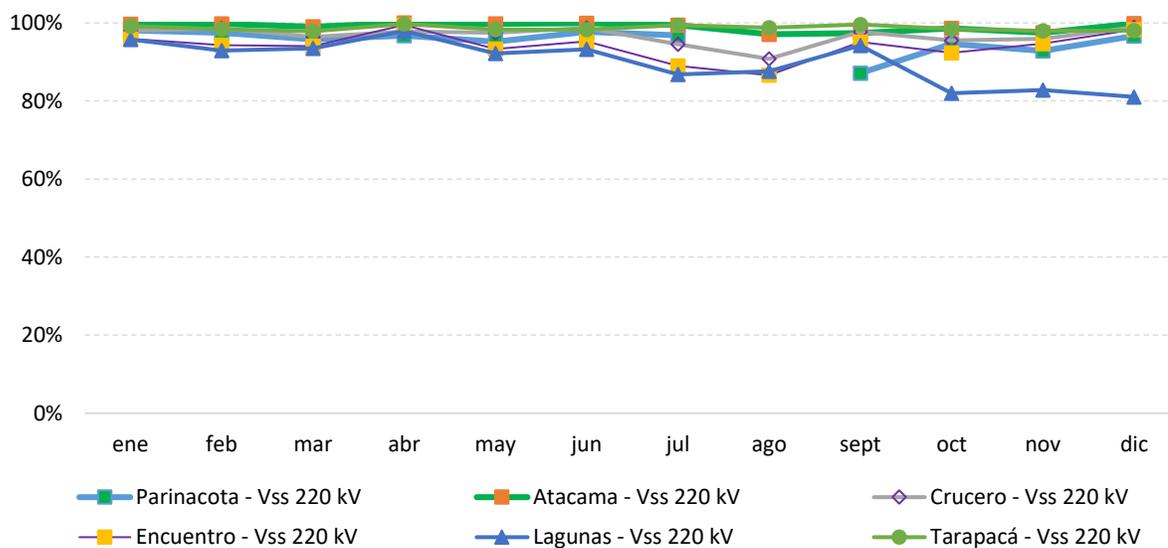


Figura 31: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

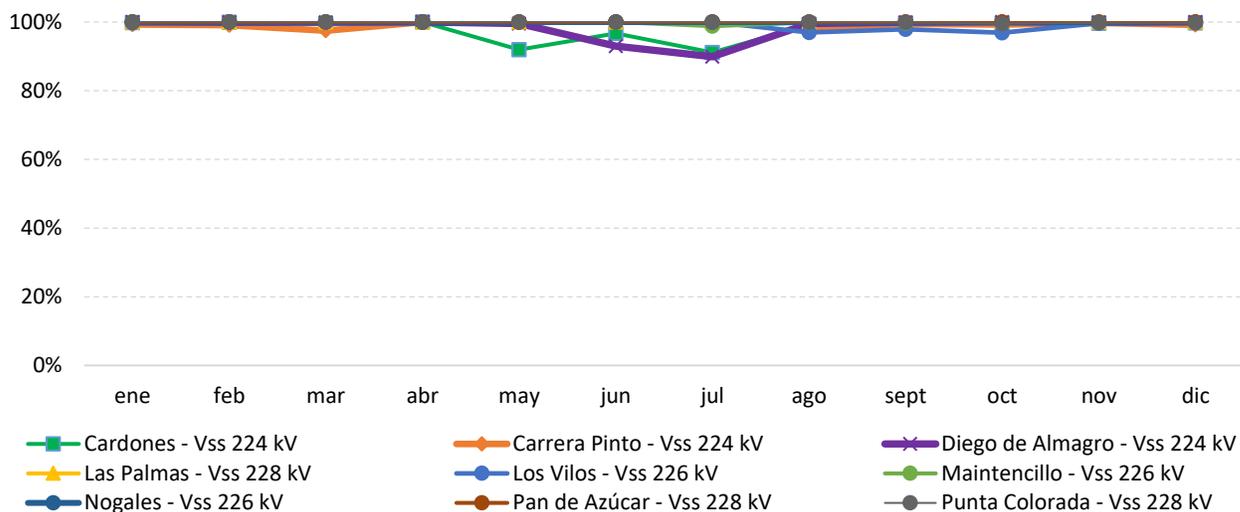


Figura 32: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

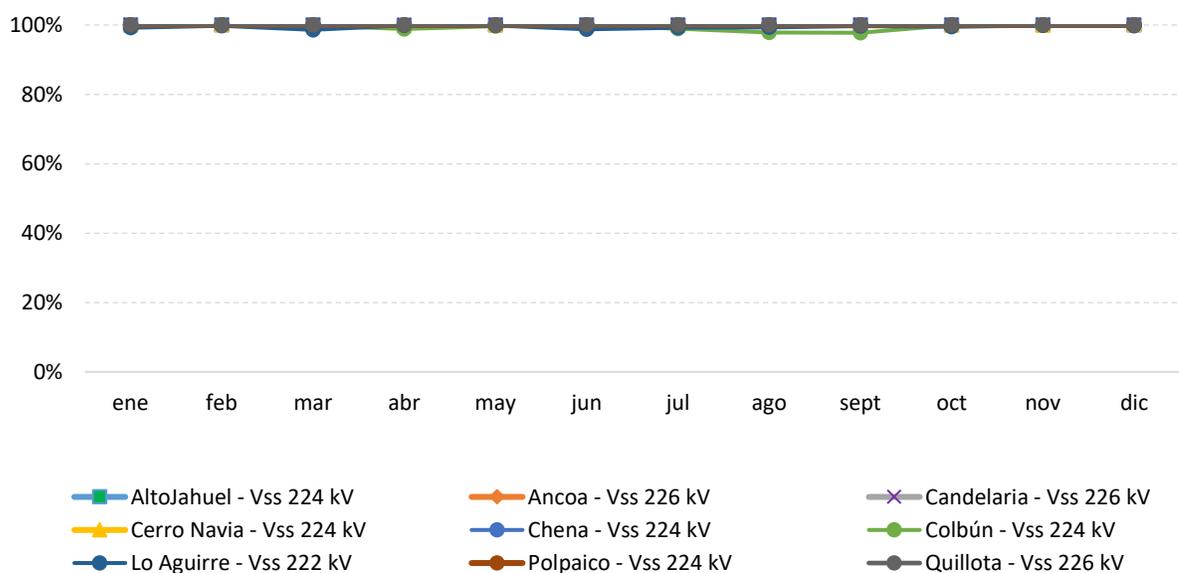


Figura 33: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

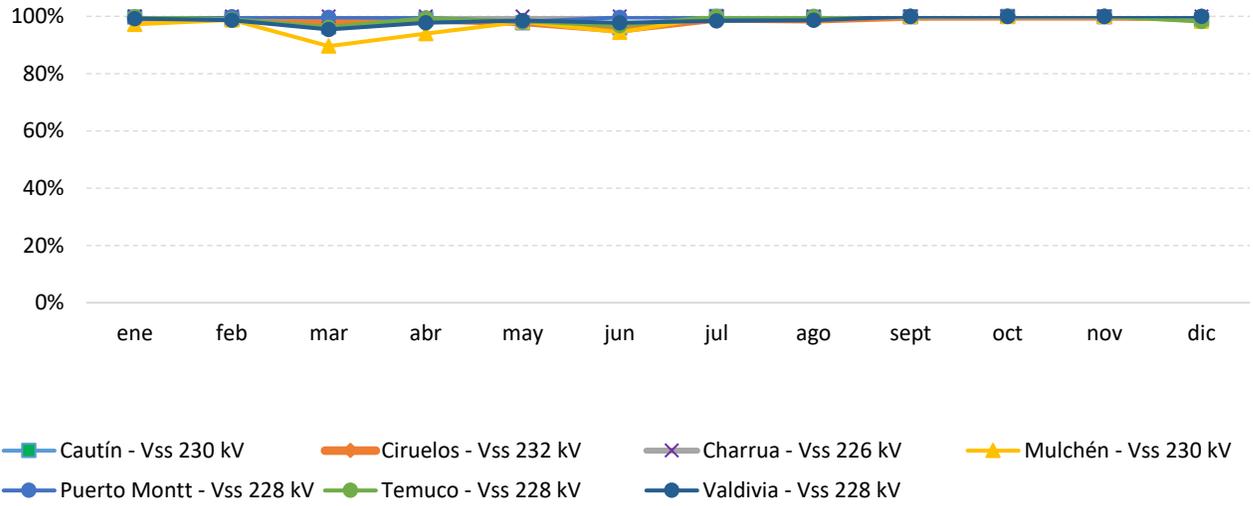


Figura 34: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur

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 2022), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

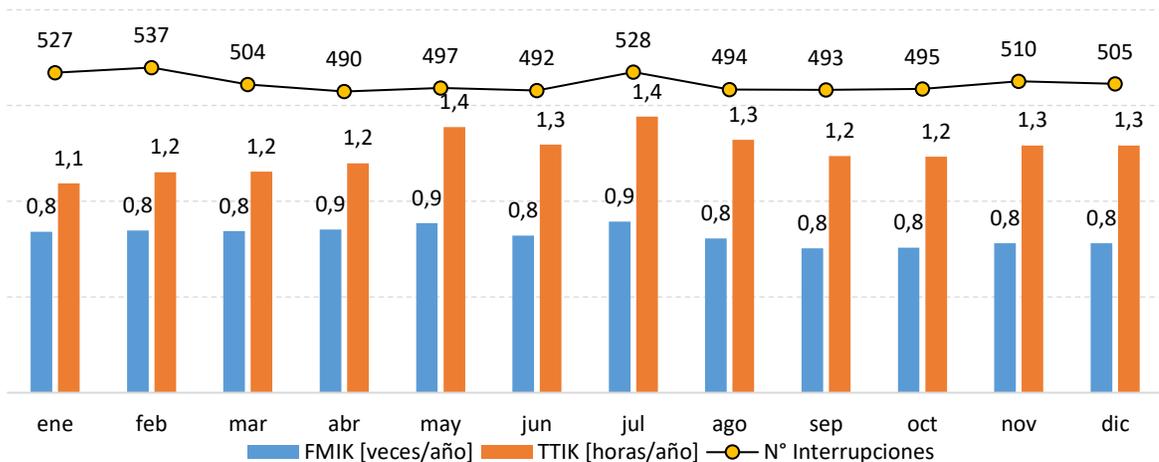


Figura 35: Índices de continuidad SEN 2022

nota: N° de Interrupciones corresponde a la cantidad de puntos de control afectados con al menos una interrupción.

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 2022 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.

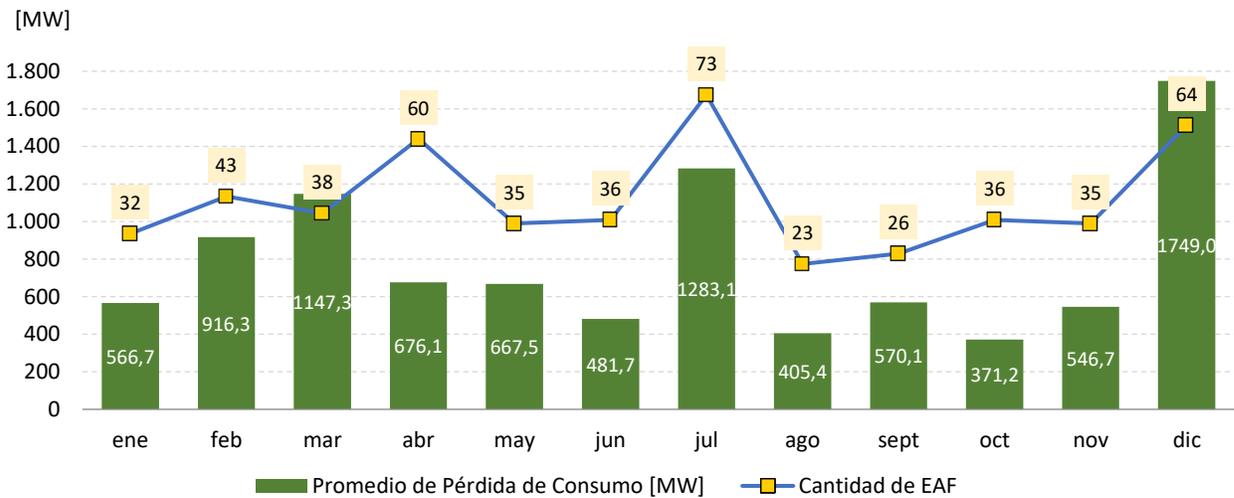


Figura 36: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2022.

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) – no considera fallas en instalaciones de clientes libres de larga duración que solo afecten clientes libres – acumulada a partir del mes de enero de 2022, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2022 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año, disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico.

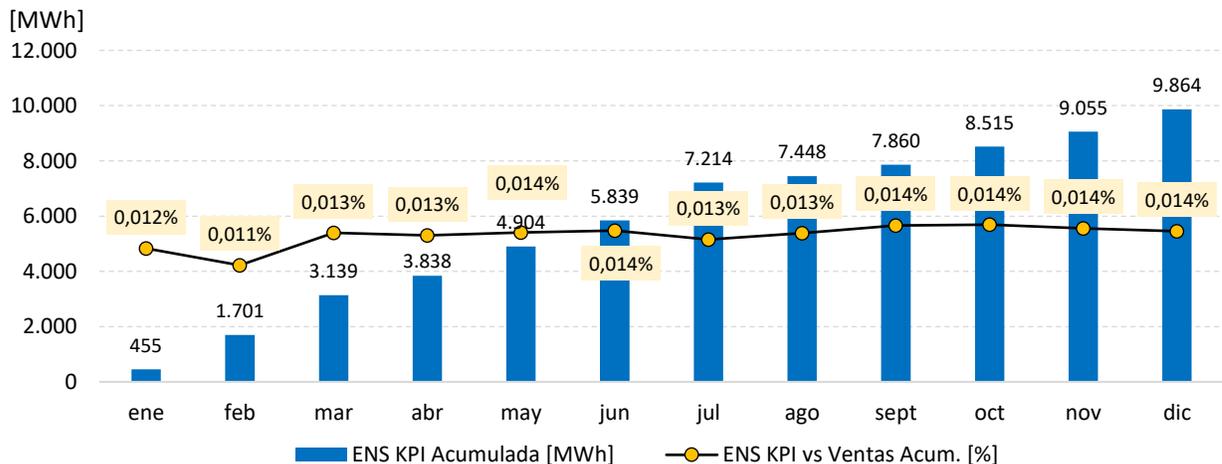


Figura 37: Energía no suministrada acumulada.

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 2018 – diciembre 2022.

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 2022.

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 553 unidades generadoras, de las cuales 445 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

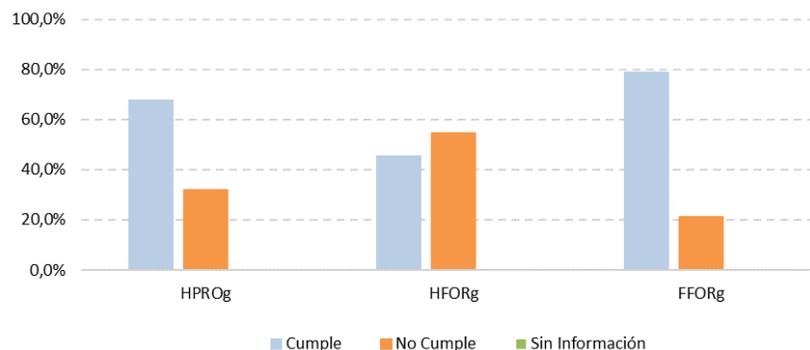


Figura 38: Cumplimiento de Índices de Generación.

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 1.736 tramos, de los cuales 1.542 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.

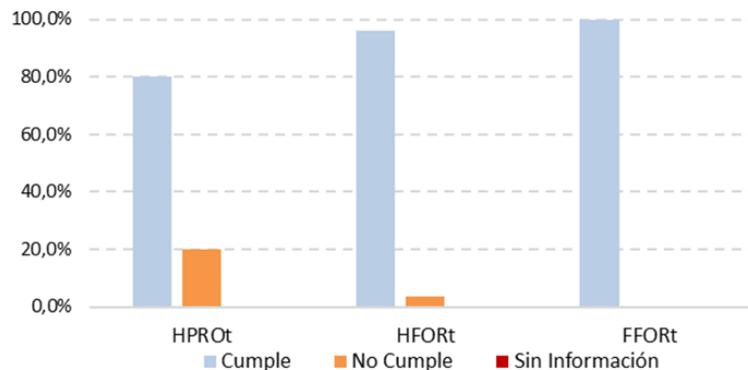


Figura 39: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

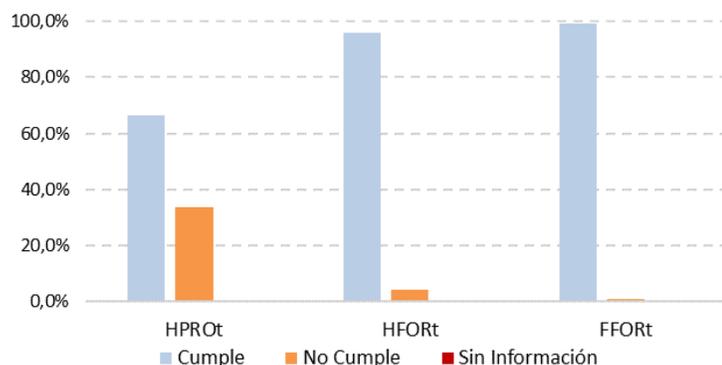


Figura 40: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

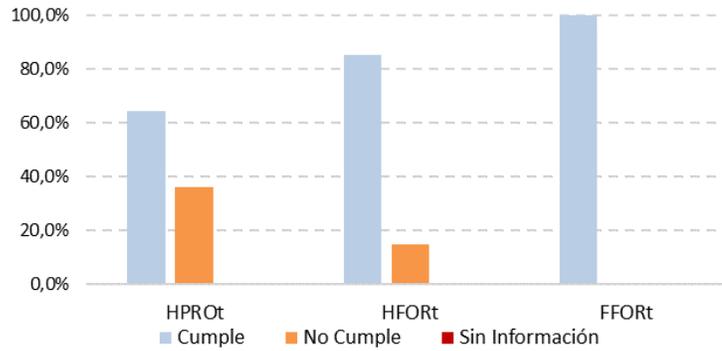


Figura 41: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.634 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.477 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

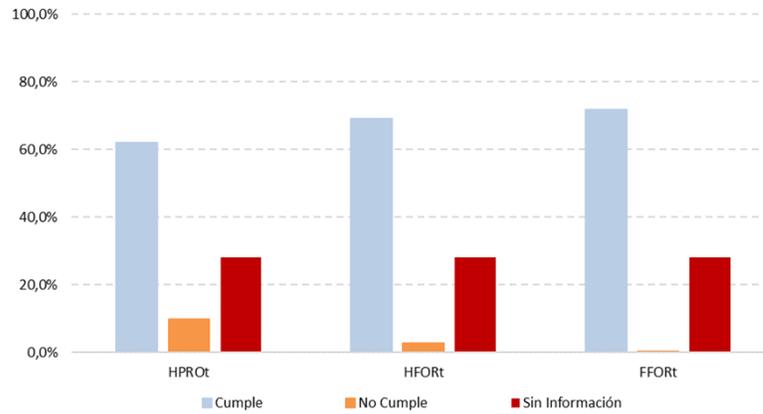


Figura 42: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

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:

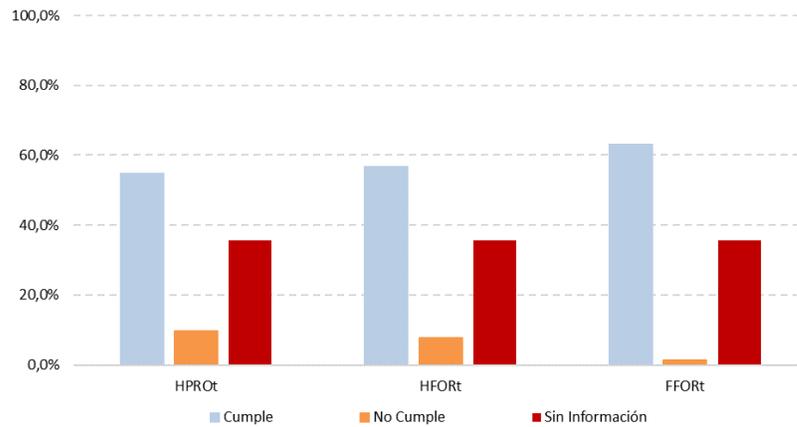


Figura 43: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

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 2022, se dispone de la información correspondiente a 241 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 42 coordinados) e incumplimiento (un total de 197 coordinados) de esta exigencia.

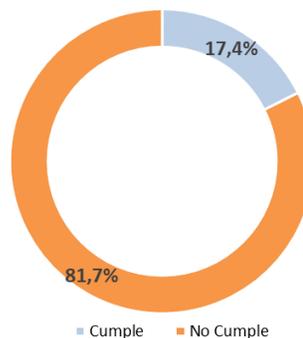


Figura 44: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2022.

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 2022, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas:

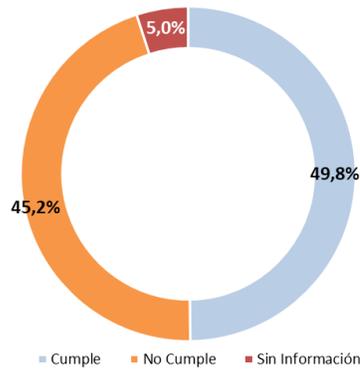


Figura 45: Cumplimiento de actualización del SITR año 2022.

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 2022 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 2022, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

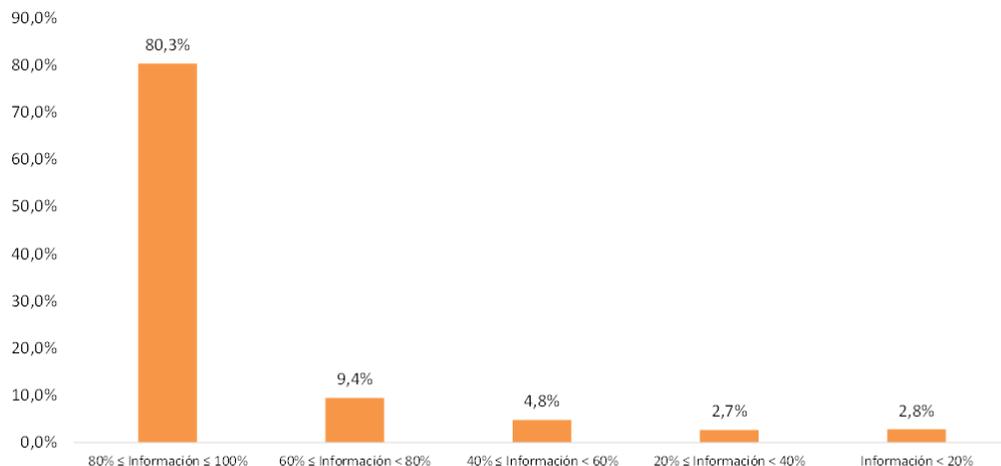


Figura 46: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA

5.1. CADENA DE PAGOS

En cuanto al monitoreo de la cadena de pagos entre empresas participantes de transferencias económicas por parte del Coordinador, el año 2022 se consolidó el Portal de Disconformidades como único medio para que las empresas coordinadas puedan informar en relación a desacuerdos en facturación o pagos de los cuadros de pago emitidos por el Coordinador y que se publican, desde el año 2018, en el Portal de Pagos.

Por otro lado, se realizó la gestión de carga de Instrumentos de Garantías en el Portal de Garantías dispuesto para esto, de manera de llevar un proceso estandarizado y transparente para las empresas coordinadas.

En octubre de 2022 se realizó el cobro del Instrumento de Garantía de las empresas María Elena Solar y Cabo Leones II, activando el proceso de cobro de Instrumento de Garantía, el cual permite que sea el Coordinador quien gestione los pagos a prorrata de las empresas coordinadas que previamente habían levantado Disconformidades hacia María Elena Solar o Cabo Leones II en el Portal de Disconformidades por motivo de Pago.

Adicionalmente en noviembre de 2022, se publicó el borrador del “Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo” para que las empresas coordinadas pudieran realizar observaciones previo a su publicación oficial, recibiendo un total de 242 observaciones en los plazos establecidos en la Plataforma de Observaciones.

5.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA

La UMC monitorea permanentemente las condiciones de competencia del mercado eléctrico con el objetivo de resguardar los principios de coordinación del sistema. Dichas actividades de monitoreo de mercado se ven reflejadas en el Informe Anual de Monitoreo de la Competencia.

Desde el año 2019, en marzo de cada año y de conformidad a lo señalado en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125) se realiza y publica este informe Anual de Monitoreo y desde el año 2021, complementando el informe Anual ya citado, se determinó incorporar un reporte semestral de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico nacional.

Todos estos documentos, además de otros reportes se publican en el sitio web del Coordinador y adicionalmente se remite al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Fiscalía Nacional Económica.

Dentro de otras actividades relacionadas al monitoreo del mercado se ha realizado un seguimiento continuo de la cadena de pagos, así como de las condiciones de competencia en servicios complementarios, estando este último incorporado en los diversos Informes de Servicios Complementarios que ha realizado el Coordinador y que también se encuentran disponibles en la página web.

Finalmente, y a solicitud del Tribunal o de la Fiscalía Nacional Económica, el Coordinador también ha aportado antecedentes en una serie de expedientes del mercado eléctrico en aquellos casos en que así ha sido solicitado por dichos organismos.

PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS

6.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS

Durante el año 2022 se desarrolló parte o la totalidad del 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 2022.

AUDITORÍA	UNIDADES APROBADAS
Consumo Específico Neto	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2022 se aprobaron parámetros de 52 unidades (47 asociado a pruebas programadas, 3 asociados a conexión de nuevas unidades y 2 por solicitud del Coordinado).
Potencia Máxima	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2022 se aprobaron parámetros de 79 unidades (52 asociado a pruebas programadas, 23 asociados a conexión de nuevas unidades y 3 por solicitud del Coordinado).
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2022 se aprobaron parámetros de 15 unidades (1 asociado a regularización de unidad térmica existente y 14 asociados a conexión de nuevas unidades)
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2022 se aprobaron parámetros de 22 unidades (19 asociados a conexión de nuevas unidades y 3 asociado a actualización de parámetro vigente)

6.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante el año 2022 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 61, las cuales han sido observadas por el Coordinador y se encuentran en manos de los respectivos Coordinados.

Actualmente, existe un calendario de pruebas para 217 de las SSEE. Las 20 SSEE restantes no disponen de programa.

Adicionalmente, durante el año 2022 se dio inicio a la Auditoría de S/E Faenas Pangué. Dicha auditoría fue realizada en el mes de enero y marzo, y el informe será emitido a la SEC durante el mes de abril 2023.

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 2022

Durante el año 2022 se dio inicio a los siguientes procesos de licitación de la transmisión, con la publicación de los Decretos Exentos (DE) correspondientes.

(*) DE 257/2022 fue publicado el 05 de enero 2023.

- A. Obras de Ampliación DE 200/2022 y Relicitación DE185/2021, a licitar:
 - 22 obras de Ampliación contenidas en los siguientes Decretos:
 - Obras Ampliación DE 200/2022 (15 obras)
 - Obras Ampliación Relicitación DE185/2021 (7 obras)

- B. Obras Nuevas (DE 257/2022 y DE 229/2021) y Ampliaciones Condicionadas (DE 200/2022 y DE 185/2021), a licitar:
 - 15 obras nuevas y 14 obras de ampliación contenidas en los siguientes Decretos:
 - Obras Nuevas DE 257/2022 (13 obras)
 - Obras Nuevas DE 229/2021 (2 obras)
 - Obras Ampliación DE 200/2022 condicionadas (11 obras)
 - Obras Ampliación DE 185/2021 condicionadas (3 obras)

7.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2022

Durante 2022 se realizó la adjudicación de las obras de los siguientes procesos:

- Obras de Ampliación del DE 185/2021 y Relicitación de Obras de Ampliación del DE 171/2020.
- Obras Nuevas DE 229/2021 y Ampliaciones Condicionadas DE 185/2021.

A continuación, se presenta un resumen con los procesos de licitación, información que se encuentran disponible en el sitio web del Coordinador.

Tabla-7: Resultados de licitación en 2021.

PROCESO	OBRAS	EMPRESAS OFERENTES	OBRAS DESIERTAS	OBRAS ADJUDICADAS
Obras de Ampliación DE185/2021 y Relicitación Obras de Ampliación DE 171/2020,	38	13	12	26
Obras Nuevas DE 229/2021 y Ampliaciones Condicionadas DE185/2021	15	9	3	12

EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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

Durante los años 2020 al 2022 se han incrementado las posibles congestiones en PMGD de los sistemas zonales. Dada la vigencia del DS88 que modificó el régimen de precios de venta de energía, lo que generó un incremento masivo de instalaciones de estas fuentes de generación, incorporándose 417 proyectos con declaración en construcción a octubre del 2022.

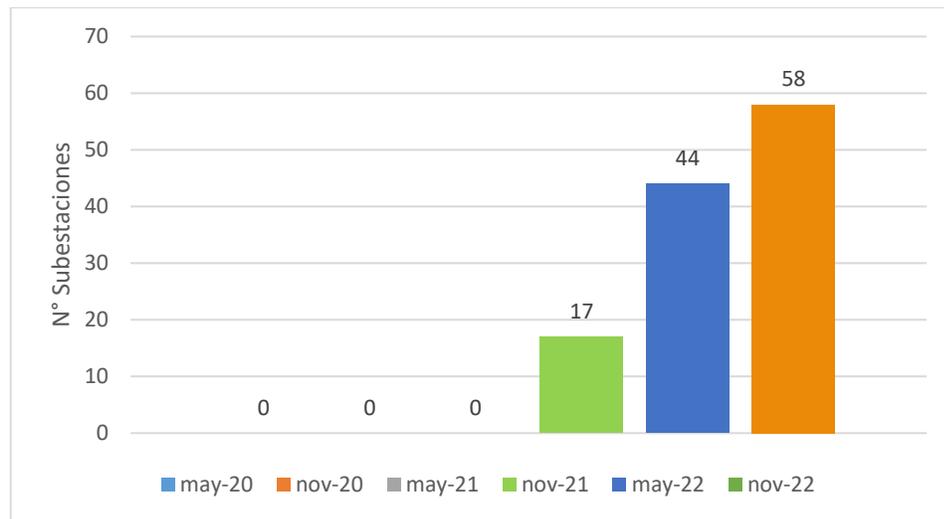


Figura 47: Evolución de las Congestionaciones en Sistemas Zonales por PMGD.

Este listado de proyectos tiene como fechas de interconexión, hasta el 2025 totalizando 2.376MW a interconectarse, los que se suman a los 1.963 MW en operación a noviembre del 2022.

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 condición hidrológica media en el período 2023-2042, 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 2022, para efectos de la propuesta anual de expansión de la transmisión.

El primer gráfico presenta la proyección de 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 serán iguales a cero, producto del excedente de generación de energía renovable en la zona norte, particularmente solar fotovoltaica. También se aprecia la congestión 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.

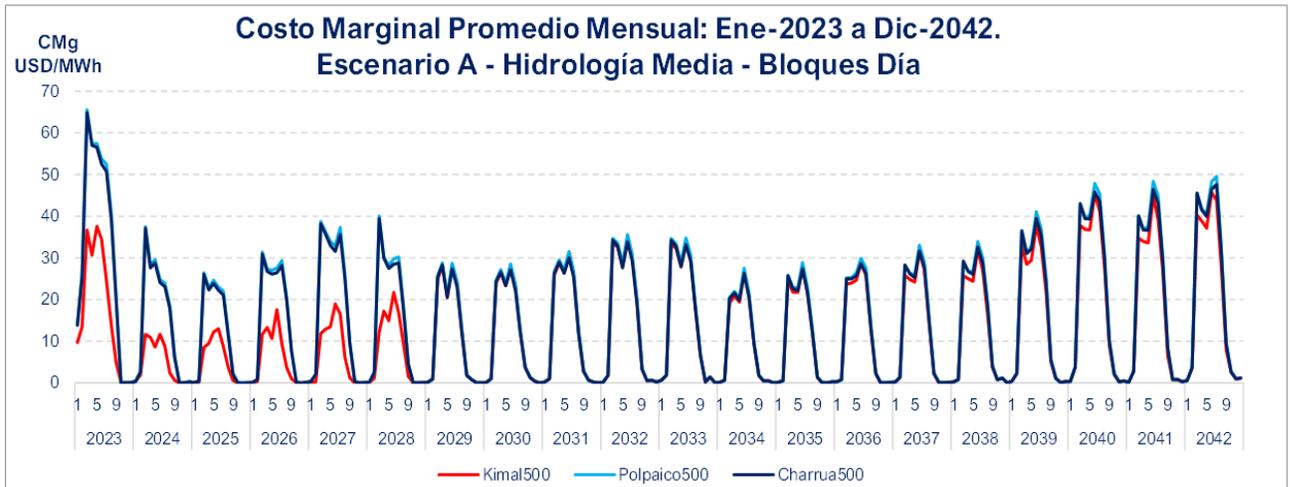


Figura 48: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Día.

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

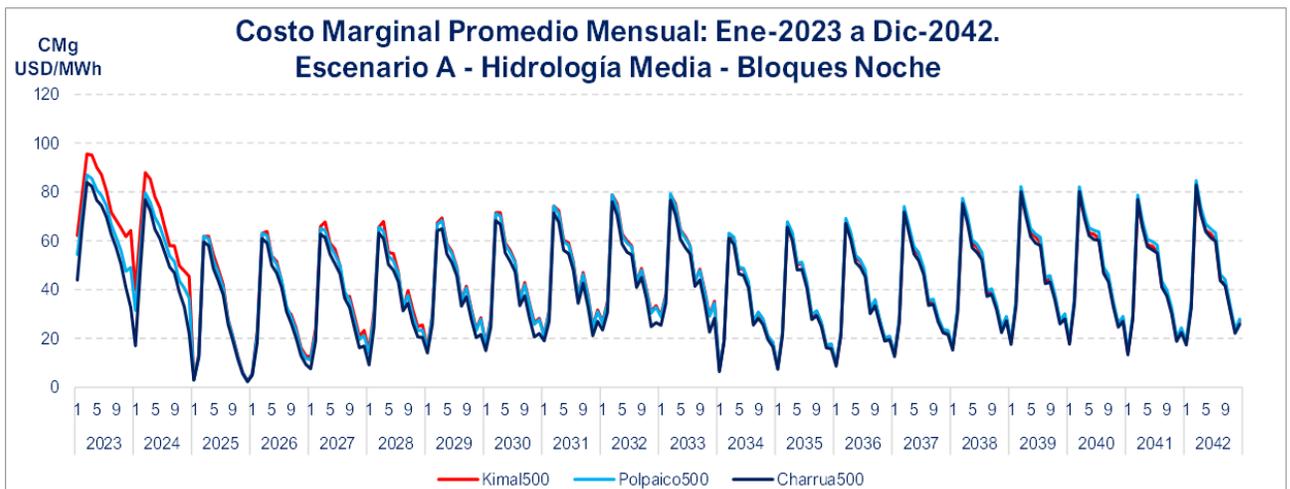


Figura 49: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Noche.

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, luego considera proyecciones de precios y disponibilidad de combustibles con visión de largo plazo, y no incorporan la granularidad temporal, ni situaciones de restricción operacional que ocurren en el corto plazo.