REPORTE DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

(Art 72°-15, Ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Marzo 2021

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2

1.1. CAPACIDAD INSTALADA 2

1.2. DEMANDA 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 17
5.3. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES 18

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 20

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA 20
6.2. GENERACIÓN ERNC 21
6.3. BALANCE ERNC 21
6.4. RETIROS DE ENERGÍA 22
6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA 23
6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES 25
6.7. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO 25
6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES 27

AUDITORÍAS 30

7.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS 30
7.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES 31

PROYECTOS 32

8.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2020 32
8.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2020 32
8.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN 33
8.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN 33
8.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN 33

INTRODUCCIÓN

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.

Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones. El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica

A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda. Al menos, cuatrienalmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de revisión y actualización en caso de ser esta necesaria, de los estándares de desempeño establecidos en la normativa técnica".

Para dar cumplimiento al artículo anteriormente señalado, el coordinador emite el siguiente Reporte con los antecedentes correspondientes al año 2020.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a diciembre de 2020 alcanzó los 26.310,4 MW, de los cuales el 50,7% es provisto por centrales térmicas y un 25,9% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2020 la capacidad instalada en base a ERNC alcanzó los 7.187,2 MW, lo que equivale al 27,3% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 9,6% y la energía solar el 13,6%.

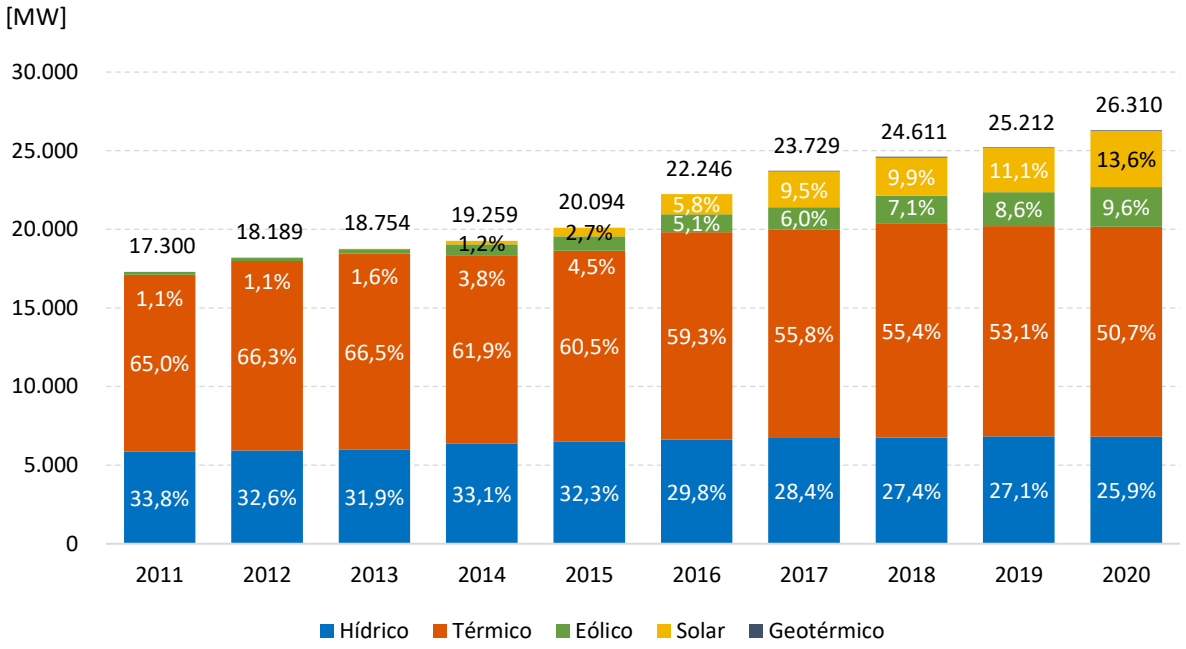

Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA

La demanda máxima horaria durante 2020 alcanzó los 10.907,3 MW, un 1,1% mayor que la demanda máxima horaria registrada en 2019. La siguiente tabla presenta un comparativo entre 2020 y 2019 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.

	2019	2020	Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	10.793,2	10.907,2	1,1%
Mínima Horaria [MWh/h]	6.535,8	6.835,9	4,6%
Máxima Diaria [GWh]	231,1	235,6	1,9%

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 2020, 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 2020, 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 2020.

	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%	
Aporte hídrico > 60%	0,5%	99,0%	0,5%	
Enero	0,083%	99,91%	0,004%	100,00%
Febrero	0,079%	99,91%	0,013%	100,00%
Marzo	0,122%	99,83%	0,043%	100,00%
Abril	0,258%	99,51%	0,229%	100,00%
Mayo	0,225%	99,70%	0,074%	100,00%
Junio	0,245%	99,69%	0,068%	100,00%
Julio	0,220%	99,73%	0,049%	100,00%
Agosto	0,076%	99,87%	0,051%	100,00%
Septiembre	0,026%	99,87%	0,096%	100,00%
Octubre	0,050%	99,94%	0,007%	100,00%
Noviembre	0,020%	99,95%	0,027%	100,00%
Diciembre	0,034%	99,95%	0,014%	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

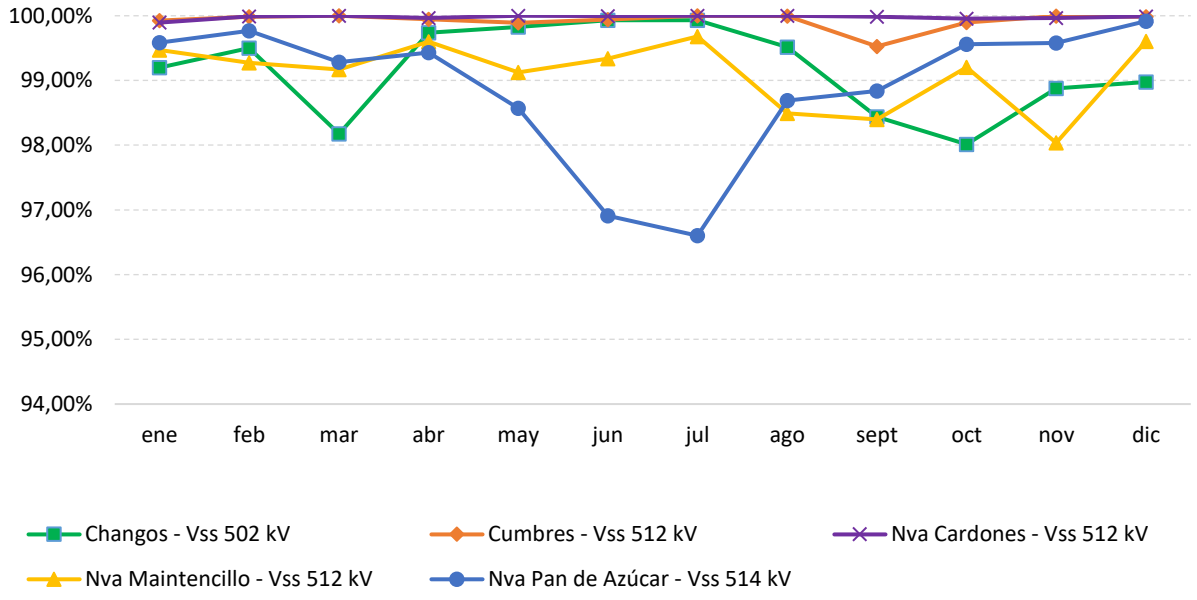

Figura 2: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR

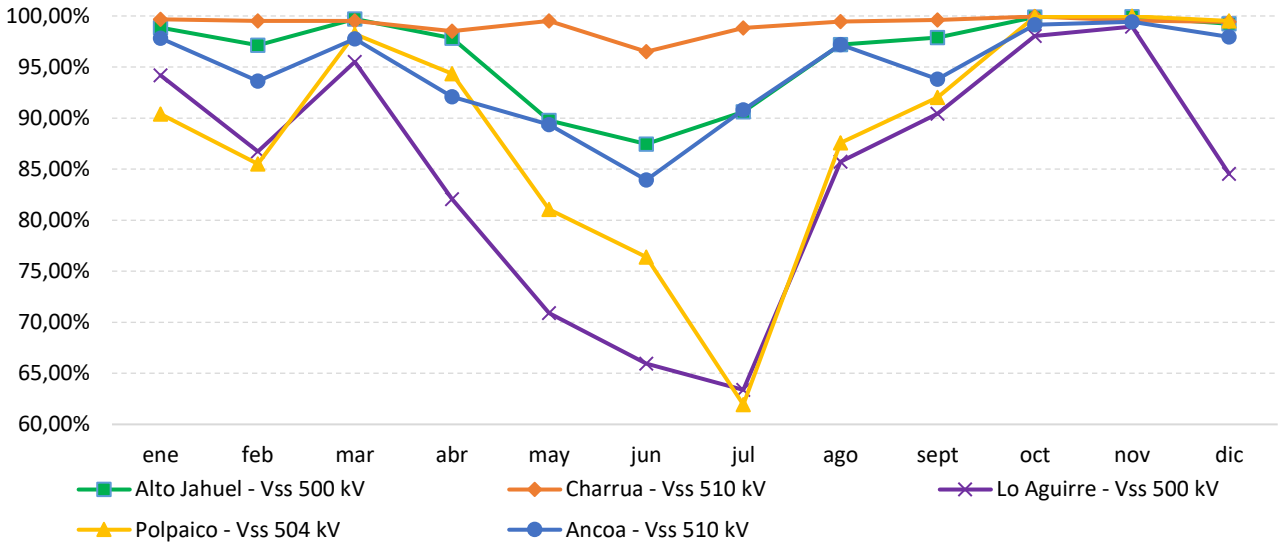

Figura 3: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

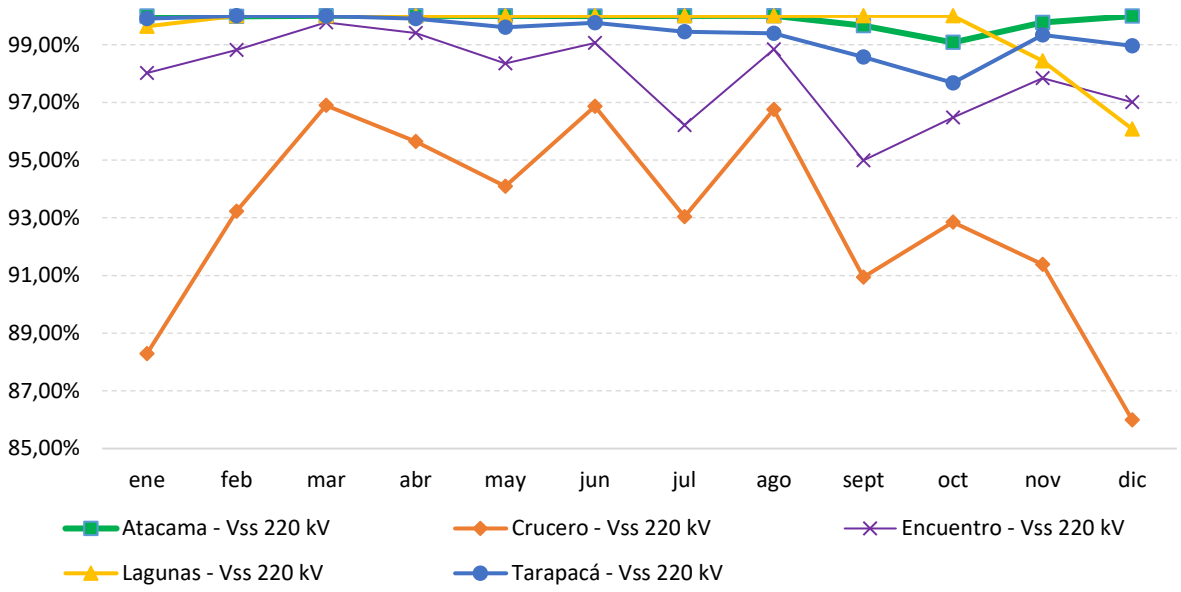

Figura 4: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

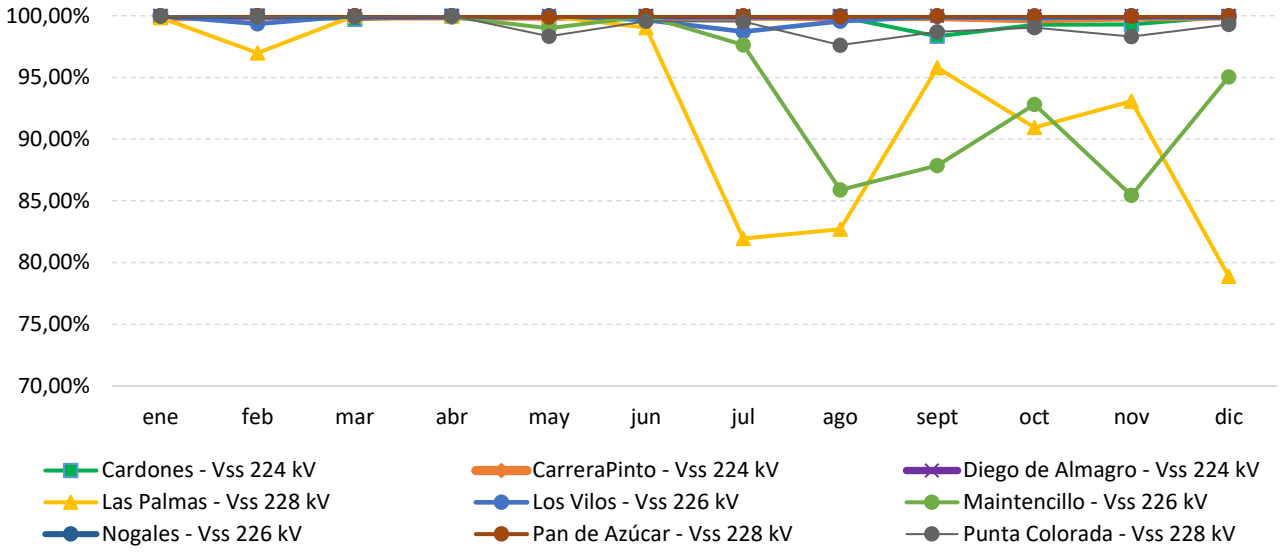

Figura 5: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

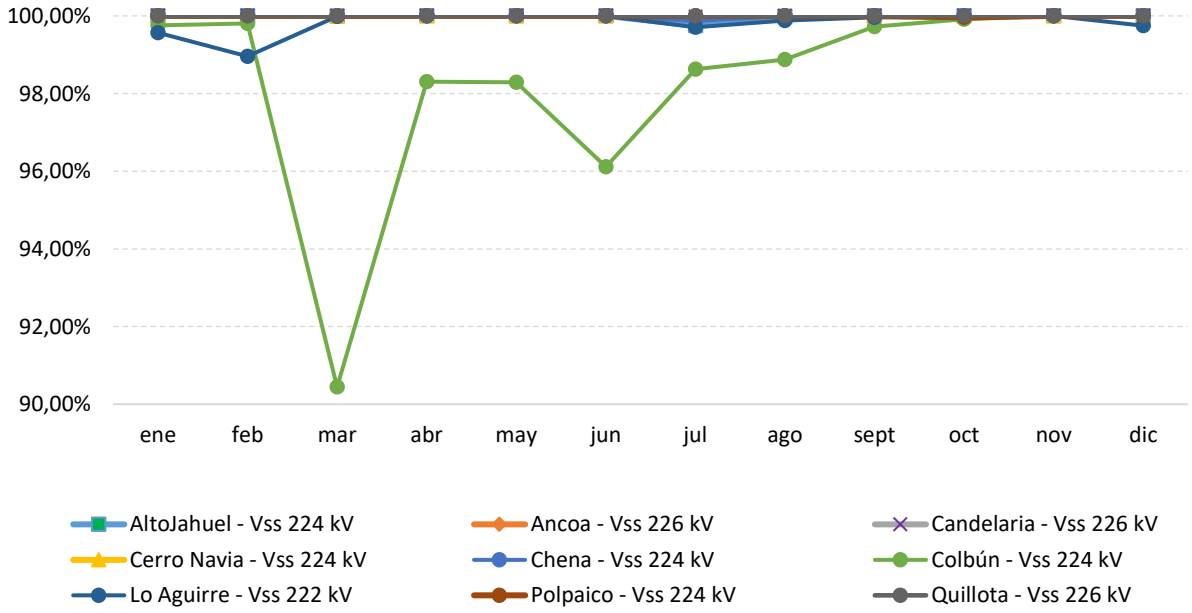

Figura 6: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

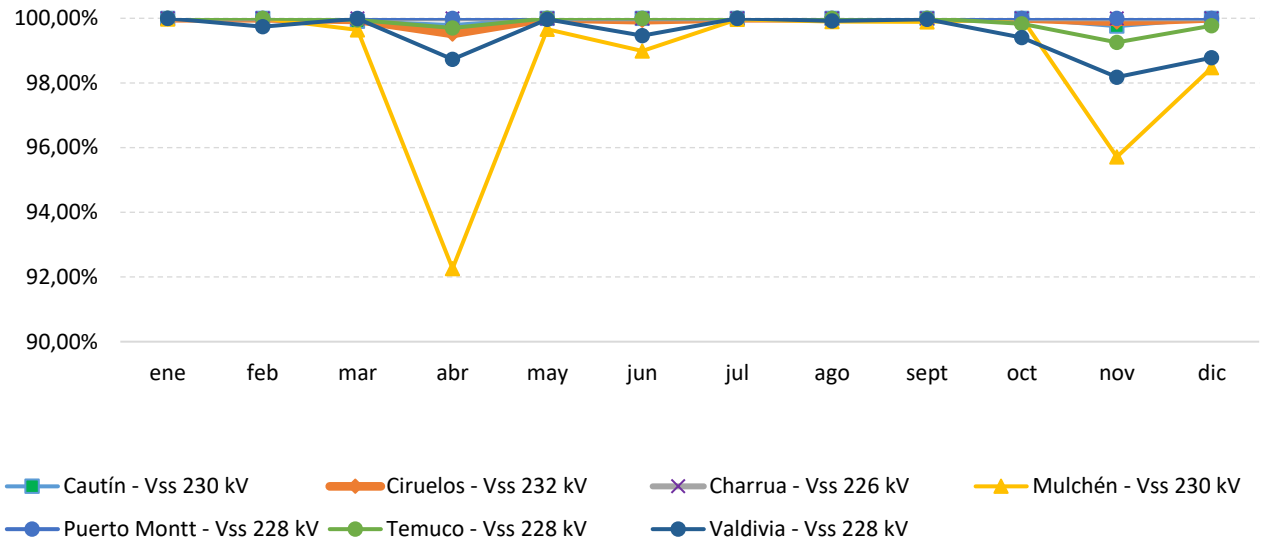

Figura 7: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur.

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 2020), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

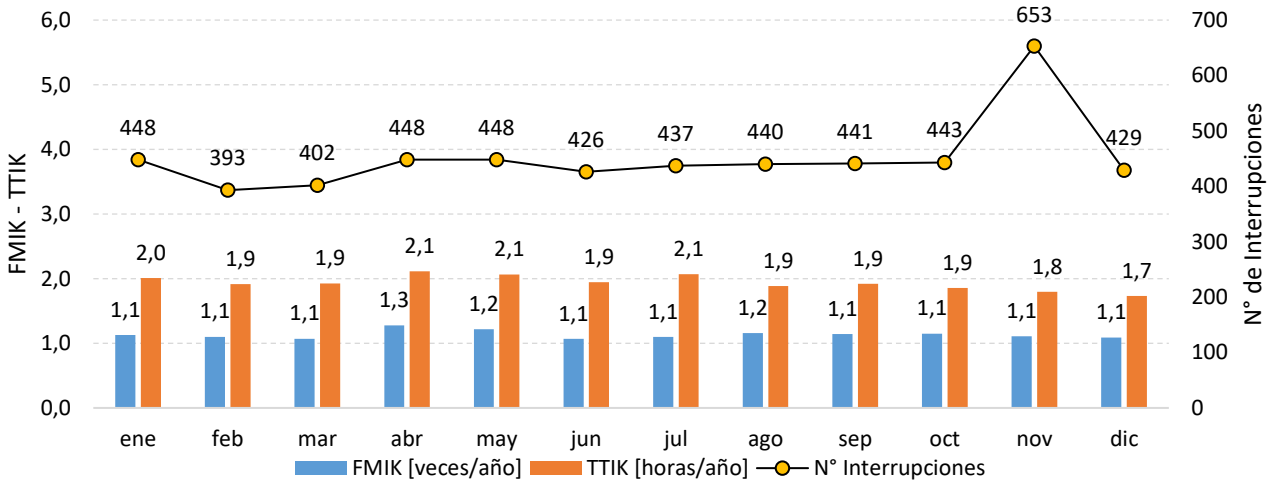

Figura 8: Índices de continuidad SEN 2020

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 2020 alcanzaron 391 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.

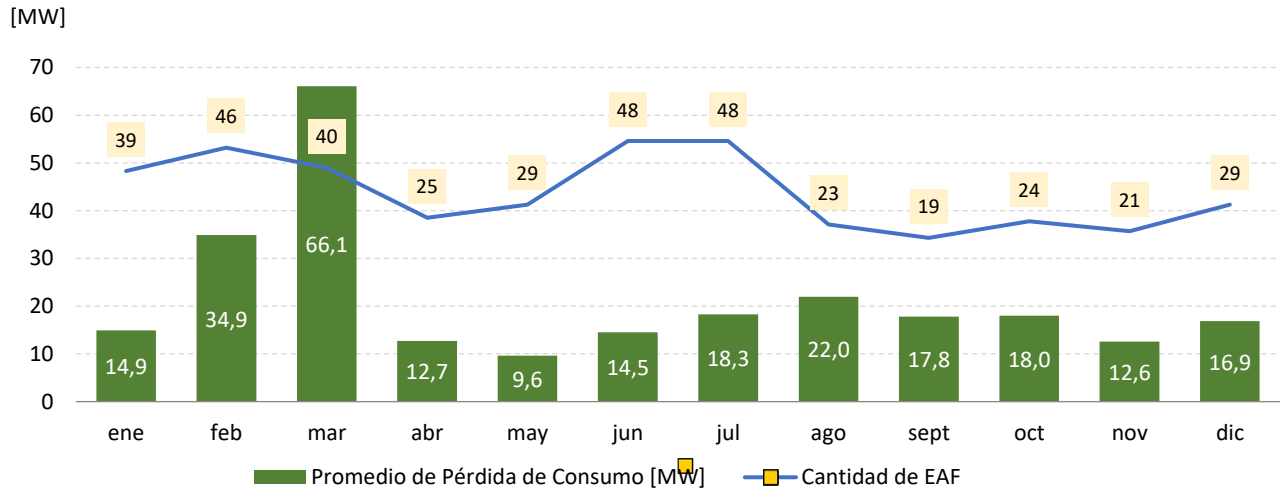

Figura 9: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2020.

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 2020 , y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2020 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año.

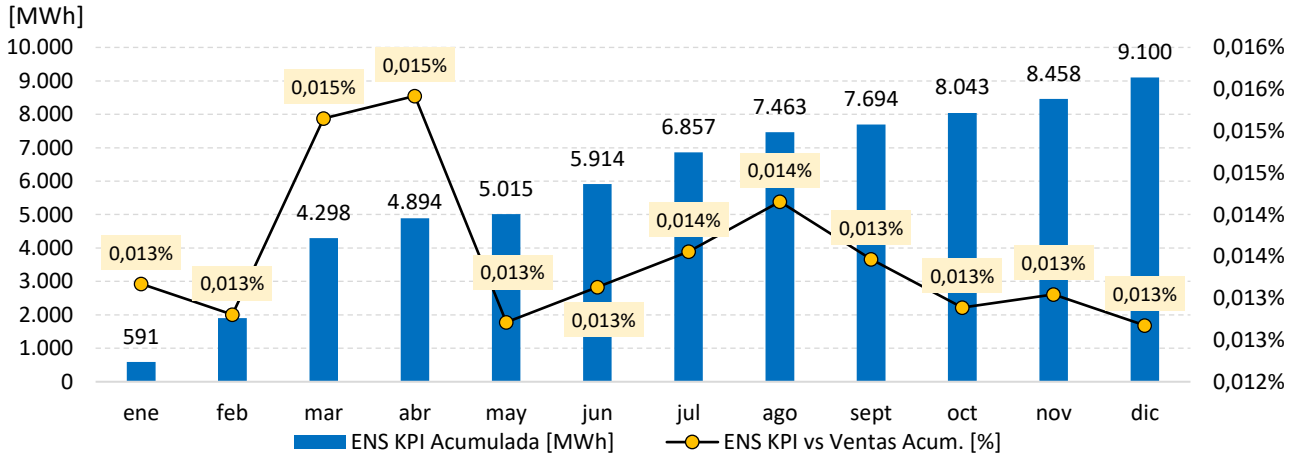

Figura 10: Energía no suministrada acumulada.

3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

Para cada mes de 2020, 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.

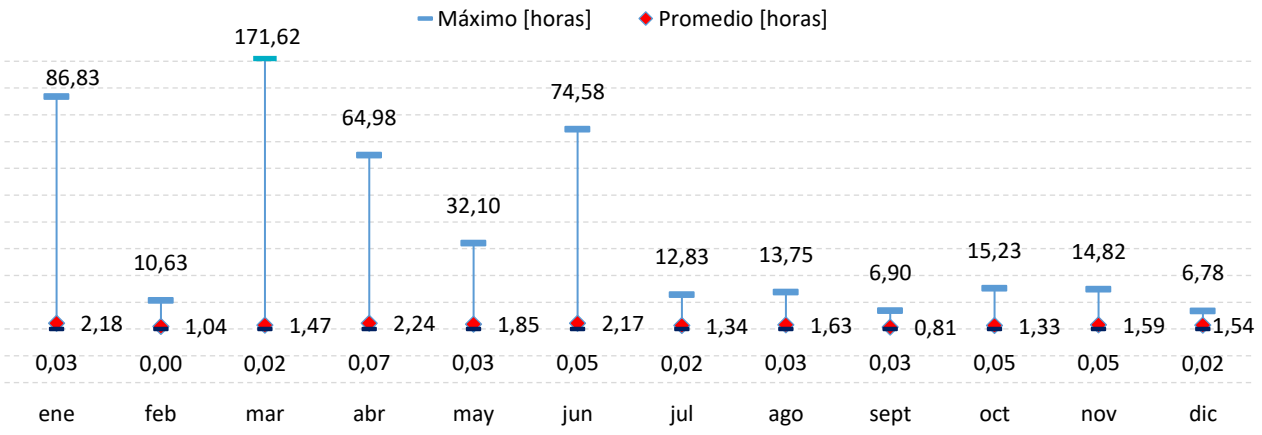

Figura 11: TRS promedio, máximo y mínimo.

Tal como se indicó anteriormente, durante 2020 el número total de Estudios de Análisis de Falla elaborados alcanzó a 391, los que dieron cuenta de un total de 2.665 TRS, a partir de los cuales se ha elaborado este gráfico.

CUMPLIMIENTO NORMATIVO

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 2016 – diciembre 2020.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores para el año 2020 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 2020.

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 514 unidades generadoras, de las cuales 405 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

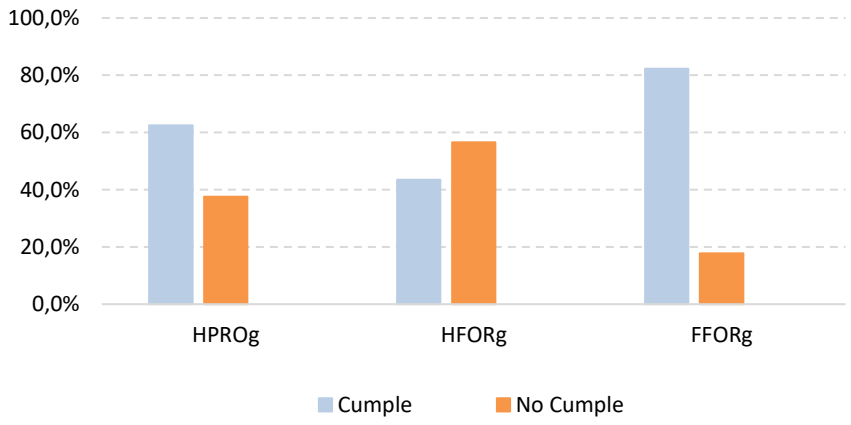

Figura 12: Cumplimiento de Índices de Generación.

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 1.606 tramos, de los cuales 1.368 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.

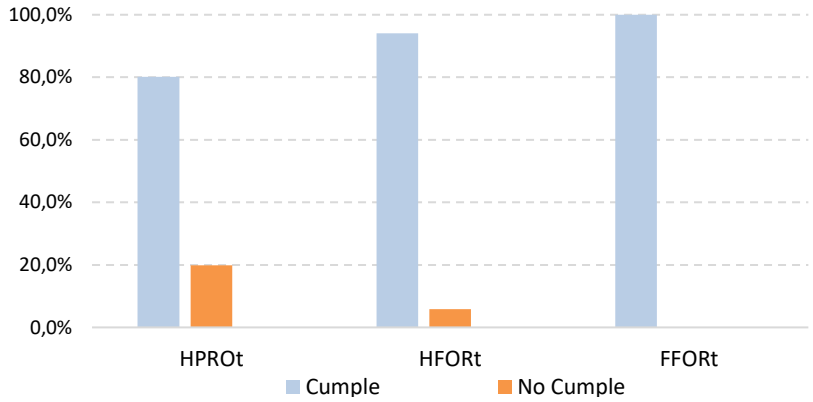

Figura 13: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

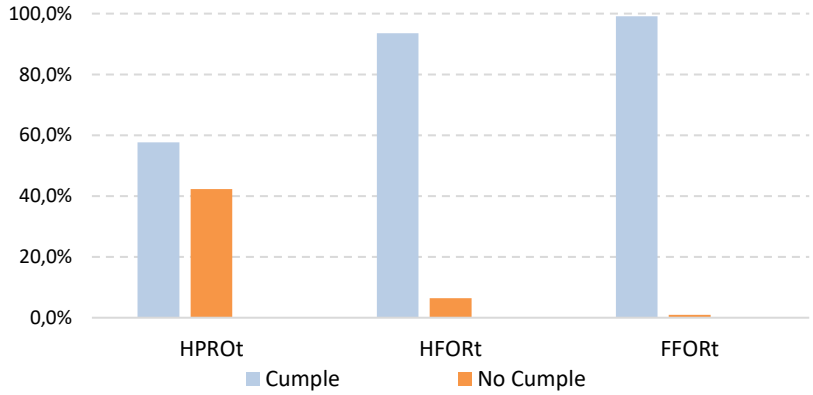

Figura 14: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

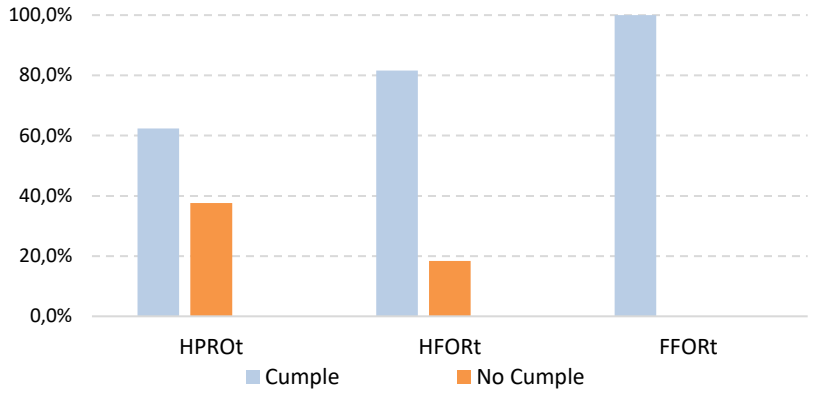

Figura 15: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.495 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.315 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

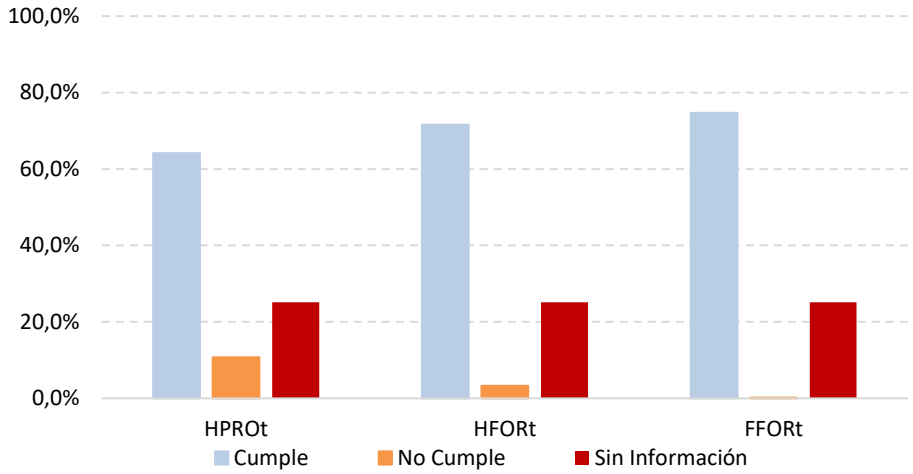

Figura 16: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 448 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 403 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

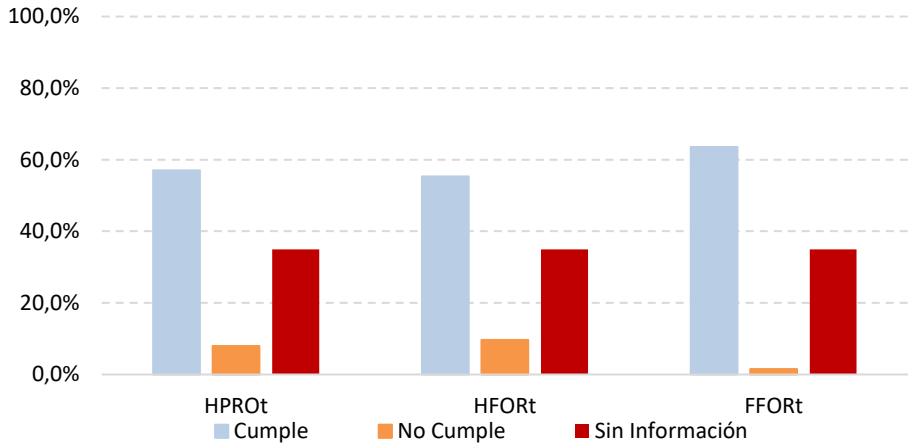

Figura 17: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

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.

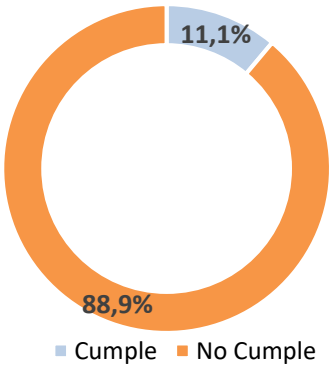

Figura 18: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2020.

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 2020, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas:

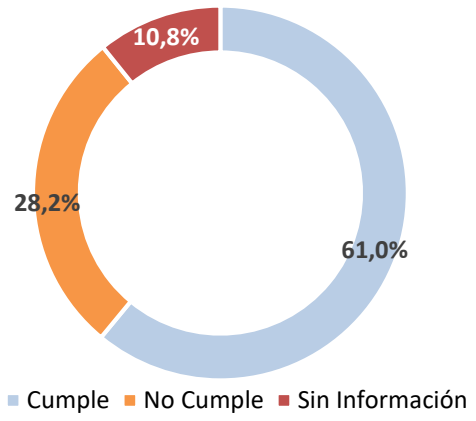

Figura 19: Cumplimiento de actualización del SITR año 2020.

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 2020 es del orden del 89%.

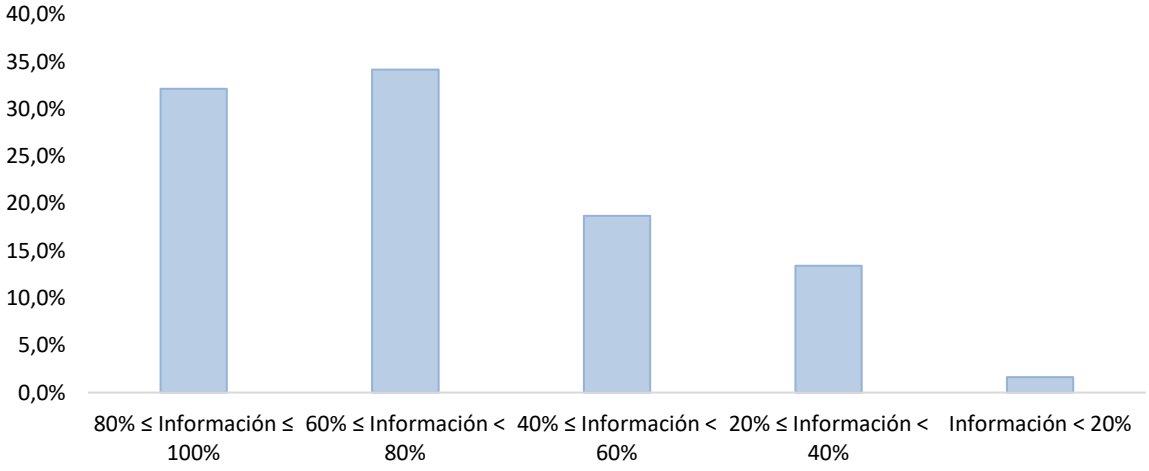

Figura 20: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

INDICADORES ECONÓMICOS

5.1. COSTO MARGINAL

A continuación, se presenta un comparativo entre el costo marginal (CMg) promedio mensual real y programado (según programa diario) de algunas barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional.

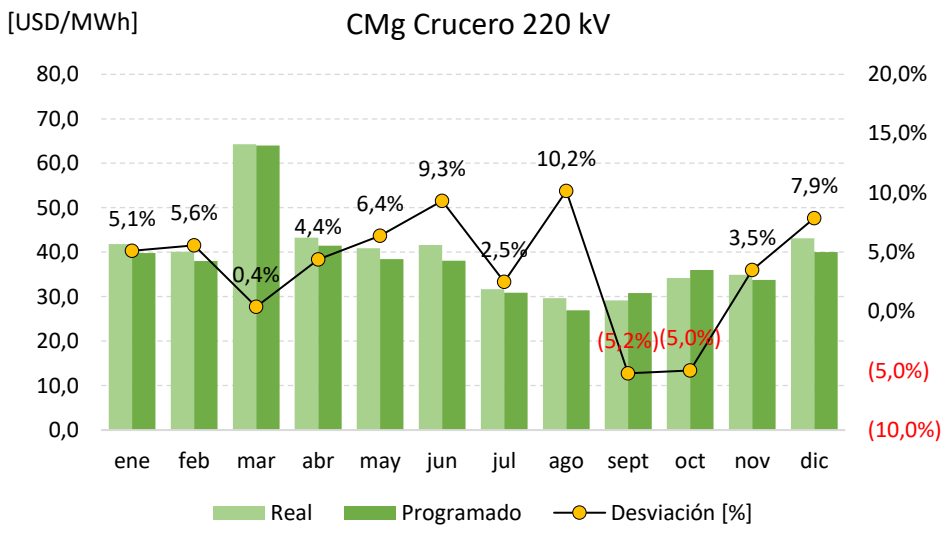

Figura 21: CMg Real vs Programado Mensual Barra Crucero 220 kV.

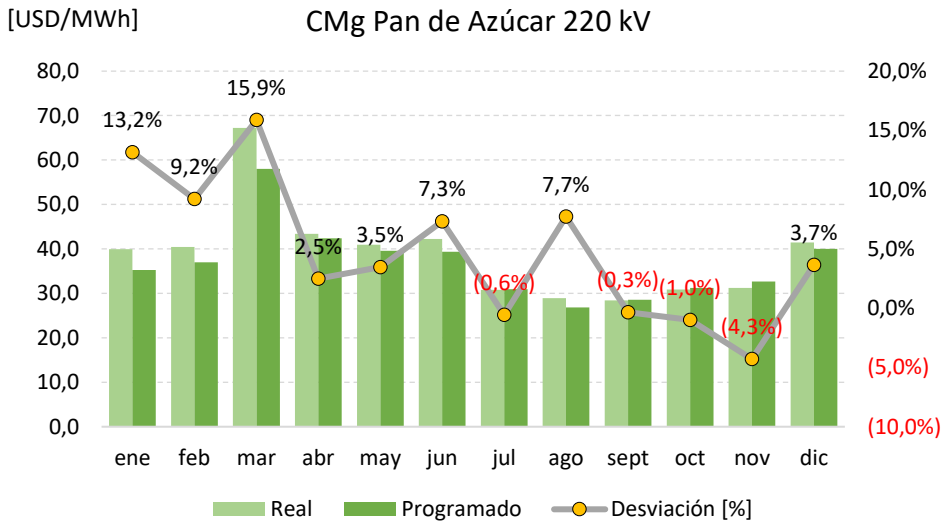

Figura 22: CMg Real vs Programado Mensual Barra Pan de Azúcar 220 kV.

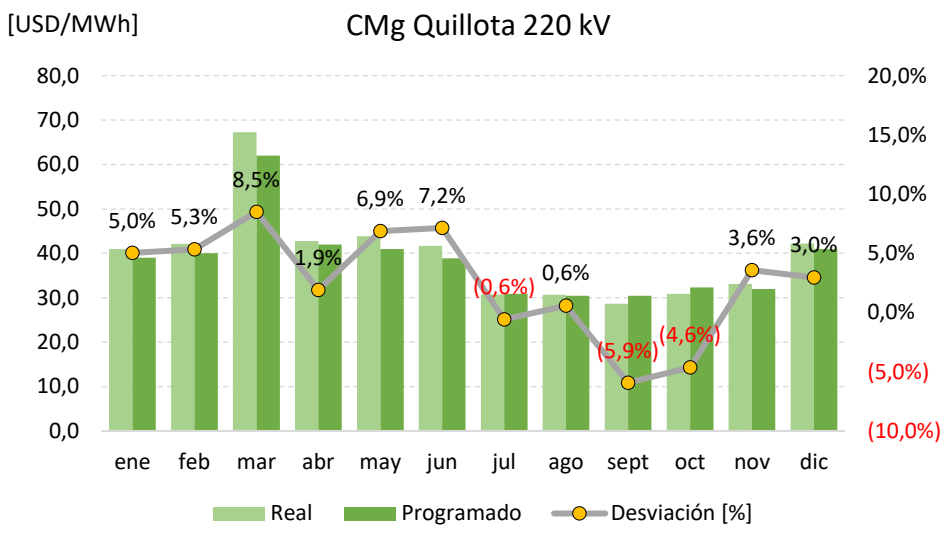

Figura 23: CMg Real vs Programado Mensual Barra Quillota 220 kV.

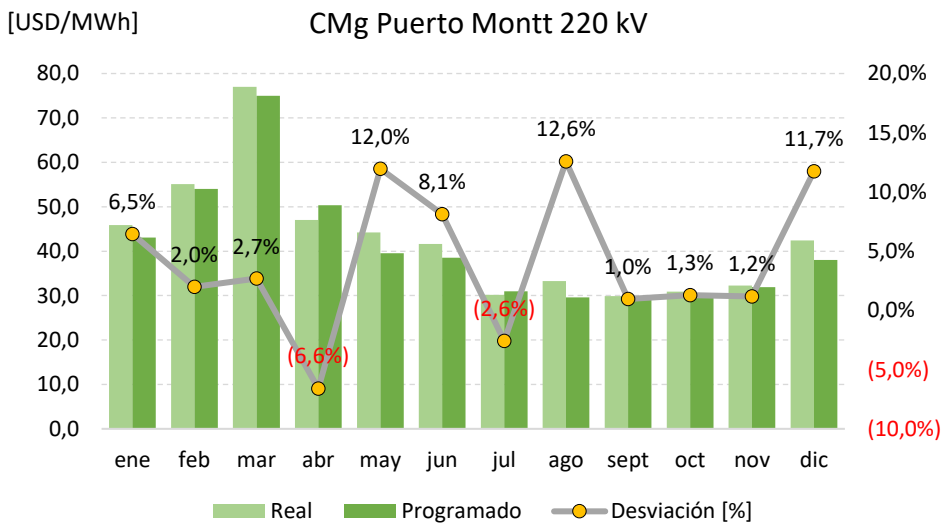

Figura 24: CMg Real vs Programado Mensual Barra Puerto Montt 220 kV.

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 2020.

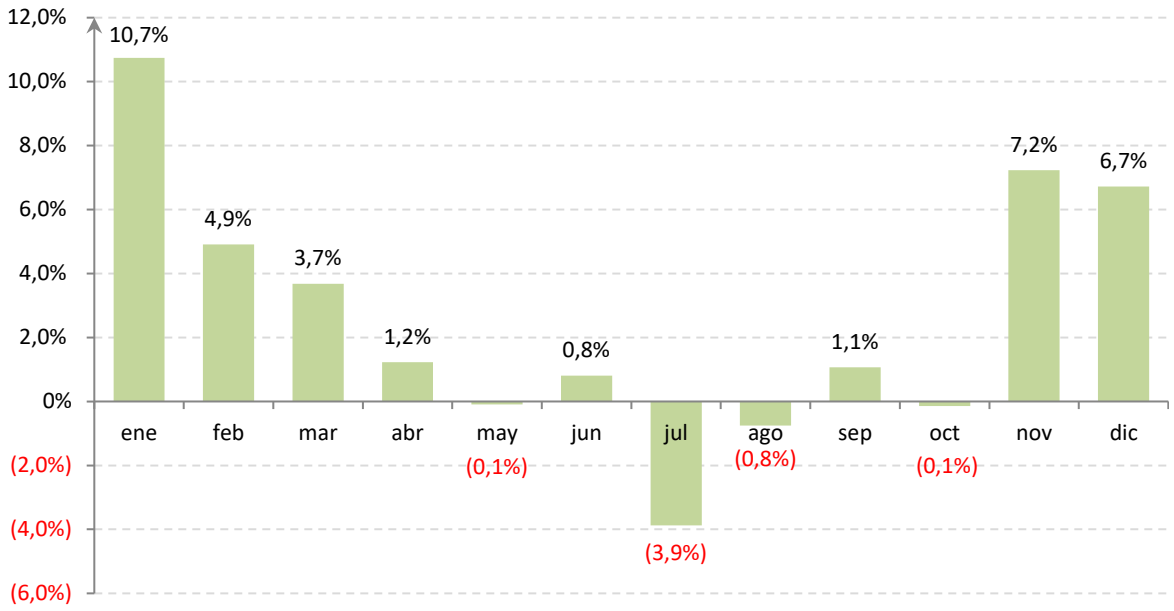

Figura 25: Error en estimación de Costo Operación Térmico 2020.

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 2021.

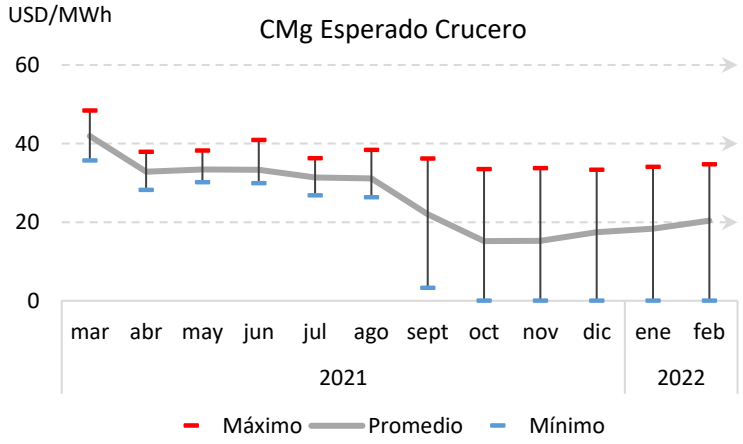

Figura 26: Costo Marginal próximos 12 meses, Crucero 220 kV

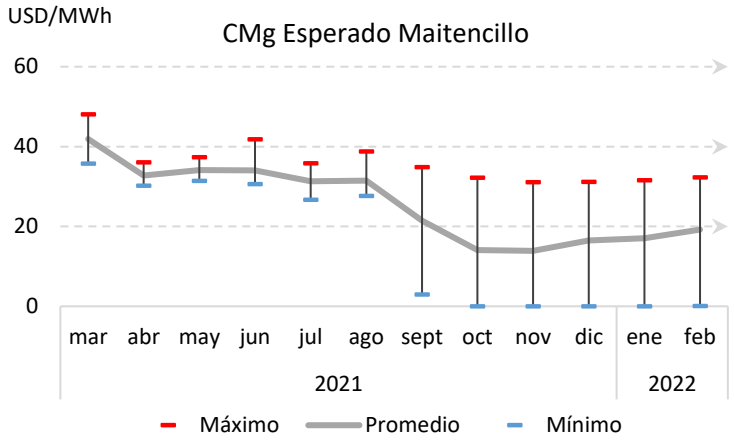

Figura 27: Costo Marginal próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV

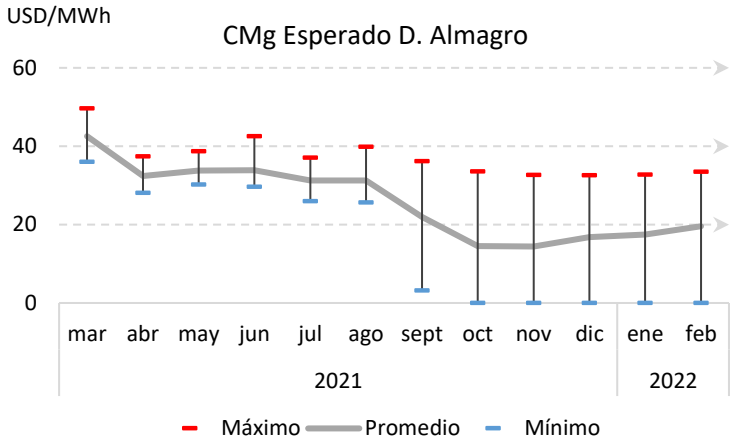

Figura 28: Costo Marginal próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV

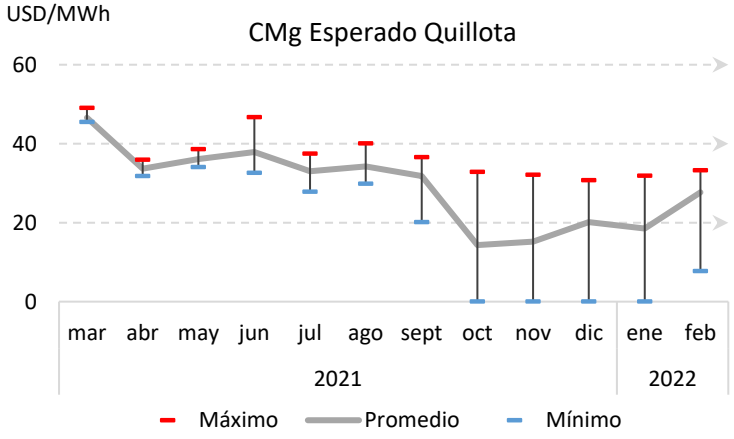

Figura 29: Costo Marginal próximos 12 meses, Quillota 220 kV

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2020 alcanzó los 77.746,1 GWh, mostrando un aumento del 0,2% respecto al año anterior (77.395,9 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de esos 77.746,1 GWh, por tipo de fuente y región.

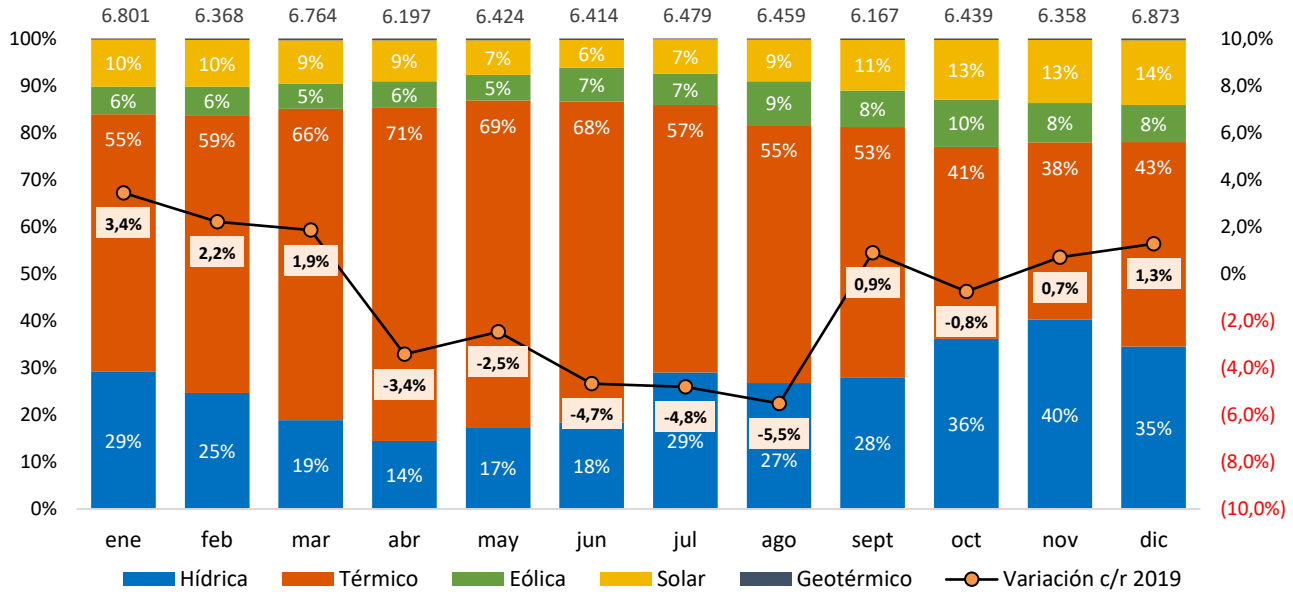

Figura 30: Generación mensual SEN 2020 desagregada por tipo de fuente.

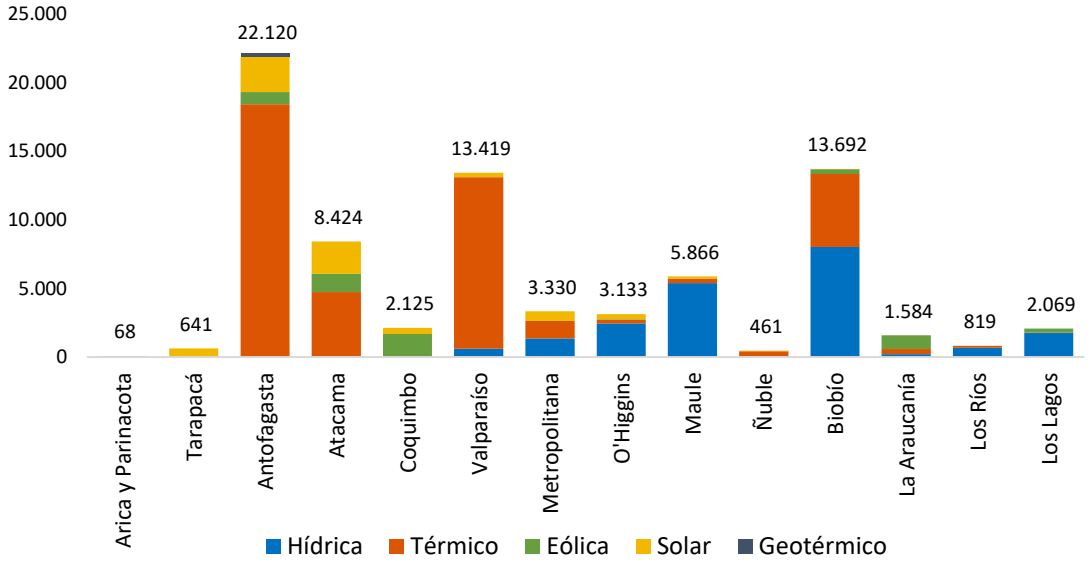

Figura 31: Generación SEN 2020 desagregada por Región y tipo de fuente.

6.2. GENERACIÓN ERNC

La generación de energía renovable no convencional (ERNC) en el SEN durante el 2020 alcanzó los 17.229,3 GWh, lo que representa una participación del 22,2% en la generación total, y un aumento del 13,9% respecto a 2019 (15.129,7 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 7.637,5 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 5.530,9 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2020.

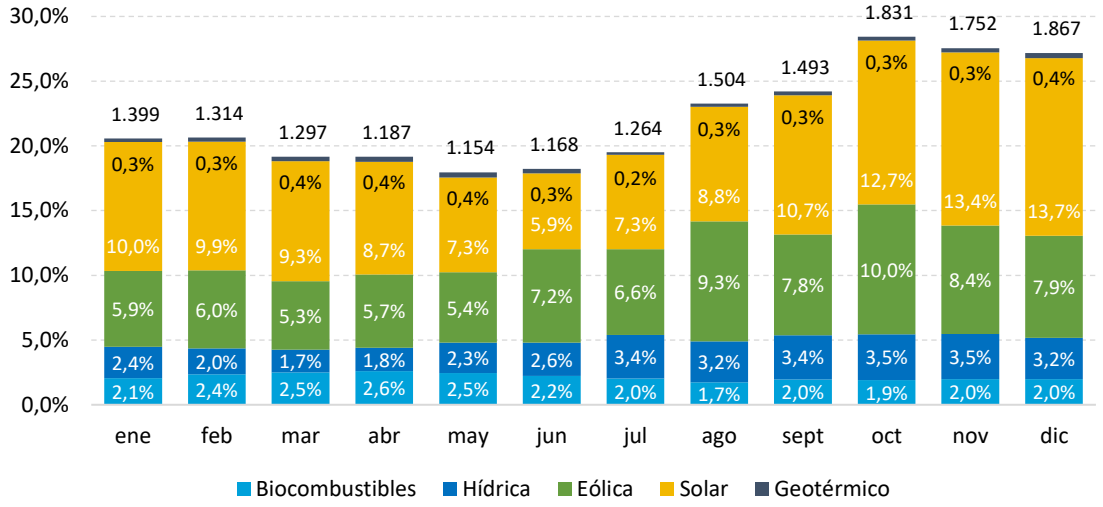

Figura 32: Generación ERNC SEN 2020 desagregada por tipo de fuente.

6.3. BALANCE ERNC

La siguiente figura muestra la inyección de energía mensual reconocida como ERNC por el balance correspondiente al periodo 2020 desagregada por tipo de fuente, junto con la cuota de obligación a cubrir en cada mes.

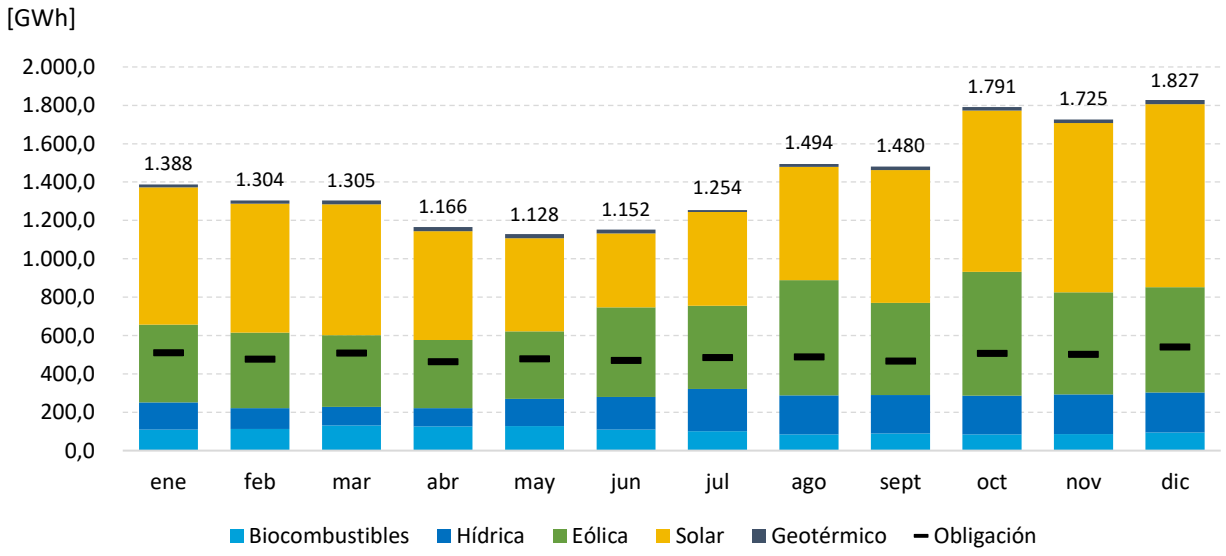

Figura 33: Generación reconocida para acreditación según balance ERNC 2020.

6.4. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2020, de forma preliminar, se retiraron 71.272,3 GWh de energía entre clientes regulados (38,7%) y libres (61,3%), representando un 0,3% de aumento respecto de 2019 (71.046 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial.

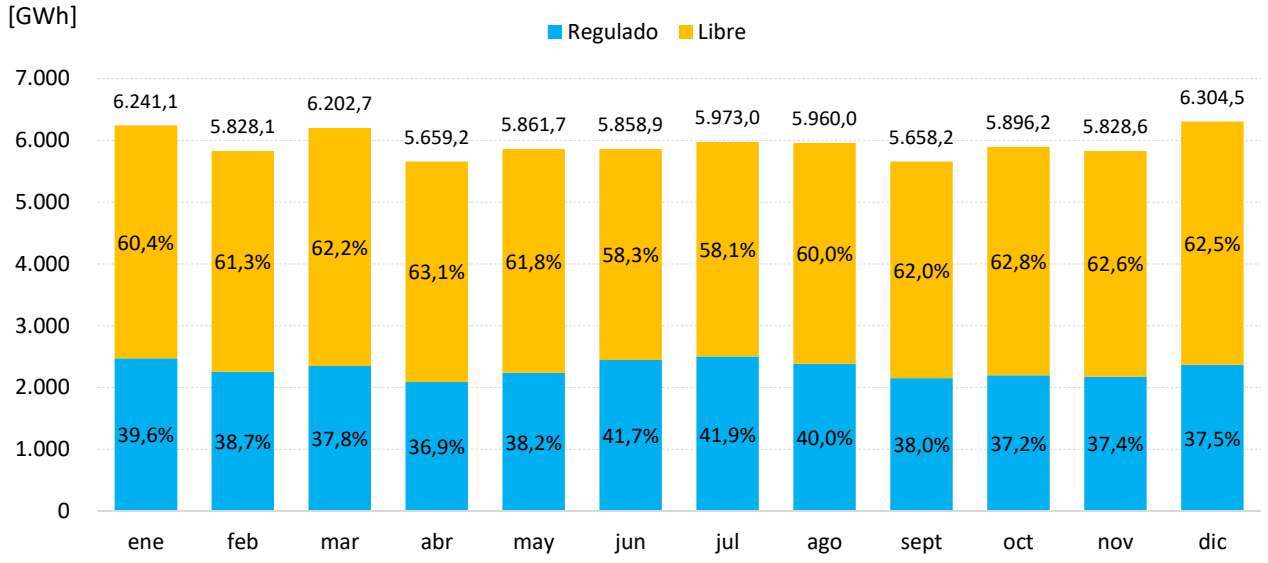

Figura 34: Retiro mensual de energía 2020 por tipo de cliente (datos preliminares).

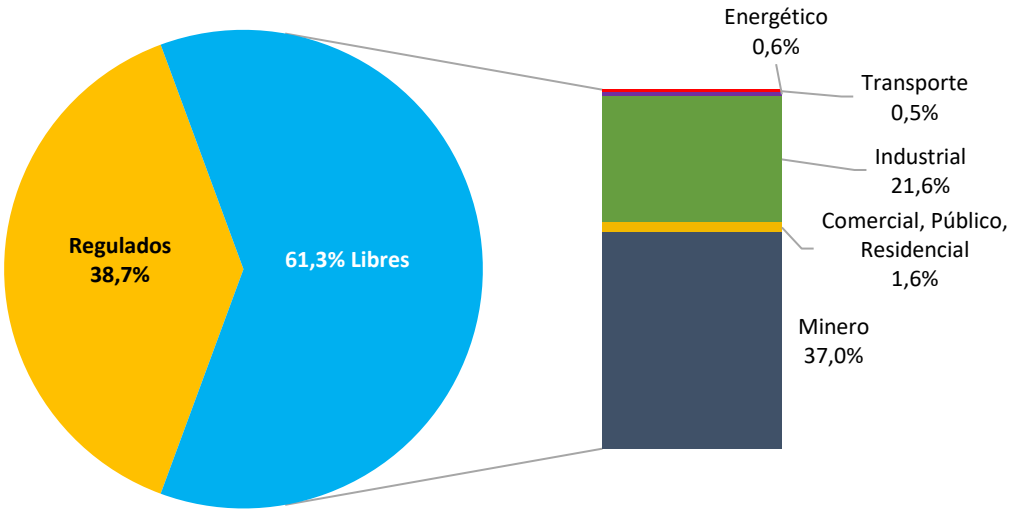

Figura 35: Retiros de energía 2020 por sector industrial (datos preliminares).

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

6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA

A continuación, se muestra la comparación entre la operación programada (según programa diario) y real para el año 2020, con su respectiva desviación porcentual mensual.

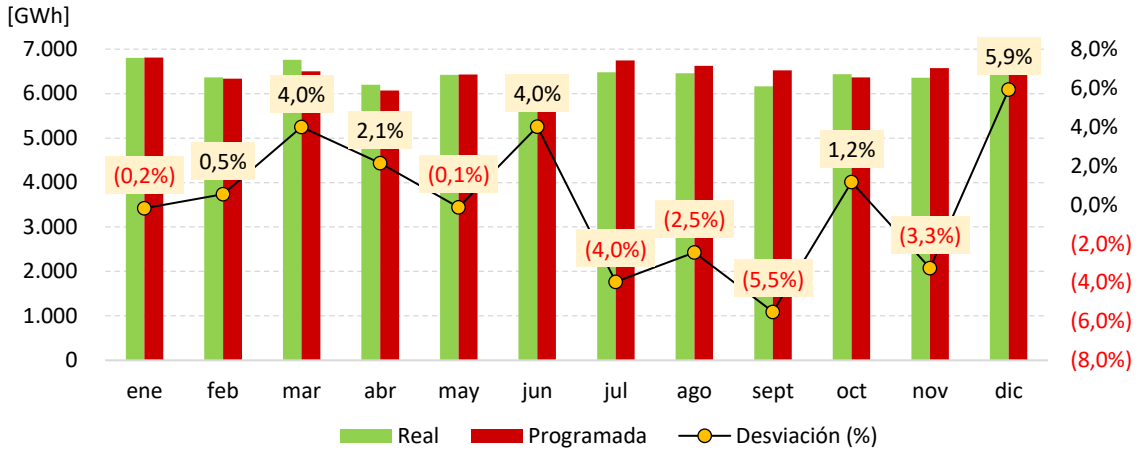

Figura 36: Operación Real vs Programada 2020.

Además, en las siguientes Figuras se presentan las comparaciones entre la operación mensual programada (según programa diario) y real, por tipo de fuente para el año 2020 con su respectiva desviación porcentual.

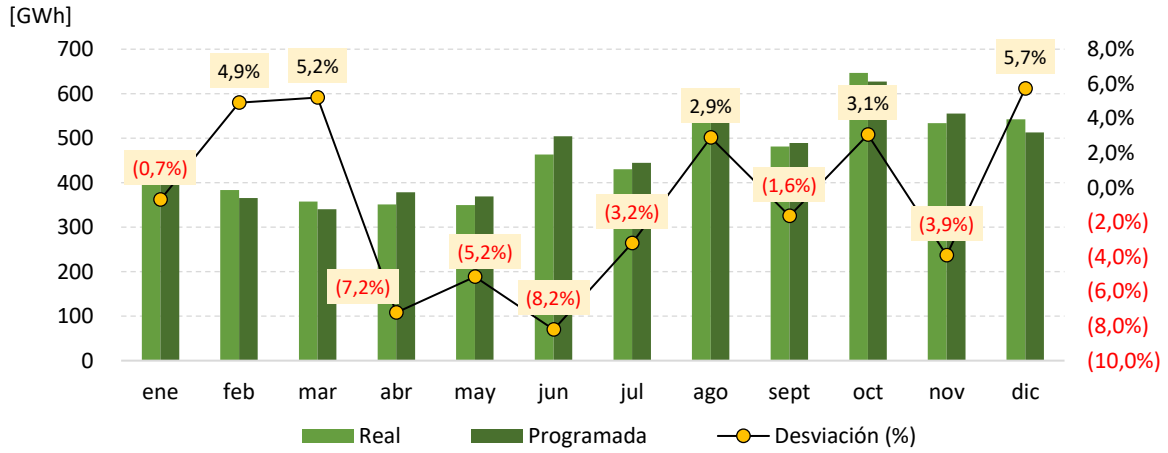

Figura 37: Operación Real vs Programada, Eólica 2020.

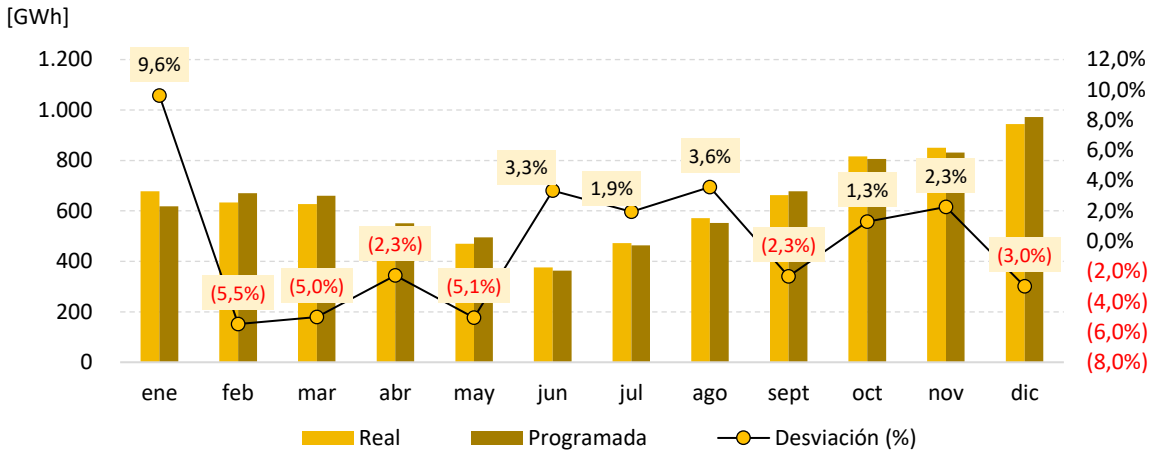

Figura 38: Operación Real vs Programada, Solar 2020.

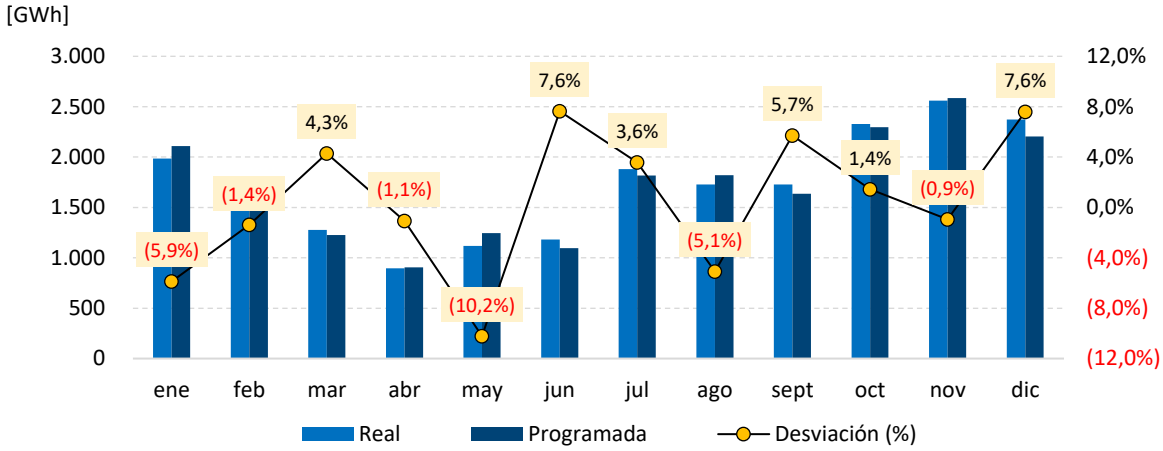

Figura 39: Operación Real vs Programada, Hídrico 2020.

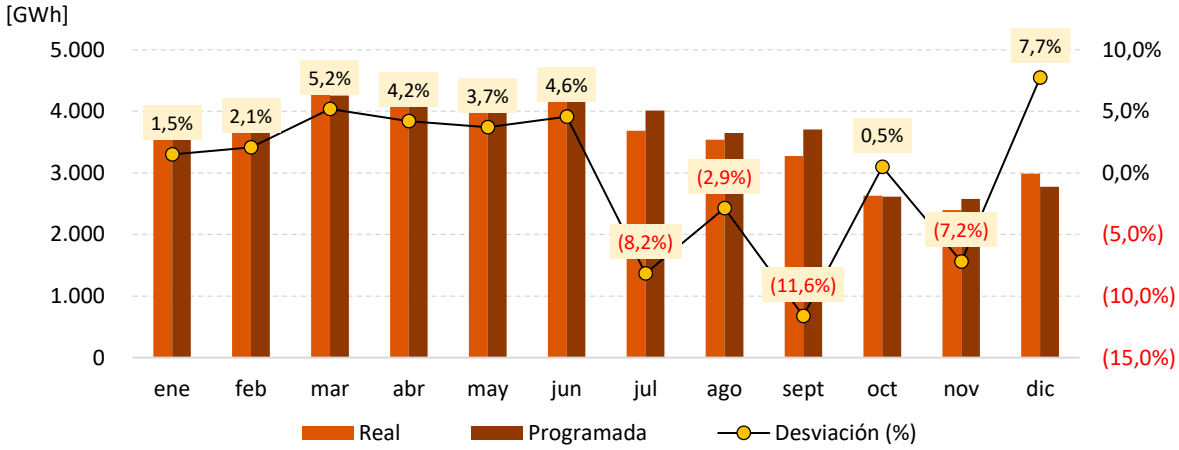

Figura 40: Operación Real vs Programada, Térmico 2020.

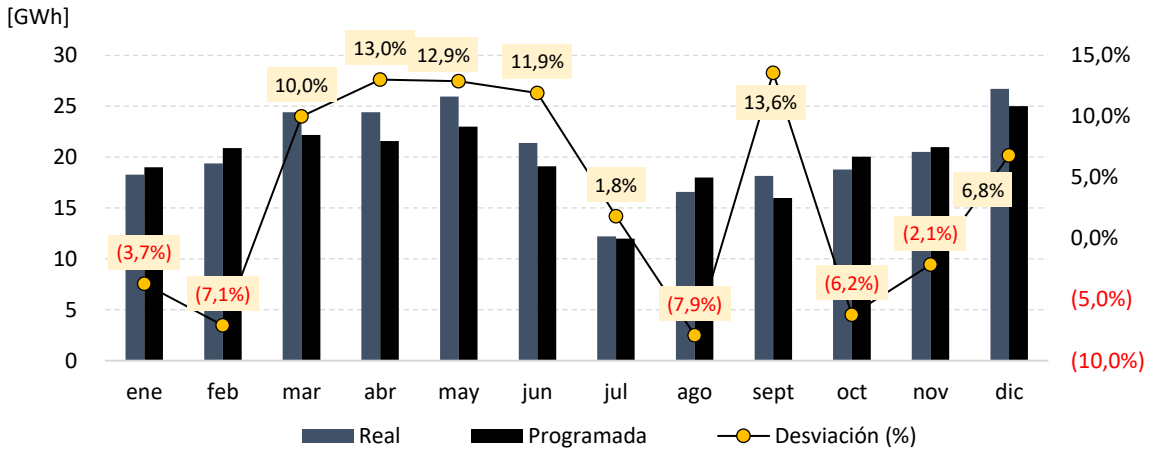

Figura 41: Operación Real vs Programada, Geotérmico 2020.

6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Durante el año 2020 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.

6.7. 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 2020, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 3: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2020.

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER TOCOPILLA	103	303,7	15-oct19	25-ene20
TER SANTA MARÍA	6	342,0	04-ene20	09-ene20
HE RALCO	12	345,0	07-ene20	18-ene20
TER GUACOLDA	7	129,6	19-ene20	25-ene20
HE RALCO	12	345,0	27-ene20	07-feb20
HE ANGOSTURA	18	137,6	03-feb20	20-feb20
TER ATACAMA	6	114,4	10-feb20	15-feb20
TER ATACAMA	10	114,7	18-feb20	27-feb20
HE ANGOSTURA	16	137,6	24-feb20	10-mar20
HE PEHUENCHE	14	285,0	24-feb20	08-mar20
TER GUACOLDA	8	138,4	26-feb20	04-mar20
TER NORGENER	38	122,1	03-mar20	09-abr20
TER KELAR	20	200,0	07-mar20	26-mar20
HE PEHUENCHE	4	285,0	09-mar20	12-mar20
TER GUACOLDA	4	136,6	13-mar20	16-mar20
TER LOS VIENTOS	3	131,9	26-mar20	28-mar20

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
HE EL TORO	3	112,2	28-abr20	30-abr20
TER MEJILLONES	5	250,8	29-abr20	03-may20
HE COLBÚN	12	228,20	04-may20	15-may20
TER GUACOLDA	12	140,3	06-may20	17-may20
TER IEM	4	370,00	06-may20	09-may20
TER TALTAL	11	119,80	07-may20	17-may20
HE ANTUCO	4	159,58	13-may20	16-may20
HE COLBÚN	59	236,41	18-may20	15-jul20
HE EL TORO	9	112,19	18-may20	25-may20
TER SAN ISIDRO	5	208,63	21-may20	25-may20
TER VENTANAS II	19	193,46	06-jun20	24-jun20
TER TOCOPILLA	5	303,7	15-jun20	19-jun20
TER MEJILLONES	15	146,51	22-jun20	06-jul20
HE PANGUE	3	225	14-jul20	16-jul20
TER BOCAMINA II	7	319,79	15-jul20	21-jul20
HE EL TORO	5	112,5	10-ago20	14-ago20
TER NEHUENCO II	3	242,0	14-ago20	16-ago20
TER SAN ISIDRO	3	208,6	15-ago20	17-ago20
HE EL TORO	4	112,50	17-ago20	20-ago20
TER NEHUENCO 9B	6	106,92	18-ago20	23-ago20
HE ANTUCO	91	159,584	24-ago20	21-nov20
HE PANGUE	3	225	25-ago20	27-ago20
TER NORGENER	13	131,87	31-ago20	12-sept20
TER HORNITOS	23	161,3	09-sept20	30-sept20
TER BOCAMINA II	5	319,8	10-sept20	14-sept20
TER LOS PINOS	1	106,4	21-sept20	21-sept20
TER CANDELARIA	8	127,2	23-sept20	29-sept20
TER CANDELARIA	7	126,9	30-sept20	05-oct20
TER ANGAMOS	20	248,6	30-sept20	18-oct20
TER IEM	27	348,0	04-oct20	30-oct20
TER NEHUENCO 9B	13	106,9	05-oct20	16-oct20
TER ANGAMOS	17	253,0	08-oct20	24-oct20
TER CARDONES	6	154,2	13-oct20	18-oct20
TER TALTAL	8	118,1	16-oct20	23-oct20
HE EL TORO	5	112,5	21-oct20	25-oct20
TER MEJILLONES	18	156,3	25-oct20	11-nov20
TER NEHUENCO	16	213	26-oct20	09-nov20
TER SANTA MARÍA	33	341,991	30-oct20	01-dic20
TER GUACOLDA	4	140,6	06-nov20	09-nov20
TER TOCOPILLA	13	124,06	09-nov20	20-nov20
TER SAN ISIDRO	36	208,63	11-nov20	15-dic20
TER SAN ISIDRO	35	138	11-nov20	15-dic20
TER GUACOLDA	11	133,83	11-nov20	21-nov20
HE EL TORO	5	112,5	16-nov20	20-nov20
TER ATACAMA	2	114,407	19-nov20	19-nov20
TER LOS PINOS	8	106,41	23-nov20	30-nov20
TER GUACOLDA	12	142,673	27-nov20	08-dic20

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
TER NUEVA VENTANAS	23	243,093	28-nov20	20-dic20
TER BOCAMINA II	15	319,79	05-dic20	19-dic20
TER LOS VIENTOS	6	131,869	07-dic20	11-dic20
TER ATACAMA	6	113,578	08-dic20	13-dic20
TER COCHRANE	5	244,743	09-dic20	13-dic20
TER GUACOLDA	11	142,31	10-dic20	20-dic20
TER COCHRANE	6	244,86	14-dic20	19-dic20
TER ATACAMA	8	114,7	15-dic20	21-dic20
TER SANTA LIDIA	4	140,88	15-dic20	17-dic20

6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES

Para el período marzo 2021 – febrero 2022, 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 2021.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario:

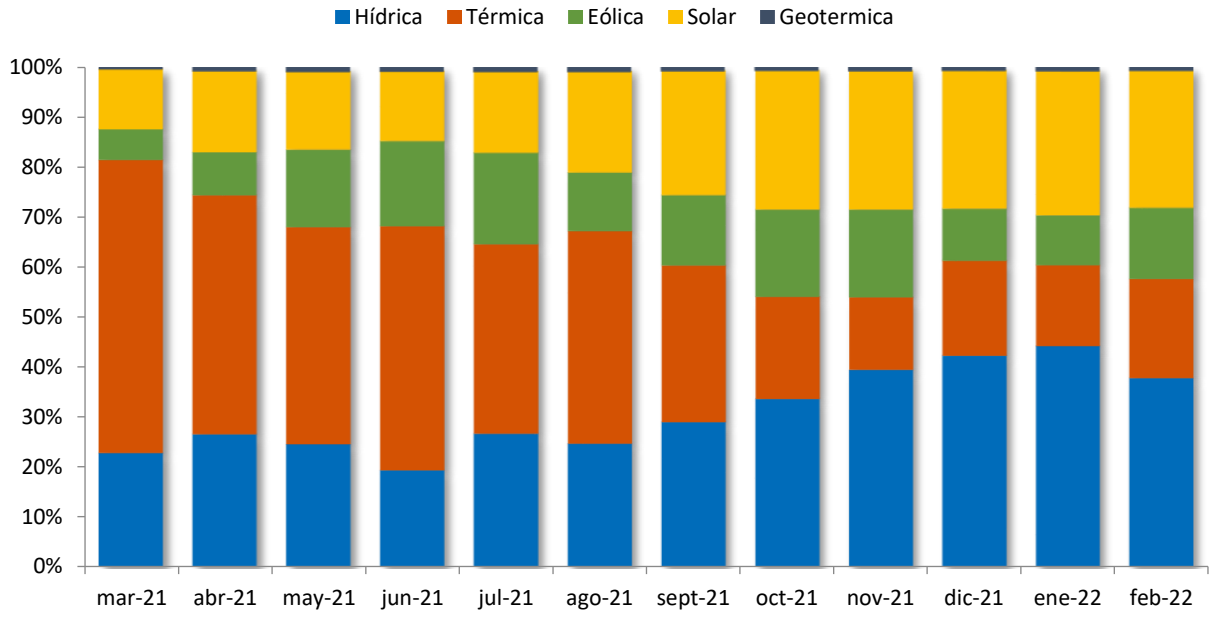

Figura 42: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología seca.

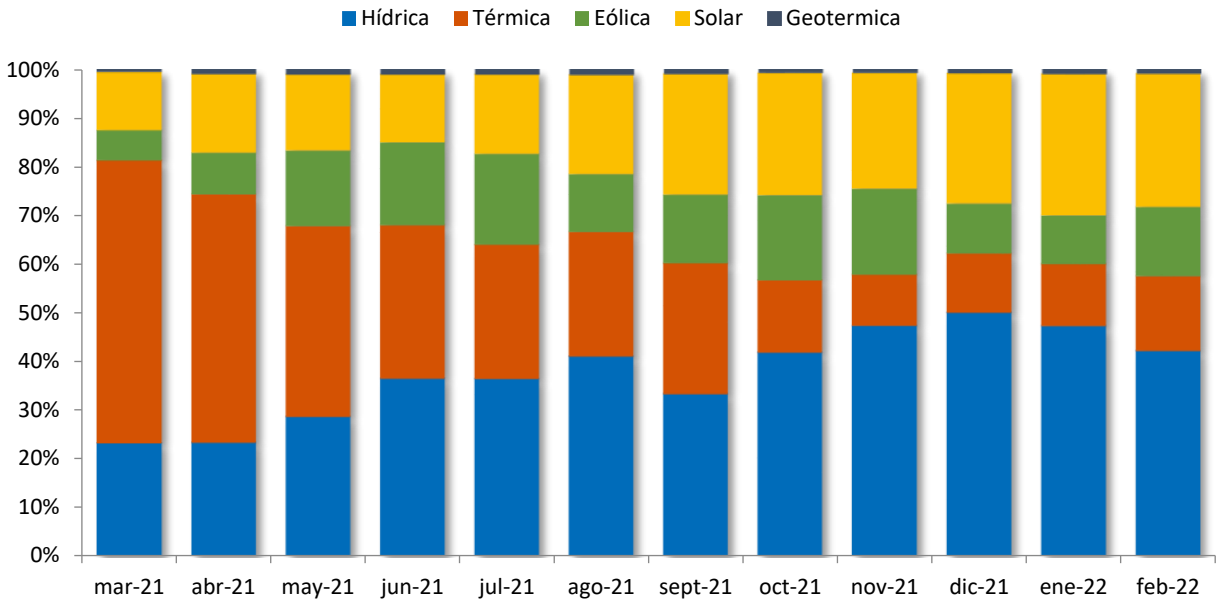

Figura 43: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología media.

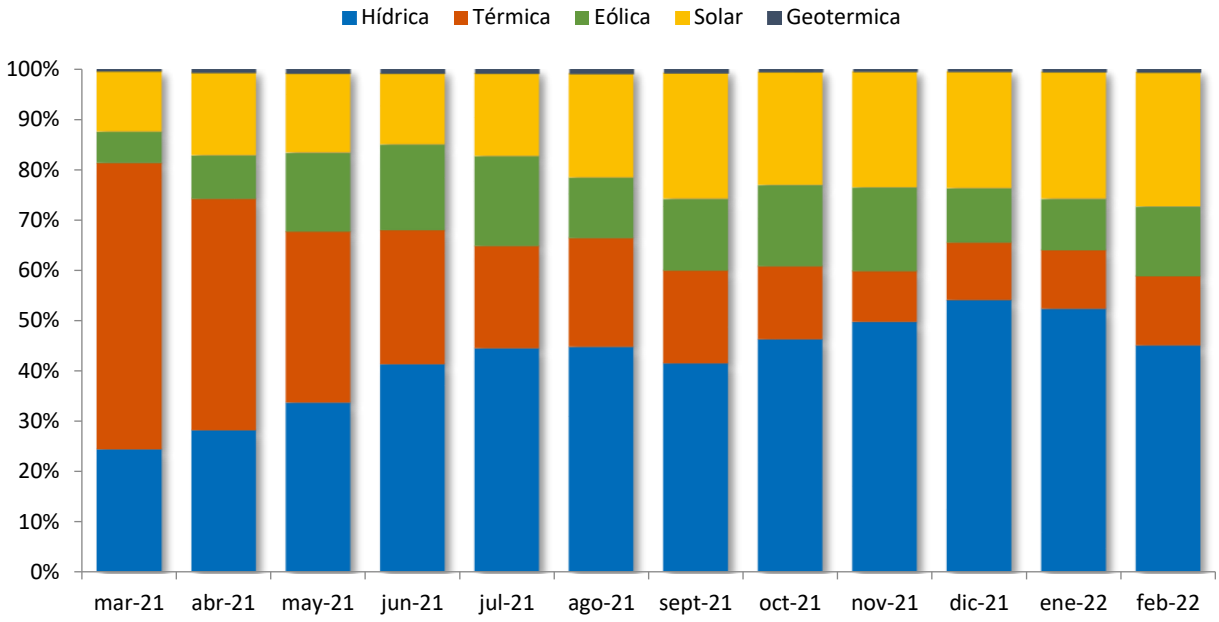

Figura 44: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología húmeda.

La Tabla 4 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses marzo 2021 a febrero 2022.

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

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	30,8%	37,5%	41,9%
Térmica	33,5%	27,2%	23,9%
Eólica	13,4%	13,4%	13,1%
Solar	21,6%	20,9%	19,9%
Geotérmica	0,7%	0,7%	0,7%

AUDITORÍAS

7.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS

Durante el año 2020 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 la página web del Coordinador.

Tabla 5: Auditorías técnicas a unidades generadoras 2020.

Auditoría	Unidades Aprobadas
Consumo Específico Neto	• Pruebas Programadas 2020: 18 unidades. 14 ya en operación (10 pendientes de 2019). • 6 asociadas a proyectos en procesos de conexión. • 1 unidad cancelada (Bocamina I)
Potencia Máxima	• Pruebas Programadas 2020: 20 unidades. 16 ya en operación (3 pendientes de 2019). • 6 asociadas a proyectos en procesos de conexión. • 1 unidad cancelada (Bocamina I)
Parámetros de Partida y Detención	• Al cierre de 2020, se encontraban aprobados el 75,1% (217 Centrales) de un total de 289 centrales. • En desarrollo el proceso de revisar/observar/aprobar informes de 52 centrales (50 publicados en el sitio web, 2 en proceso de revisión de admisibilidad). • 16 Centrales tienen los informes en espera de iniciar revisión, hasta que apruebe el Informe de Mínimo Técnico y 4 no han enviado el respetivo Informe, los cuales han sido nuevamente requeridos
Mínimo Técnico	• Al cierre de 2020, se encontraban aprobado el 94,1% (272 Centrales) de un total de 289 centrales. • En desarrollo el proceso de revisar/observar/aprobar informes de 17 centrales. • Todos los Coordinado han enviado informe.

7.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante 2020 se desarrollaron auditorías preventivas y correctivas en las SS/EE Zaldívar, Cardones, Maitencillo, Colbún, Temuco, Valdivia y Puerto Montt, fundamentadas en eventos de falla por los que se han visto afectadas. El estado de esas auditorías al cierre de 2020 es el siguiente:

- S/E Maitencillo:
  - Pendiente por parte de Transelec actualización de Guías de maniobras hacia Cardones.
- S/E Zaldívar:
  - Pendientes actividades que requieren calendarizar previa coordinación con Cía. Minera Escondida, para su puesta en servicio y parada de planta de Zaldívar.
- S/E Cardones:
  - Coordinado Minera Candelaria: Normalización paño J2 en desarrollo segunda etapa programada. Debido a situación sanitaria se ha postergado hasta el 2° semestre.
  - Coordinado InterChile: En proceso trabajo de normalización de alarmas de paños J14 y J15, cuyo término fue pospuesto para el 2° semestre.
- SS/EE Temuco, Valdivia y Puerto Montt:
  - CGE debía finalizar actividades en enero 2020, según plan de trabajo, indicó que las terminaría entre marzo y agosto 2020. Pendientes al cierre de 2020.
- SS/EE Primarias de Distribución
  - La SEC solicitó a CGE, ENEL, STS, Frontel y Engie ejecutar auditorías a sus SS/EE primarias de Distribución.
  - En noviembre 2020, la SEC ofició directamente a CGE respecto al estado de avance de la auditoría a SSEE Primarias.
  - En 2021, la auditoría continúa.

PROYECTOS

8.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2020

Durante 2020 se realizó el llamado a licitación de las obras nuevas Decreto 231/2019 y ampliaciones condicionadas Decreto 198/2019. 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 2020.

Proceso	Obras	Empresas Oferentes	Obras Desiertas	Obras adjudicadas
Obras Nuevas DE231/2019 y Ampliaciones Condicionadas DE198/2019	10	9	0	10

8.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2020

- Decreto 171/2020 y relicitación DE418/2017, DE293/2018 y DE198/2019
    - 59 obras de Ampliación
        - Obras Ampliación DE 171 (45 obras)
        - Obras Ampliación Relicitación 2020: DE418, 1 obras (3°); DE293, 8 obras; DE198, 2 obras

- Obras Nuevas y Ampliaciones condicionadas (Decreto 185/2020, 171/2020 y Relicitación 418/2017, 293/2018 y 198/2019):
    - 15 obras nuevas y 12 obras de ampliación
        - Obras Nuevas DE 185 (9 obras)
        - Obras Ampliación DE 171 condicionadas (5 obras)
        - ON y OA Condicionadas Relicitación 2020: DE418, 3 obras nuevas (2°); DE418, 1 obra de ampliación (3°); DE004, 3 obras nuevas (1°); DE293, 6 obras de ampliación (2°).

- Proyecto HVDC Línea Kimal – Lo Aguirre: Decreto 231/2018 y 163/2020
    - 1 Obra Nueva

8.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

8.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Figura 45, se consolida el número de proyectos de transmisión que se encuentran en construcción (considera líneas de transmisión, subestaciones y transformadores de poder) y que cuentan con fecha estimada de interconexión que comprende el período marzo 2021 hasta finales 2023, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

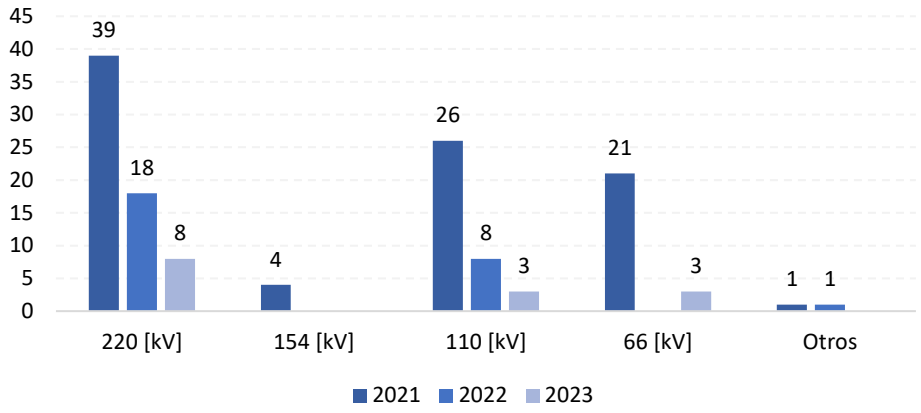

Figura 45: Proyectos de transmisión declarados en construcción.

8.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Figura 46 se muestra la capacidad a interconectar prevista de acuerdo con la carpeta de proyectos de generación con fecha estimada de interconexión que comprende el período marzo 2021 hasta finales de 2023, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

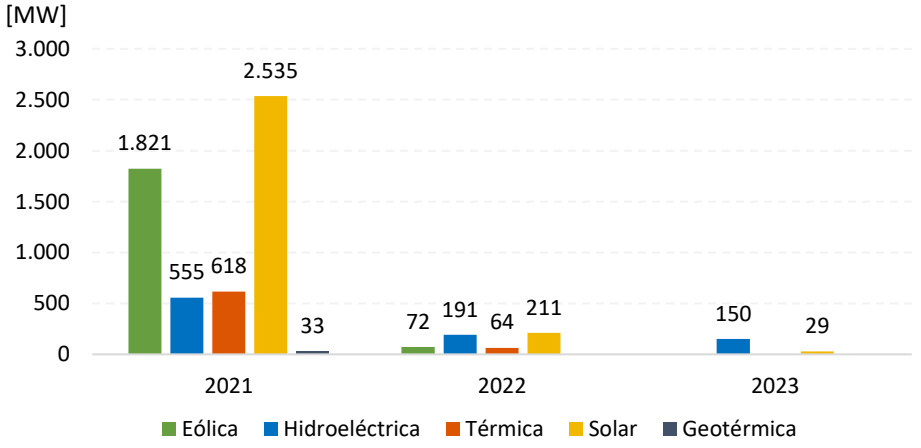

Figura 46: Proyectos de generación declarados en construcción.