REPORTE DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

(Art 72°-15, ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Marzo 2022

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2

1.1. CAPACIDAD INSTALADA 2

1.2. DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA 2

CALIDAD DE SERVICIO 3

2.1. CONTROL DE FRECUENCIA 3

2.2. CONTROL DE TENSIÓN 4

2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN 4

2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR 5

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE 5

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO 6

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO 6

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR 7

SEGURIDAD 8

3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK 8

3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS 9

3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO 9

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA 9

3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS) 10

CUMPLIMIENTO NORMATIVO 11

4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN 11

4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN 12

4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN 12

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN 13

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN 14

4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR) 14

4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR 15

4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA 15

INDICADORES ECONÓMICOS 16

5.1. COSTO MARGINAL 16
5.2. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 18
5.3. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES 18

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 20

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA 20
6.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL 21
6.3. RETIROS DE ENERGÍA 21
6.4. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES 22
6.5. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO 22
6.6. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES 24

CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA 27

7.1. CADENA DE PAGOS 27
7.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA 27

PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS 28

8.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS 28
8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES 28

LICITACIONES 29

9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2021 29
9.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2021 29

INTRODUCCIÓN

Este reporte elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional nace en el marco regulatorio de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-15 de la Ley N° 20.936:

"*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 2021.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), nace en el año 2017, en el momento en que los ex sistemas del norte grande y del centro sur del país, se unificaron. Por las características de la geografía nacional, 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 presenta la capacidad de generar energía de este sistema y el comportamiento de la demanda.

1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del SEN a diciembre de 2021 alcanzó los 30.862,0 MW (considerando centrales en pruebas y en operación), de los cuales el 45,2% es provisto por centrales térmicas y un 23,0% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2021 la capacidad instalada en base a ERNC alcanzó los 10.890,4 MW, lo que equivale al 35,3% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 11,5% y la energía solar el 20,1%.

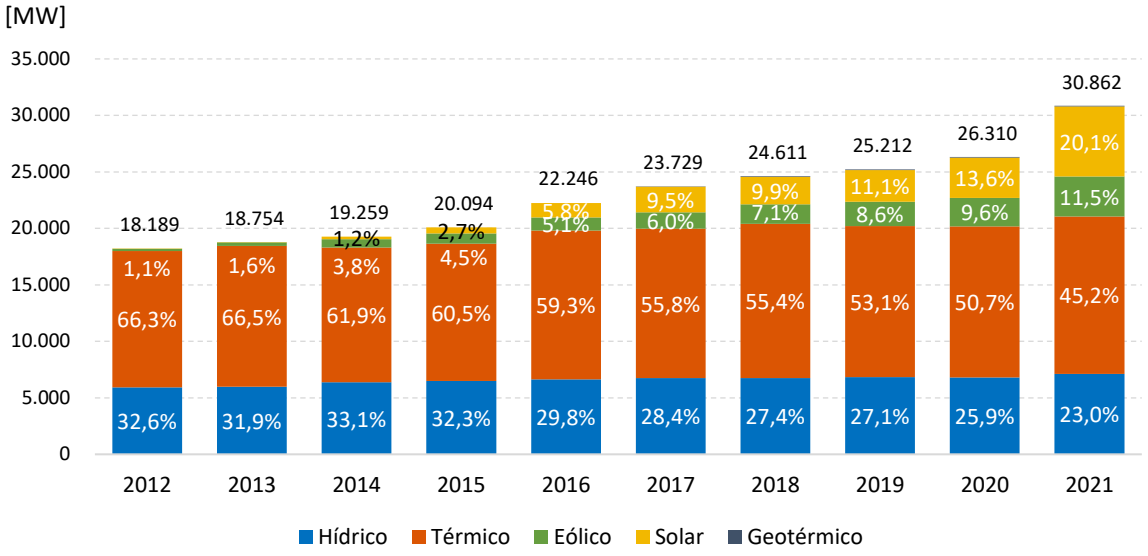

Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

La siguiente tabla presenta un comparativo entre 2021 y 2010 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.

	2020	2021	Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	10.907,2	11.303,0	3,6%
Mínima Horaria [MWh/h]	6.835,9	7.074,3	3,5%
Máxima Diaria [GWh]	235,6	245,0	4,0%

CALIDAD DE SERVICIO

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 2021, 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 2021, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante este año se presentó una hidrología que se tradujo en un aporte hidráulico menor al 60%, haciéndose exigible, en consecuencia, el cumplimiento de las bandas para esa condición.

Tabla 2: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2021.

	49,3<= f [Hz] <49,8	49,8 <= f [Hz] <= 50,2	50,2 < f [Hz] <= 50,7	Cumplimiento
Aporte hídrico < 60%	1,5%	97,0%	1,5%	
Enero	0,010%	99,890%	0,100%	100,00%
Febrero	0,050%	99,860%	0,080%	100,00%
Marzo	0,145%	99,670%	0,185%	100,00%
Abril	0,592%	98,968%	0,439%	100,00%
Mayo	0,752%	98,852%	0,397%	100,00%
Junio	0,169%	99,523%	0,308%	100,00%
Julio	0,407%	99,241%	0,352%	100,00%
Agosto	1,115%	98,422%	0,464%	100,00%
Septiembre	0,926%	98,919%	0,155%	100,00%
Octubre	0,905%	98,815%	0,279%	100,00%
Noviembre	1,081%	98,696%	0,223%	100,00%
Diciembre	1,406%	98,235%	0,359%	100,00%

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

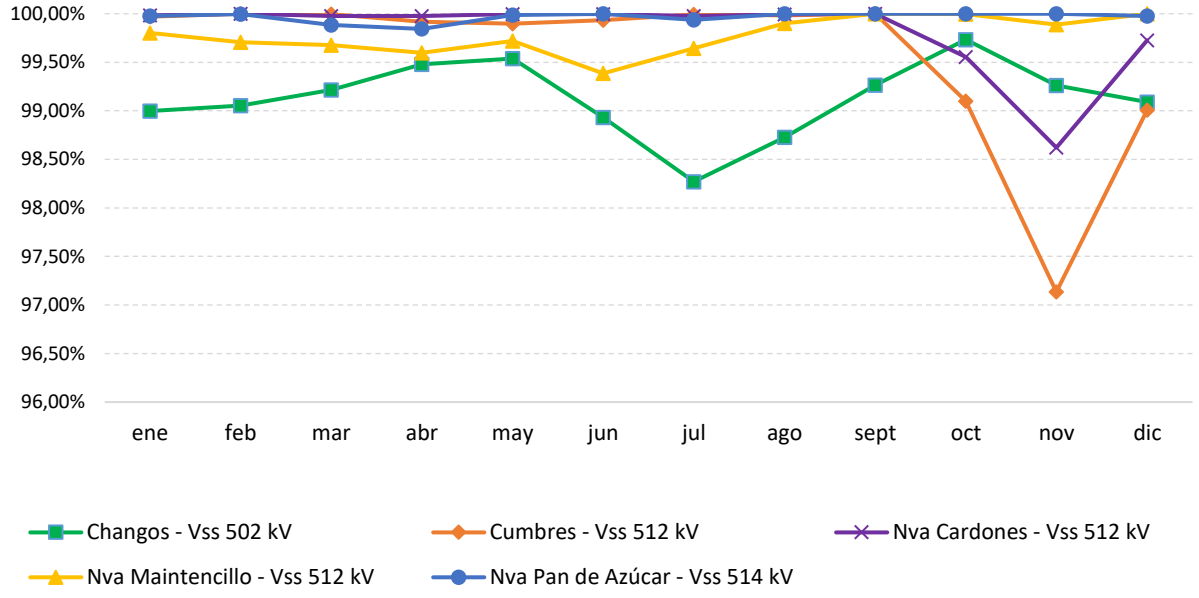

Figura 2: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR

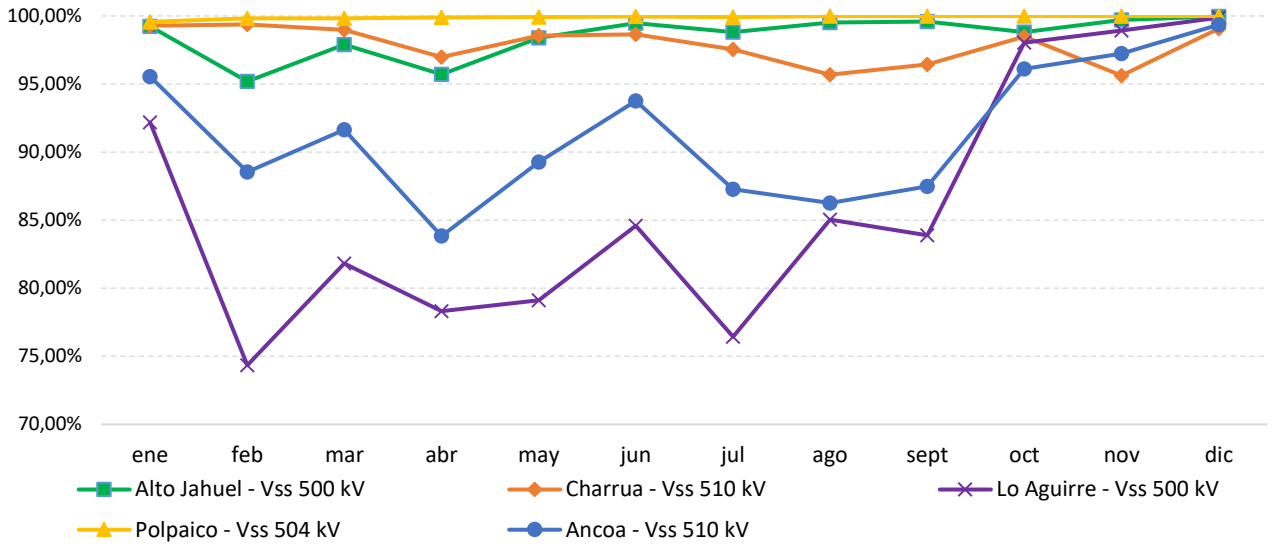

Figura 3: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

Nota: los cumplimientos se miden con las tensiones de servicio vigentes a 2021, pero estas fueron modificadas en el último estudio, donde entre otras se modificó Lo Aguirre 500 kV y Mulchén 220 kV.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

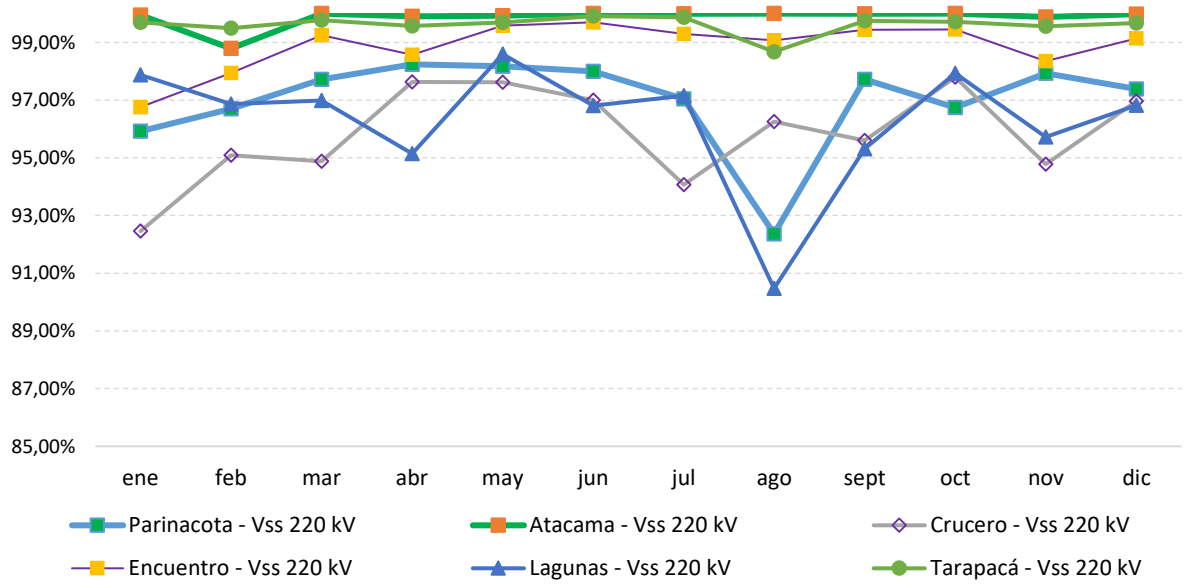

Figura 4: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

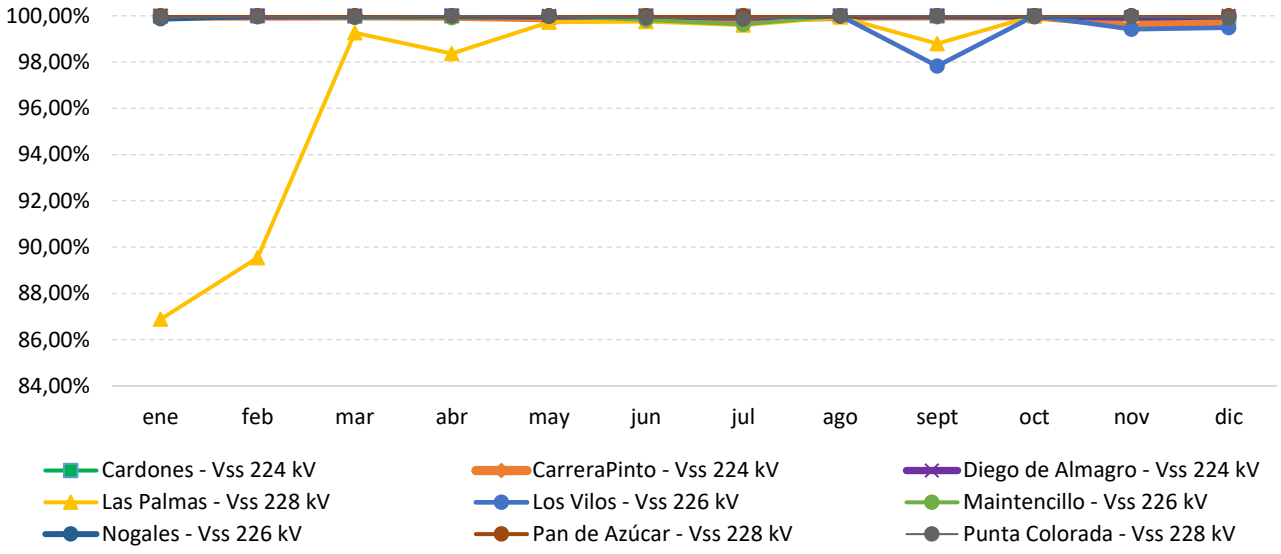

Figura 5: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

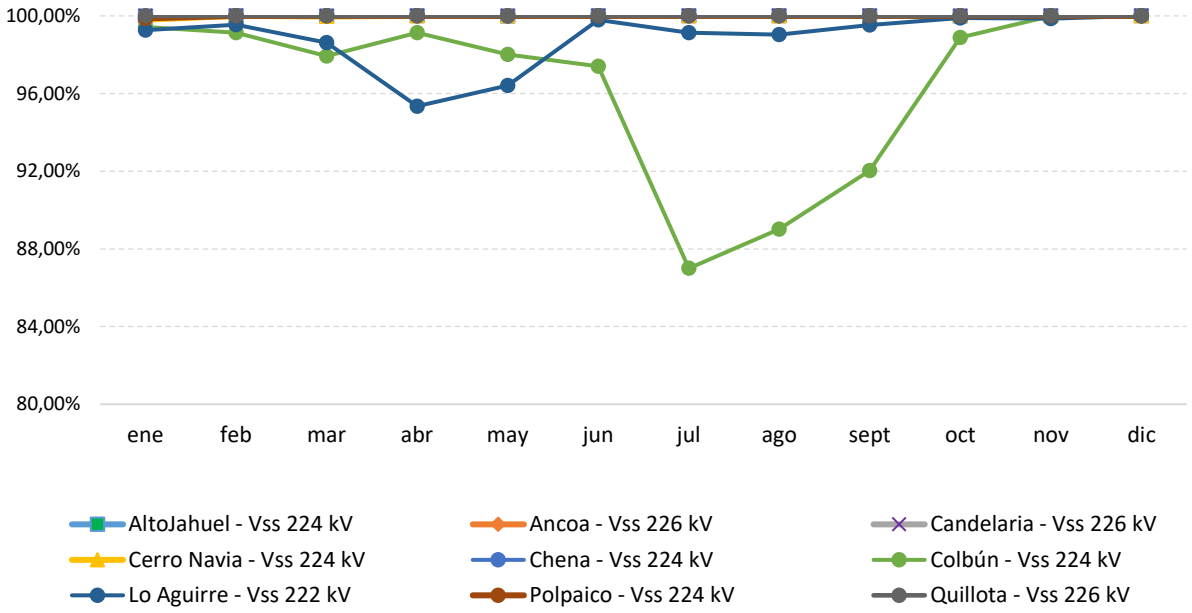

Figura 6: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

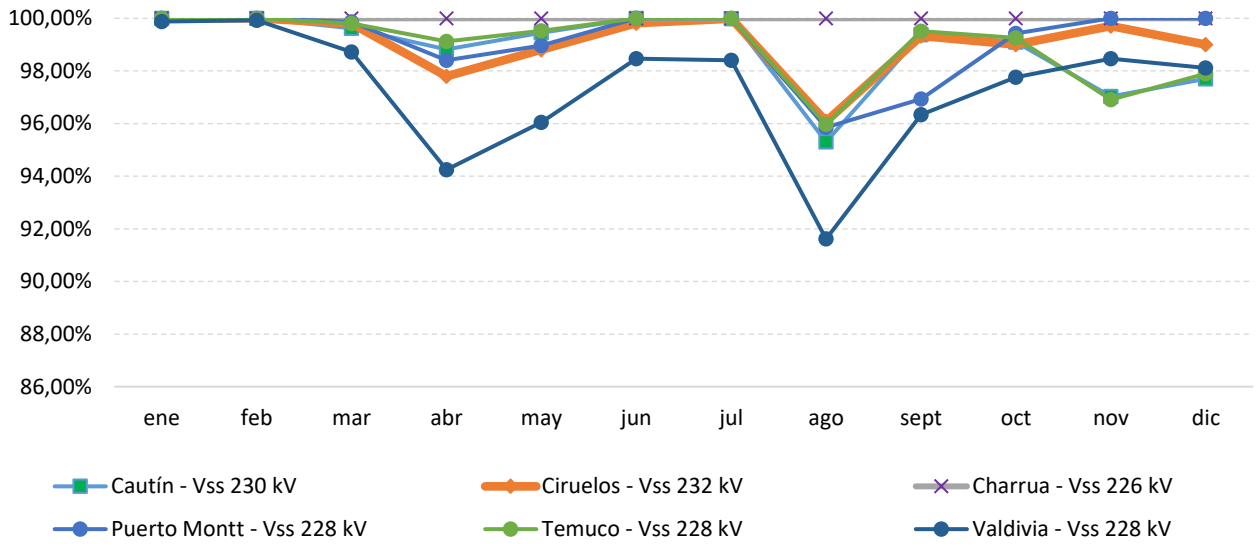

Figura 7: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur

SEGURIDAD

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:

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

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

en donde,

- n: Número de interrupciones en el período,
- $\mathrm{kWfs_i}$: 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",
- $\mathrm{kWtot_i}$: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción "i",
- $\mathrm{Tfs_i}$: 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 2021), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

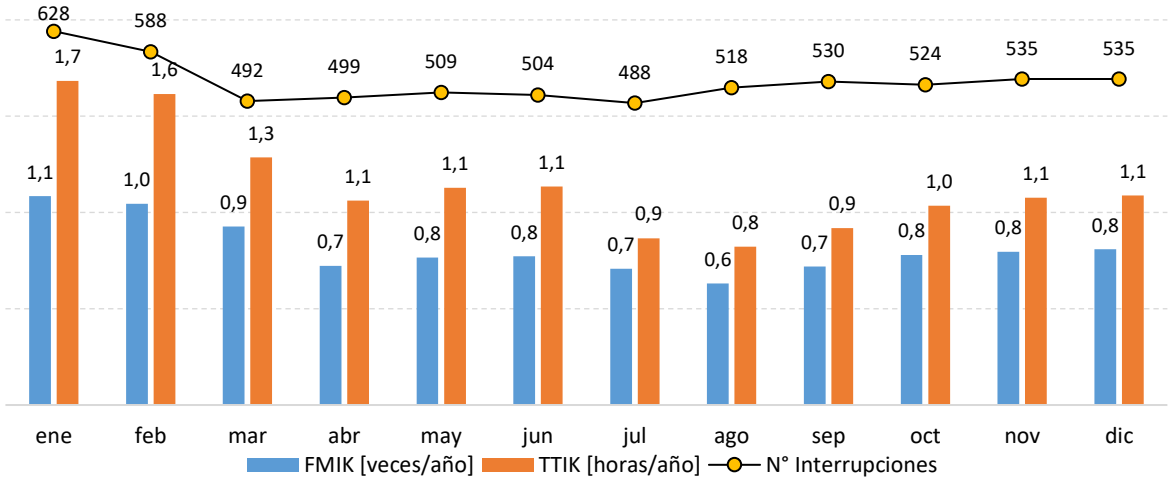

Figura 8: Índices de continuidad SEN 2021

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 2021 alcanzaron 385 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.

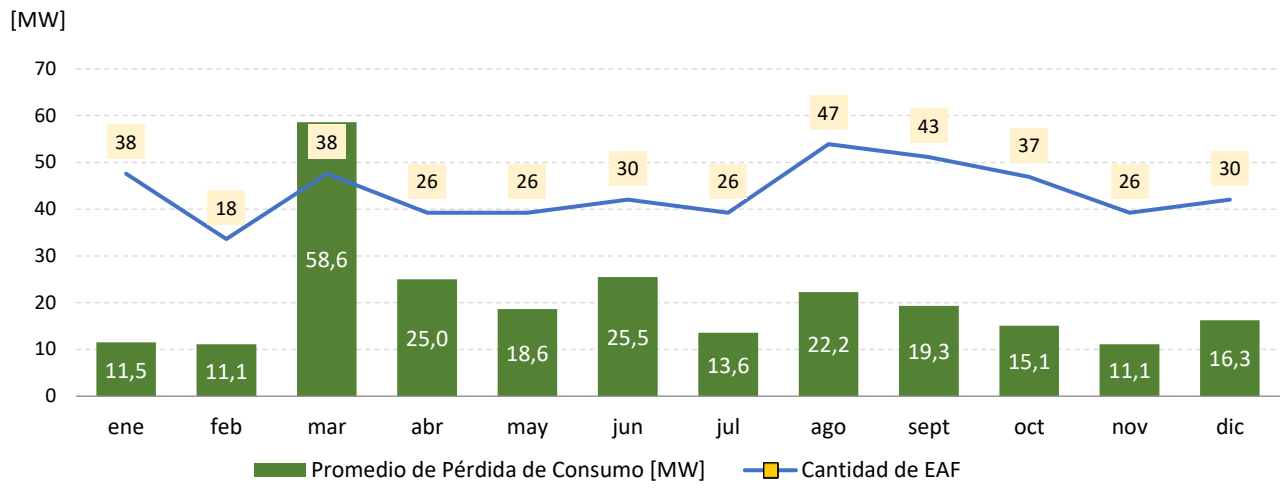

Figura 9: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2021.

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) – considerado como fallas de larga duración aquéllas sobre 6 horas – acumulada a partir del mes de enero de 2021 , y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2021 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año.

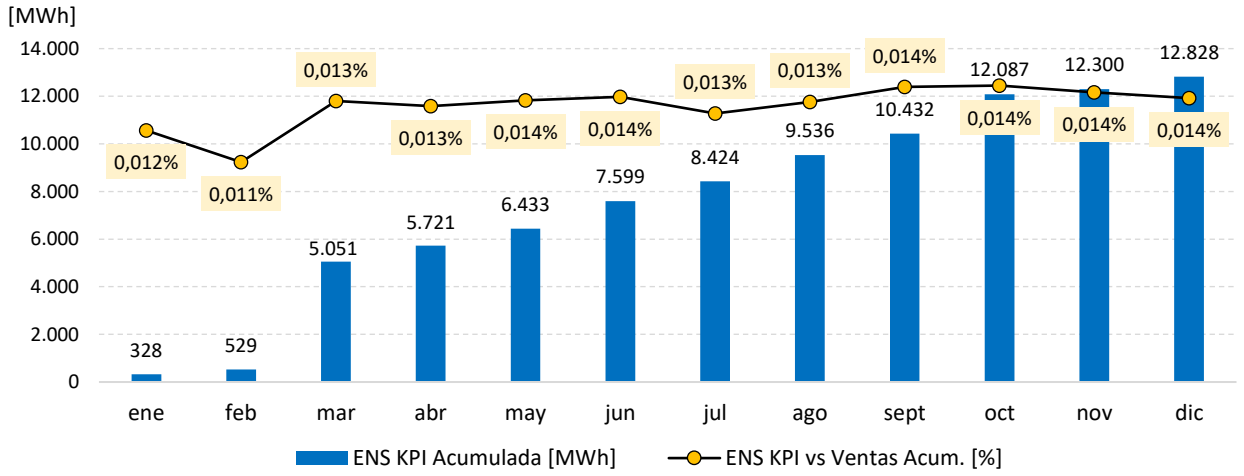

Figura 10: Energía no suministrada acumulada.

3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

Para cada mes de 2021, se presenta una estadística de TRS con su valor mínimo, promedio y máximo, elaborado a partir de las fallas que involucraron la pérdida de, al menos, un consumo por sobre los 3 minutos.

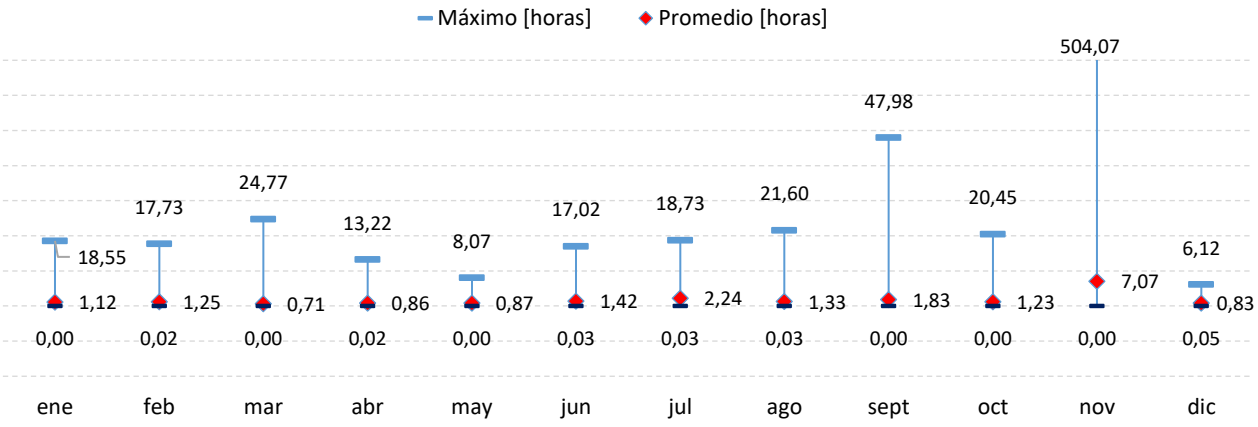

Figura 11: TRS promedio, máximo y mínimo.

Tal como se indicó anteriormente, durante 2021 el número total de Estudios de Análisis de Falla elaborados alcanzó a 385, los que dieron cuenta de un total de 3.129 consumos afectados, a partir de los cuales se ha elaborado este gráfico.

CUMPLIMIENTO NORMATIVO

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 2017 – diciembre 2021.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores para el año 2021 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 2021.

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 528 unidades generadoras, de las cuales 438 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

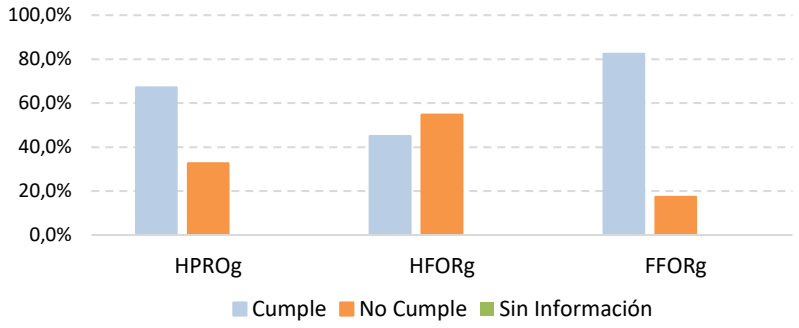

Figura 12: Cumplimiento de Índices de Generación.

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 de acuerdo con 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 1.656 tramos, de los cuales 1.506 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.

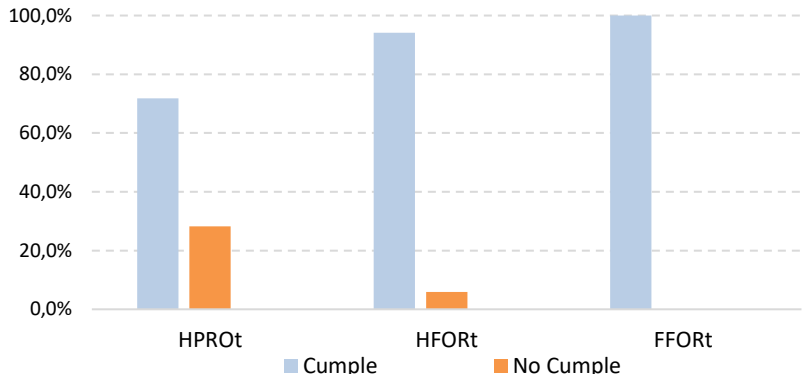

Figura 13: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

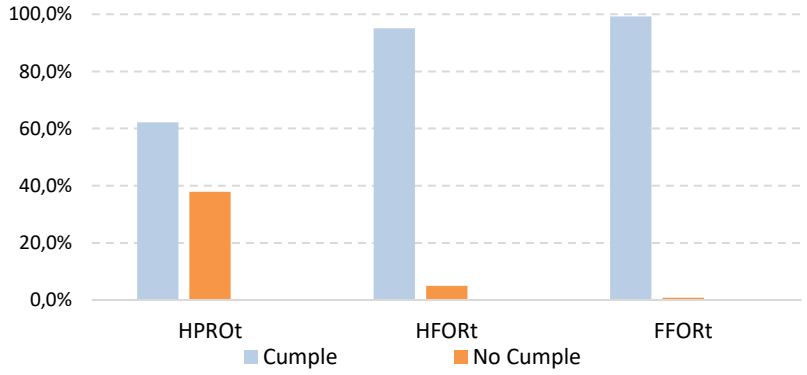

Figura 14: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

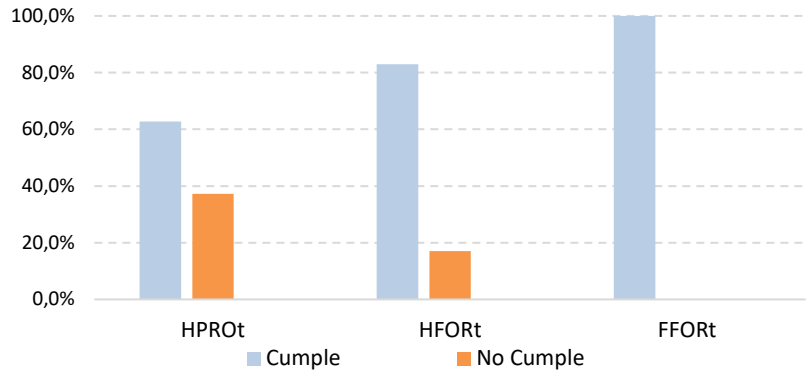

Figura 15: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.503 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.387 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

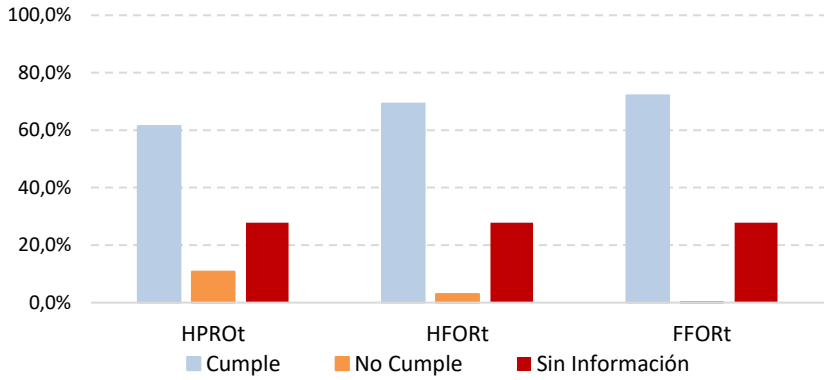

Figura 16: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 459 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 460 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

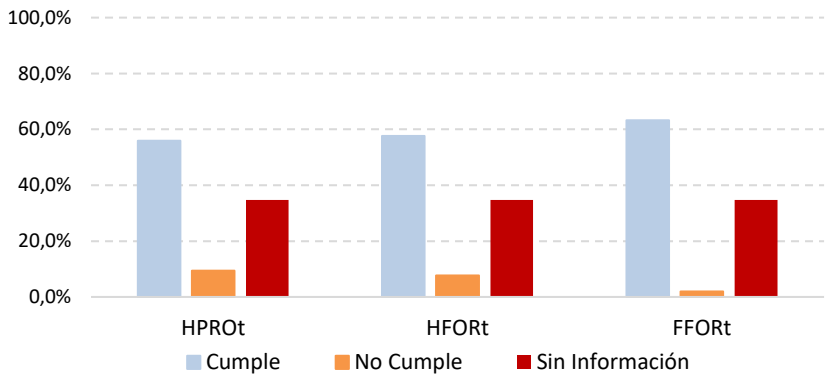

Figura 17: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

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 2021, se dispone de la información correspondiente a 253 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 30 coordinados) e incumplimiento (un total de 223 coordinados) de esta exigencia.

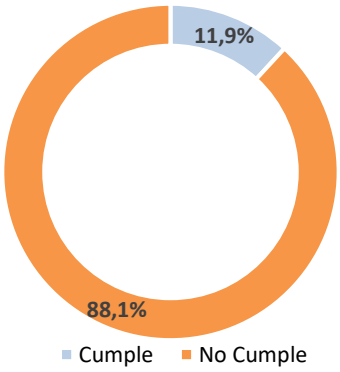

Figura 18: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2021.

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 2021, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas:

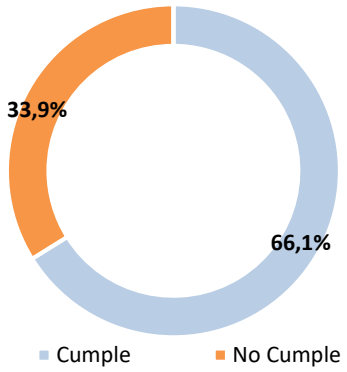

Figura 19: Cumplimiento de actualización del SITR año 2021.

4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA

De acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo 9 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 (dimensión completitud de la data) para el año 2021 es del orden del 90,3%.

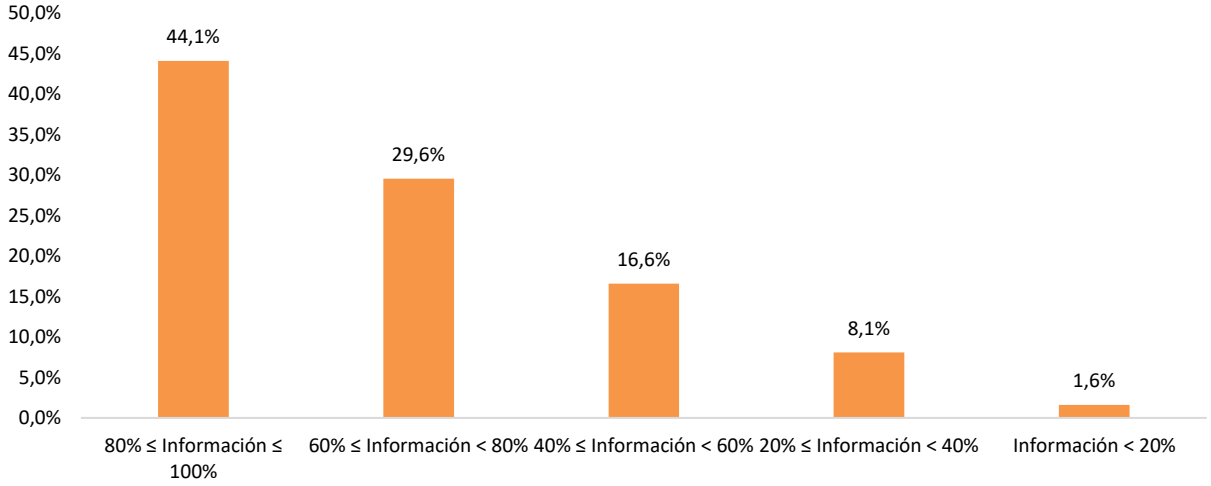

Figura 20: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

INDICADORES ECONÓMICOS

5.1. COSTO MARGINAL

A continuación, se presenta el costos marginal (CMg) promedio mensual de algunas barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional. Además, se muestran las variaciones % con respecto al CMg del mismo mes del año anterior.

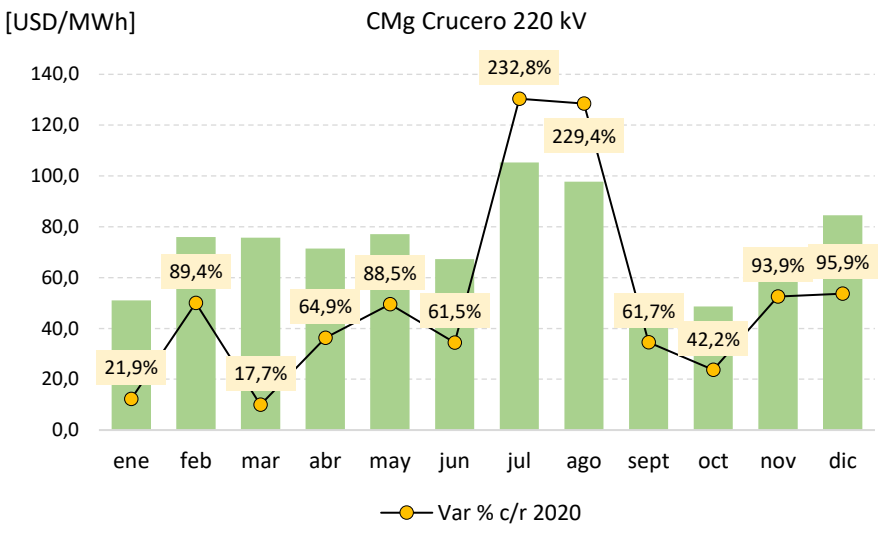

Figura 21: CMg promedio mensual barra Crucero 220 kV.

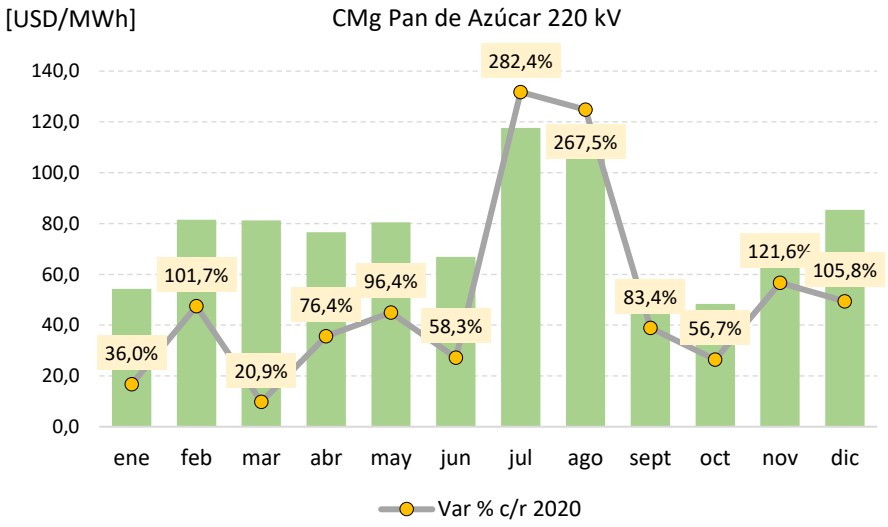

Figura 22: CMg promedio mensual barra Pan de Azúcar 220 kV.

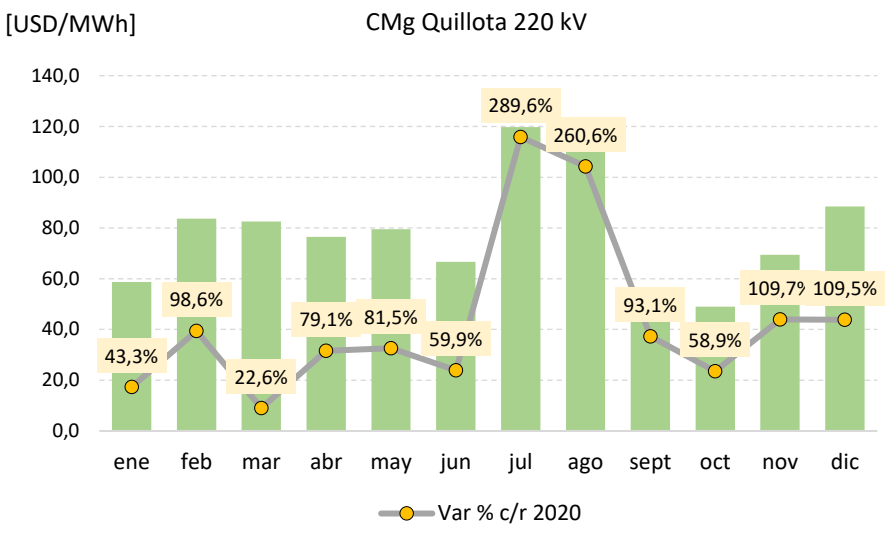

Figura 23: CMg promedio mensual barra Quillota 220 kV.

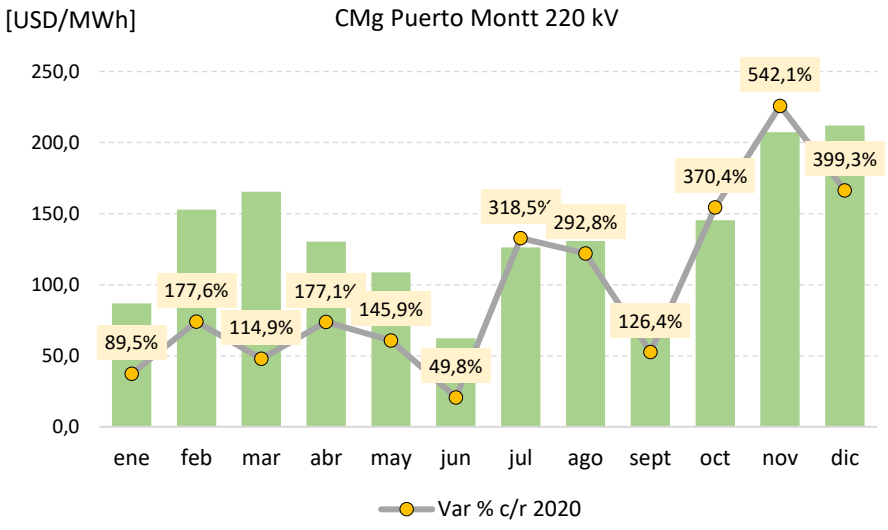

Figura 24: CMg promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV.

5.2. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El resultado se obtiene a partir del programa de corto plazo y de la operación real del sistema. Costo de Operación Térmico (real y/o programado) obtenido como el producto entre la producción horaria de cada central térmica (real y/o programada) y su respectivo costo variable.

La siguiente figura presenta el error en estimación de Costo Operación Térmico para el Sistema Eléctrico Nacional durante el año 2021.

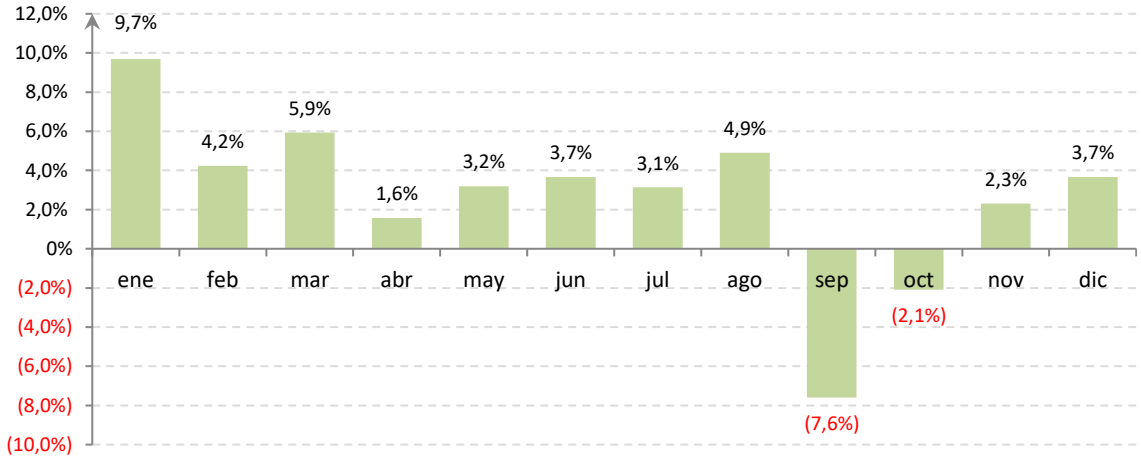

Figura 25: Error en estimación de Costo Operación Térmico 2021.

5.3. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES

A continuación, se presenta la proyección de costos marginales para barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional según Programa de Operación de 12 meses elaborado a inicios de marzo de 2022. Este programa se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador.

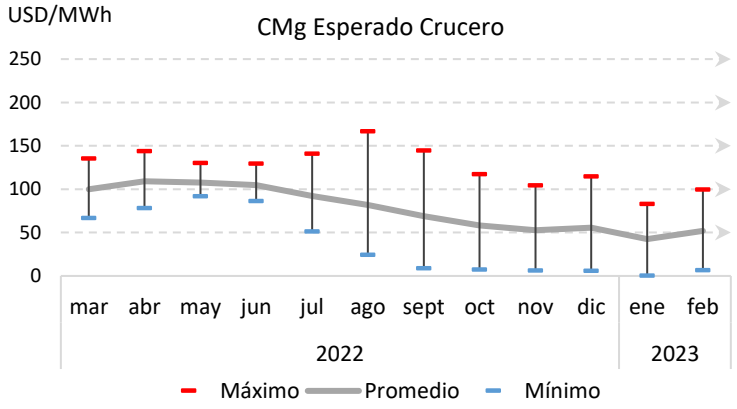

Figura 26: Costo Marginal próximos 12 meses, Crucero 220 kV

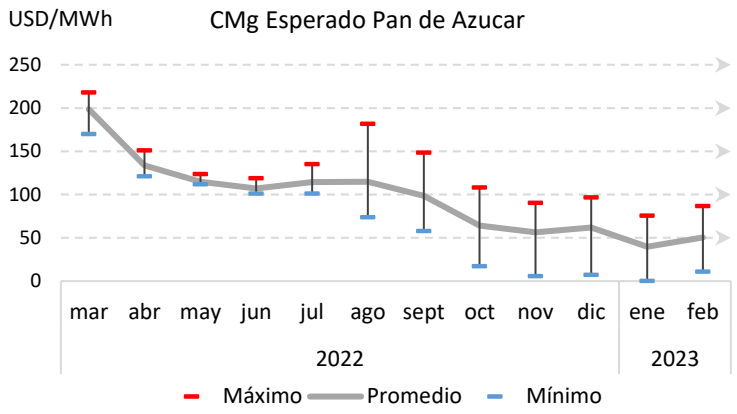

Figura 27: Costo Marginal próximos 12 meses, Pan de Azucar 220 kV

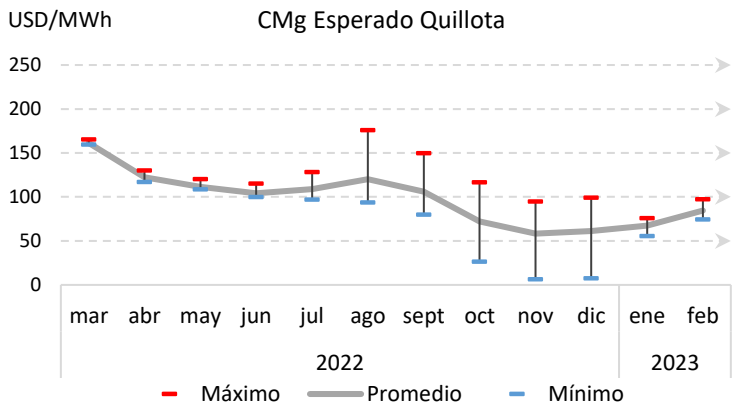

Figura 28: Costo Marginal próximos 12 meses, Quillota 220 kV

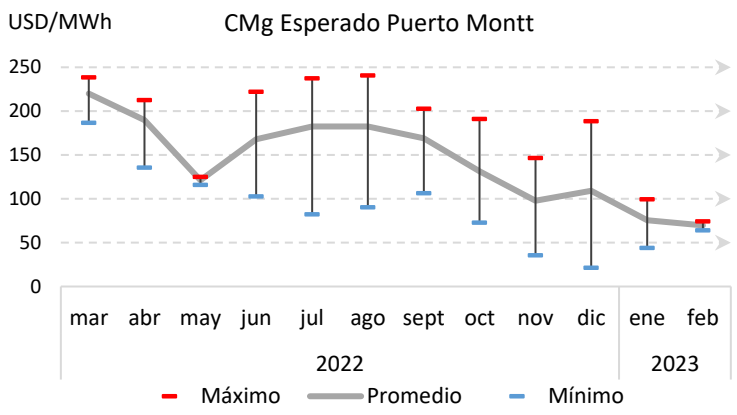

Figura 29: Costo Marginal próximos 12 meses, Puerto Montt 220 kV

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2021 alcanzó los 81.492,0 GWh, mostrando un aumento del 0,2% respecto al año anterior (77.746,1 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de la energía generada en el año 2021, por tipo de fuente y región.

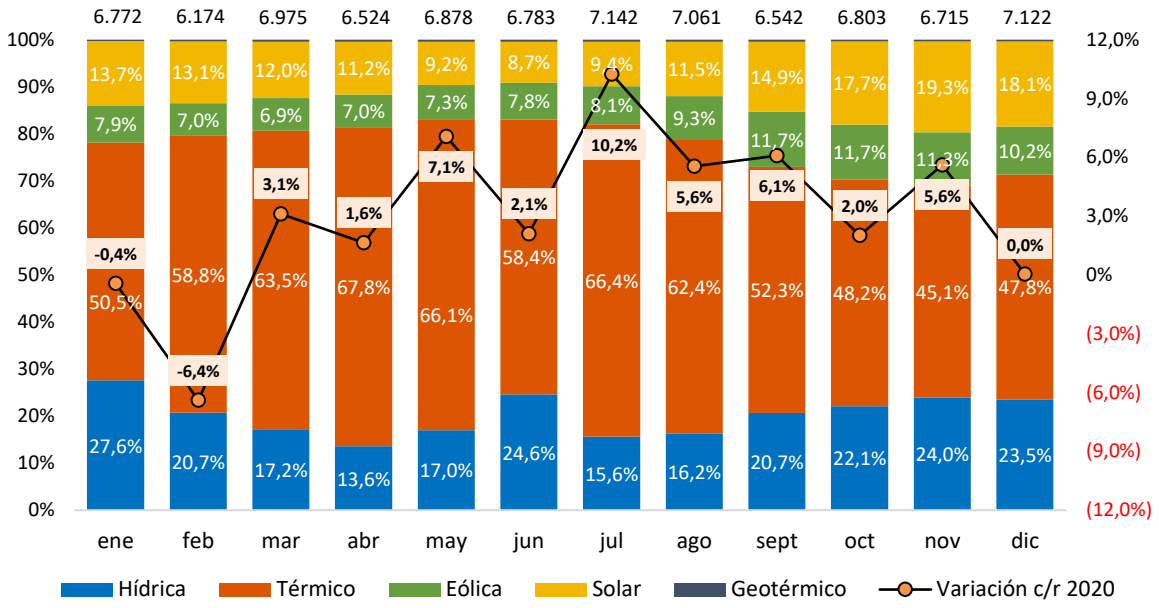

Figura 30: Generación mensual SEN 2021 desagregada por tipo de fuente.

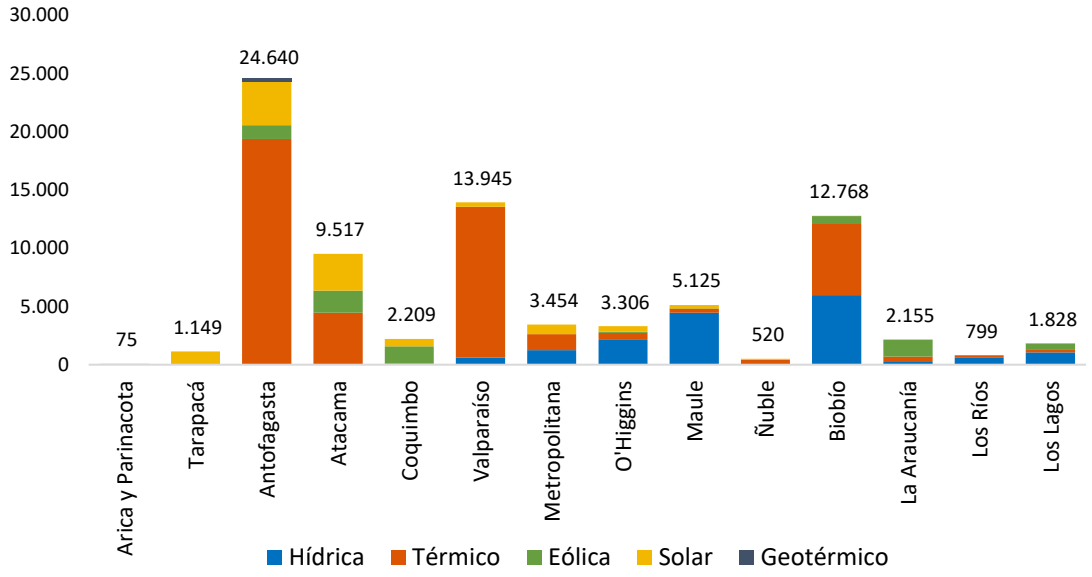

Figura 31: Generación SEN 2021desagregada por Región y tipo de fuente.

6.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

La generación de energía renovable no convencional (ERNC, según Ley 20.257) en el SEN durante el 2021 alcanzó los 22.146,7 GWh, lo que representa una participación del 27,2% en la generación total, y un aumento del 28,5% respecto a 2020 (17.229,3 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 10.783,5 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 7.209,9 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2021.

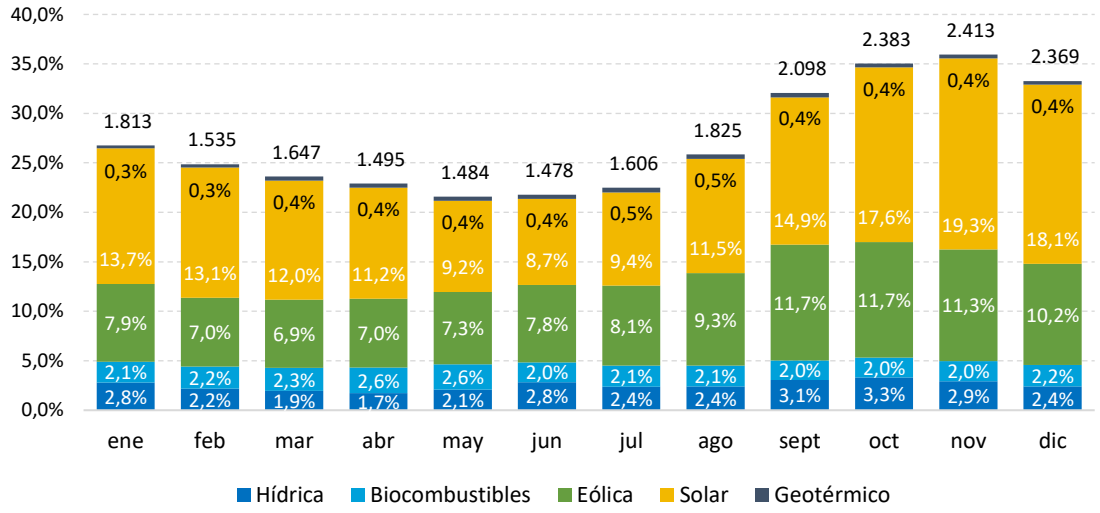

Figura 32: Generación ERNC SEN 2021 desagregada por tipo de fuente.

6.3. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2021, de forma preliminar, se retiraron 74.615,7 GWh de energía entre clientes regulados (38,4%) y libres (61,6%), representando un 4,7% de aumento respecto de 2020 (71.272,3 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial.

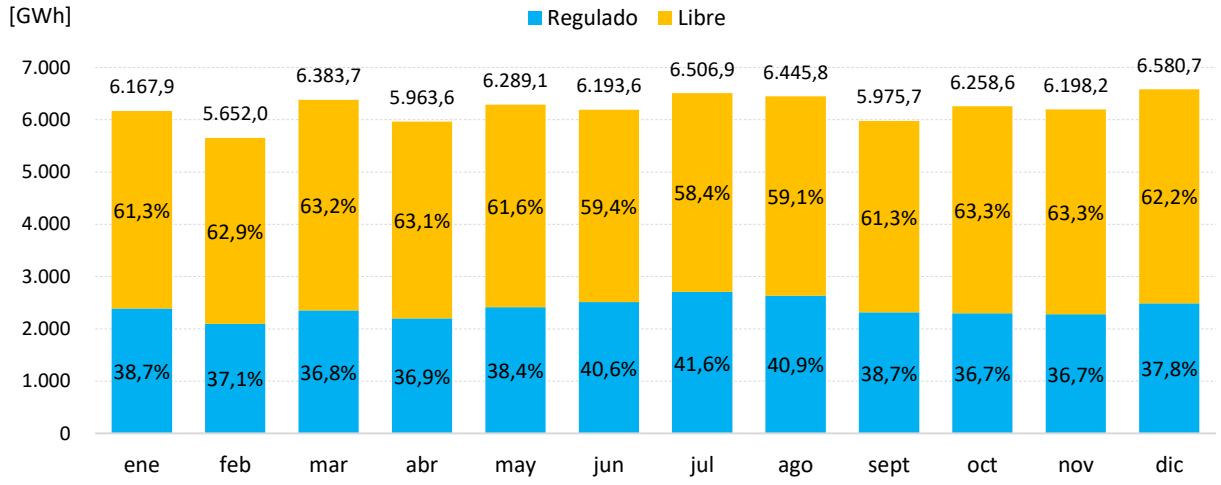

Figura 33: Retiro mensual de energía 2021 por tipo de cliente.

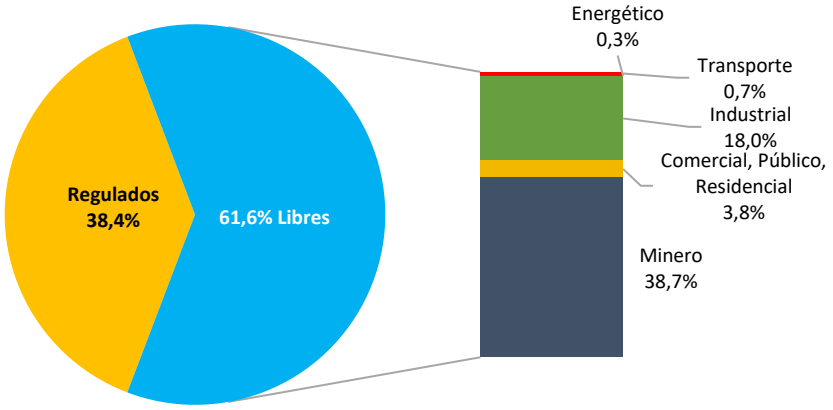

Figura 34: Retiros de energía 2021 por sector industrial.

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

6.4. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Durante el año 2021 no se registraron transferencias entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes.

6.5. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO

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 3 presenta los principales trabajos realizados en relación con mantenimiento mayor de unidades generadoras, durante el año 2021, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 3: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2021.

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER CAMPICHE U1	80	269,7	05-ene21	25-mar21
TER NEHUENCO CC1-TG	7	217,7	08-ene21	14-ene21
TER LOS GUINDOS U2	6	138,1	11-ene21	16-ene21
TER CANDELARIA U2	2	124,7	14-ene21	15-ene21
TER NEHUENCO II CC1-TG	17	250,0	16-ene21	01-feb21
HE PANGUE U2	36	233,5	01-feb21	08-mar21
HE PEHUENCHE U1	2	285,0	04-feb21	05-feb21
TER NORGENER U2	28	141,0	07-feb21	06-mar21
TER TOCOPILLA U14	15	136,4	08-feb21	22-feb21
TER QUINTERO U1	30	128,0	09-feb21	10-mar21
HE COLBUN U1	49	231,2	22-feb21	11-abr21
HE PANGUE U1	31	233,5	08-mar21	07-abr21
TER QUINTERO U2	3	129,0	13-mar21	15-mar21
HE PEHUENCHE U1	20	285,0	15-mar21	03-abr21
TER GUACOLDA U1	5	154,2	02-abr21	06-abr21
TER LOS PINOS U1	3	107,7	03-abr21	05-abr21

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER ANGAMOS U2	78	281,3	06-abr21	22-jun21
TER TALTAL U2	3	121,7	07-abr21	09-abr21
HE COLBUN U2	23	232,0	12-abr21	04-may21
TER GUACOLDA U3	5	153,9	15-abr21	19-abr21
TER IEM U1	5	377,0	22-abr21	26-abr21
HE ANGOSTURA U1	18	138,8	26-abr21	13-may21
TER GUACOLDA U3	20	153,9	06-may21	25-may21
TER NUEVA RENCA CC1-TG	4	210,0	09-may21	12-may21
HE PEHUENCHE U2	12	285,0	10-may21	21-may21
HE ANGOSTURA U2	19	138,8	17-may21	04-jun21
HE ANTUCO U2	18	160,0	26-may21	12-jun21
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	28-may21	02-jun21
TER GUACOLDA U2	6	145,4	02-jun21	07-jun21
TER NEHUENCO 9B U1	11	108,0	07-jun21	17-jun21
TER LOS ESPINOS (U1-U80)	2	124,0	07-jun21	08-jun21
TER SAN ISIDRO CC1-TV	4	164,2	26-jun21	29-jun21
TER SAN ISIDRO CC1-TG	3	252,0	26-jun21	28-jun21
HE RALCO U1	5	345,0	28-jun21	02-jul21
HE RALCO U2	5	345,0	05-jul21	09-jul21
TER VENTANAS U2	14	208,0	11-jul21	24-jul21
TER ANGAMOS U1	56	276,9	14-jul21	07-sept21
TER GUACOLDA U2	27	145,4	20-jul21	15-ago21
TER MEJILLONES CTM2	25	172,0	09-ago21	02-sept21
TER NUEVA VENTANAS U1	3	267,1	20-ago21	22-ago21
HE EL TORO U1	5	112,5	23-ago21	27-ago21
HE EL TORO U2	4	112,5	30-ago21	02-sept21
TER GUACOLDA U3	13	153,9	01-sept21	13-sept21
TER LOS VIENTOS U1	3	133,6	03-sept21	05-sept21
TER NUEVA RENCA CC1-TG	16	210,0	06-sept21	21-sept21
TER LOS ESPINOS (U1-U80)	2	124,0	06-sept21	07-sept21
HE RALCO U1	8	345,0	21-sept21	28-sept21
TER GUACOLDA U5	22	156,2	23-sept21	14-oct21
TER LOS VIENTOS U1	2	133,6	25-sept21	26-sept21
TER NORGENER U1	14	140,6	27-sept21	10-oct21
TER IEM U1	8	377,0	02-oct21	09-oct21
TER CARDONES U1	12	154,9	05-oct21	16-oct21
TER GUACOLDA U3	8	153,9	09-oct21	16-oct21
TER NUEVA VENTANAS U1	117	267,1	10-oct21	03-feb22
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	23	357,5	10-oct21	01-nov21
HE EL TORO U3	13	112,5	11-oct21	23-oct21
TER NEHUENCO CC1-TG y TV	17	217,7	15-oct21	31-oct21
TER KELAR CC1-TV	59	180,2	16-oct21	13-dic21
TER LOS PINOS U1	11	107,7	18-oct21	28-oct21
TER SANTA LIDIA U1	4	142,4	25-oct21	28-oct21
HE EL TORO U4	12	112,5	25-oct21	05-nov21
TER MEJILLONES CTM3-TG-TV	10	161,8	28-oct21	06-nov21
TER KELAR CC1-TG1	45	177,4	28-oct21	11-dic21
TER SANTA MARIA U1	35	374,0	30-oct21	03-dic21
TER GUACOLDA U4	19	153,9	03-nov21	21-nov21
TER MEJILLONES CTM1	17	161,8	07-nov21	23-nov21
TER KELAR CC1-TG2	10	177,4	07-nov21	16-nov21
TER NEHUENCO II CC1-TG y TV	68	250,0	07-nov21	13-ene22

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
HE ANTUCO U2	3	160,0	08-nov21	10-nov21
TER CANDELARIA U1	2	125,1	15-nov21	16-nov21
TER NEHUENCO 9B U1	2	108,0	15-nov21	16-nov21
TER LOS GUINDOS U2	5	138,1	15-nov21	19-nov21
TER GUACOLDA U3	12	153,9	27-nov21	08-dic21
TER ANDINA U1	14	177,0	01-dic21	14-dic21
TER CARDONES U1	2	154,9	01-dic21	02-dic21
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	46	357,5	04-dic21	18-ene22
TER HORNITOS U1	14	177,5	06-dic21	19-dic21
TER GUACOLDA U1	18	154,2	07-dic21	24-dic21
TER CARDONES U1	2	154,9	14-dic21	15-dic21

6.6. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES

Para el período marzo 2022 – febrero 2023, 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 2021: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.
- Abril 2021 – febrero 2022: 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 2022.

Este programa se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario:

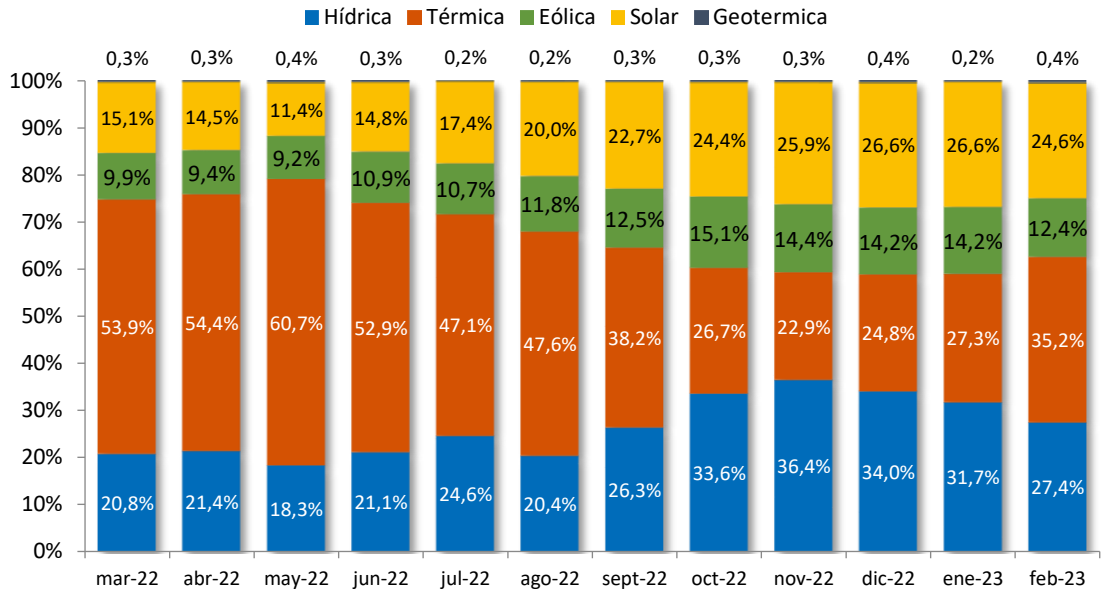

Figura 35: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología seca.

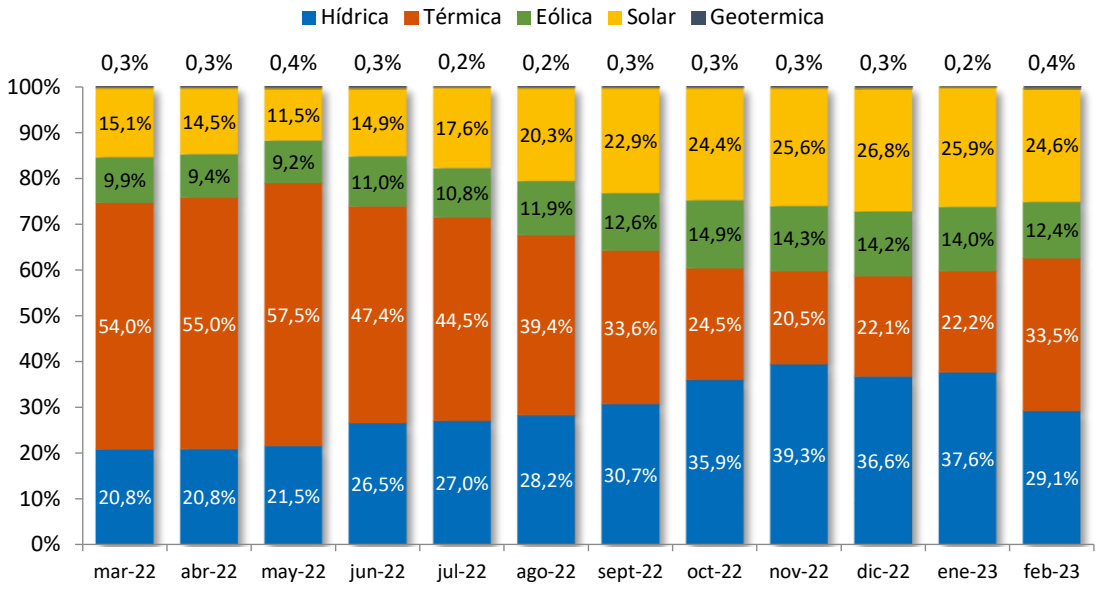

Figura 36: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología media.

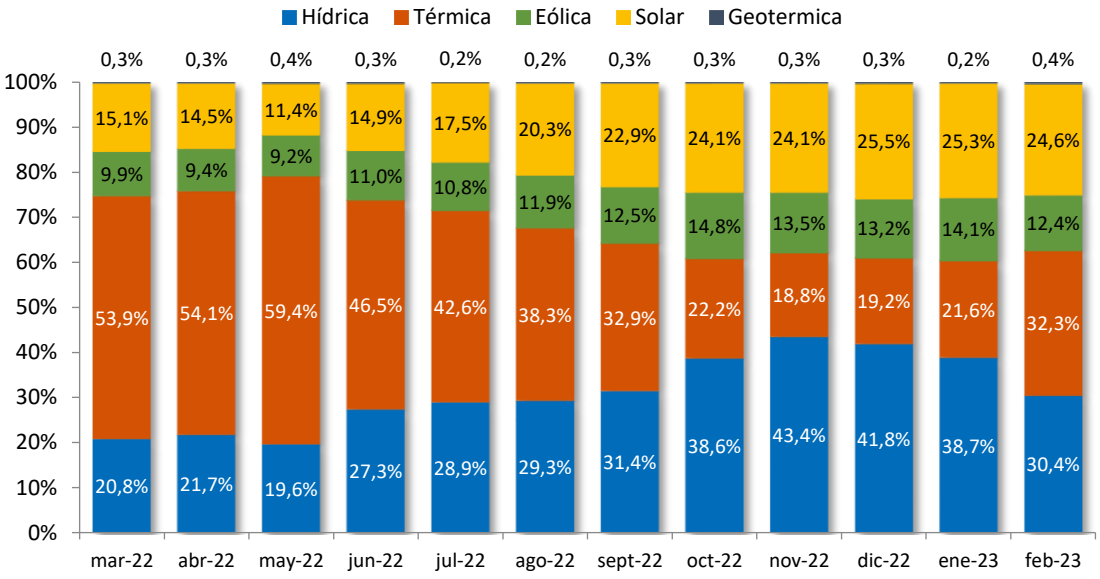

Figura 37: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología húmeda.

La Tabla 4 sume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses marzo 2022 a febrero 2023.

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

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca (Prob Exc 90%)	Media (Prob Exc 50%)	Húmeda (Prob Exc 20%)
Hídrica	26,3%	29,4%	30,9%
Térmica	41,1%	37,9%	36,9%
Eólica	12,0%	12,0%	11,9%
Solar	20,3%	20,3%	19,9%
Geotérmica	0,3%	0,3%	0,3%

CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA

7.1. CADENA DE PAGOS

En cuanto al monitoreo de la cadena de pagos entre empresas participantes de transferencias económicas por parte del Coordinador, en agosto del 2021 se publicó la nueva norma técnica de Coordinación y Operación, que establece los nuevos procesos y plazos del seguimiento de la cadena de pagos. Para esto se extendió la aplicación de la Plataforma de Cadena de Pagos a la gestión de garantías.

Dado estos nuevos requerimientos, el segundo semestre se puso en productivo las nuevas funcionalidades de Gestión de Disconformidades y Garantías en la Plataforma Cadena de Pagos, permitiendo la gestión de observaciones entre empresas por motivos de impagos o falta de facturación. Con lo anterior, se logra una comunicación fluida entre las empresas y una resolución de problemas de forma más eficiente.

Adicionalmente en septiembre de 2021, se cumplió el primer hito de este cambio, al publicarse el primer cálculo de garantías, mismas que se recibieron exitosamente en diciembre de 2021.

Con esto el Coordinador logra el control de la cadena de pagos y permitirá el presente año gestionar un instrumento de garantía o sacar del mercado de corto plazo a las empresas que estén en incumplimientos en la Cadena de Pagos.

7.2. MONITOREO DE LA COMPETENCIA

Si bien el Reglamento de Coordinación y el "Procedimiento Interno sobre Monitoreo de la Competencia" del Coordinador, establece que "*en marzo de cada año, la realización de un Informe anual de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico el cual describe los mercados analizados, procurando emplear parámetros y metodologías similares, o que sean homologables entre un año y otro, para permitir observar el desempeño y la evolución de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico*". Durante el año 2021 se determinó incorporar un reporte semestral – al informe de marzo de cada año, a fin de disponer información actualizada sobre el monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico nacional, el cual se publica en el sitio web del Coordinador, y remite al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Fiscalía Nacional Económica.

Adicional a lo anterior, el Coordinador también ha informado en una serie de expedientes del mercado eléctrico tanto a la Fiscalía Nacional Económica como al H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en aquellos casos en que así, ha sido solicitado por dichos organismos.

PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS

8.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS

Durante el año 2021 se desarrolló parte o la totalidad del proceso de auditorías a parámetros técnicos de unidades generadoras, las cuales se presentan en la siguiente tabla, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador.

Tabla 5: Determinación de Parámetros Técnicos de unidades generadoras 2021.

Auditoría	Unidades Aprobadas
Consumo Específico Neto	• Pruebas Programadas 2021: 54 unidades (14 pendientes de 2020 y años anteriores).
Potencia Máxima	• Pruebas Programadas 2021: 68 unidades (15 pendientes de 2020 y años anteriores).
Parámetros de Partida y Detención	• Al cierre de 2021, se encontraban aprobados el 84,4% (244 Centrales) de un total de 289 centrales. • En desarrollo el proceso de revisar/observar/aprobar informes de 34 centrales (26 publicados en el sitio web, 8en proceso de revisión de admisibilidad). • 9 centrales tienen los informes en espera de iniciar revisión y 2 no han enviado el respetivo Informe, los cuales han sido nuevamente requeridos.
Mínimo Técnico	• Al cierre de 2021, se encontraban aprobado el 99,3% (288 Centrales) de un total de 289 centrales. • 1 Central no ha enviado el respectivo informe, al cual se le ha requerido nuevamente.

8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante el año 2021 se continuó el trabajo relacionado con las auditorías correctivas a subestaciones (SSEE) Primarias instruidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a los siguientes coordinados:

- Compañía General de Electricidad S.A. → 179 SSEE
- Enel Distribución Chile S.A. → 53 SSEE
- Engie Energía Chile S.A. → 4 SSEE
- Sistema de Transmisión del Sur S.A. → 37 SSEE
- Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. → 16 SSEE

De las auditorías mencionadas, solo se han realizado nueve (9), mientras que existe un calendario de pruebas comprometido para 44 de ellas. El resto de las SSEE no cuentan con programa.

LICITACIONES

9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2021

Durante el año 2021 se dio inicio a los siguientes procesos de licitación de la transmisión:

A. Obras de Ampliación Decreto 185/2021 y Relicitación DE171/2020
   - 38 obras de Ampliación
     - Obras Ampliación DE 185 (25 obras)
     - Obras Ampliación Relicitación 2020: DE171 (13 obras)

B. Obras Nuevas y Ampliaciones condicionadas (Decreto 229/2021, Decreto 185/2021):
   - 6 obras nuevas y 9 obras de ampliación
     - Obras Nuevas DE 229 (6 obras)
     - Obras Ampliación DE 185 condicionadas (9 obras)

9.2. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2021

Durante 2021 se realizó el llamado a licitación de las obras nuevas Decreto 185/2020 y ampliaciones condicionadas Decreto 171/2019, el llamado a licitación del Proyecto Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre y el llamado a licitación de las obras de ampliación del Decreto 185/2021 y Relicitación de obras de ampliación del Decreto 171/2020. A continuación, se presenta un resumen con los procesos de licitación, los cuales se encuentran disponible en el sitio web del Coordinador.

Tabla 6: Resultados de licitación en 2021.

Proceso	Obras	Empresas Oferentes	Obras Desiertas	Obras adjudicadas
Obras de Ampliación DE171/2020 y Relicitación Obras de Ampliación DE 418/2017, DE 293/2018 y DE 198/2019.	56	18	19	37
Obras Nuevas DE185/2020 y Ampliaciones Condicionadas DE171/2020	27	12	7	20
Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	1	2	0	1