

REPORTE DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

(Art 72°-15, Ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

2019



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	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
<hr/>	
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
4.6. CUMPLIMIENTO SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	16
INDICADORES ECONÓMICOS	17
<hr/>	
5.1. NIVELES DE CONGESTIÓN	17
5.2. COSTO MARGINAL	17
5.3. COSTO MEDIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	19
5.4. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES	20
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	22
<hr/>	
6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA	22
6.2. GENERACIÓN ERNC	23
6.3. BALANCE ERNC	23
6.4. RETIROS DE ENERGÍA	24
6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA	24
6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	27
6.7. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO	27
6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES	28
MONITOREO DE LA COMPETENCIA Y CADENA DE PAGOS	31
<hr/>	
7.1. CADENA DE PAGOS	31
7.2. ASPECTOS DE LIBRE COMPETENCIA	31

AUDITORÍAS	32
8.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS	32
8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES	33
PROYECTOS	34
9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN 2018	34
9.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2018.	34
9.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	34
9.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	34
9.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN	35

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 2018.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a diciembre de 2018 alcanzó los 24.611,1 MW, de los cuales el 55,4% es provisto por centrales térmicas y un 27,4% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2018 la capacidad instalada en base a ERNC alcanzó los 4.957,8 MW, lo que equivale al 20,1% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 7% y la energía solar cerca del 10%.

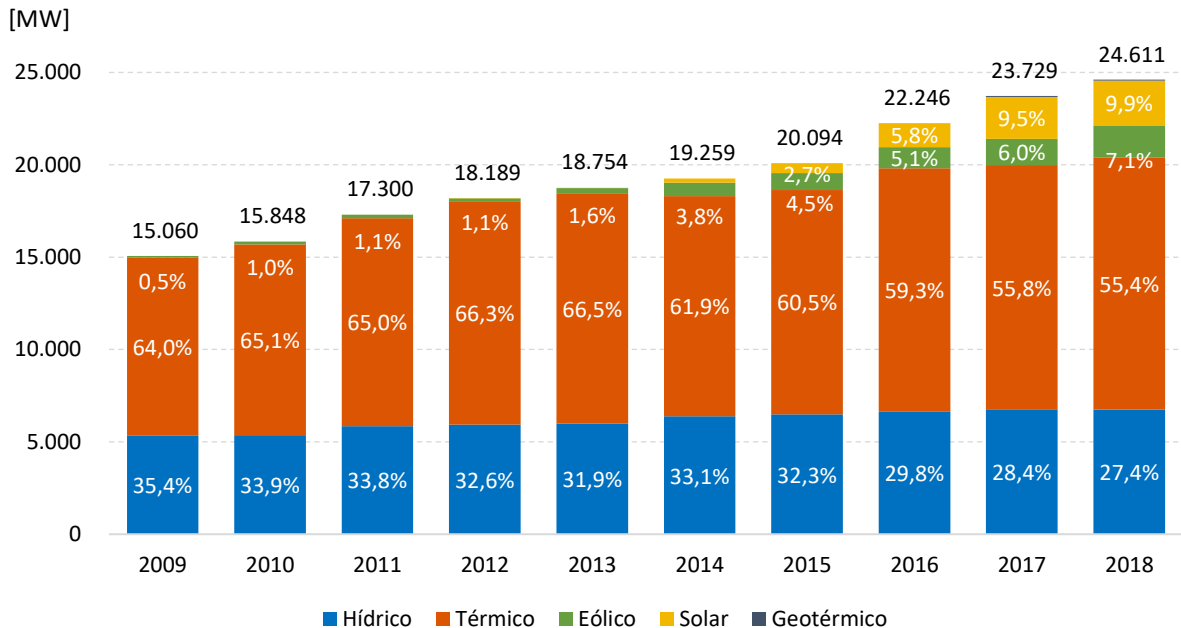


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA

La demanda máxima horaria durante 2018 alcanzó los 10.626,1 MW, un 2,5% mayor que la demanda máxima horaria registrada en 2017. La siguiente tabla presenta un comparativo entre 2018 y 2017 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.

	2017	2018	Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	10.363,2	10.626,1	2,5%
Mínima Horaria [MWh/h]	6.301,9	6.428,6	2,0%
Máxima Diaria [GWh]	226,4	230,1	1,6%

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 2018, 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.

- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Norte Grande | Arica y Parinacota
Tarapacá
Antofagasta | <ul style="list-style-type: none"> • Centro | Valparaíso
Metropolitana
O'Higgins
Maule |
| <ul style="list-style-type: none"> • Norte Chico | Atacama
Coquimbo | <ul style="list-style-type: none"> • 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 2018, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante el año 2018 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 2018.

	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	0,01%	99,99%	0,00%	100,00%
Febrero	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%
Marzo	0,04%	99,96%	0,00%	100,00%
Abril	0,03%	99,96%	0,00%	100,00%
Mayo	0,10%	99,90%	0,01%	100,00%
Junio	0,06%	99,87%	0,07%	100,00%
Julio	0,10%	99,89%	0,01%	100,00%
Agosto	0,04%	99,96%	0,00%	100,00%
Septiembre	0,03%	99,95%	0,02%	100,00%
Octubre	0,09%	99,90%	0,01%	100,00%
Noviembre	0,06%	99,93%	0,00%	100,00%
Diciembre	0,11%	99,89%	0,00%	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

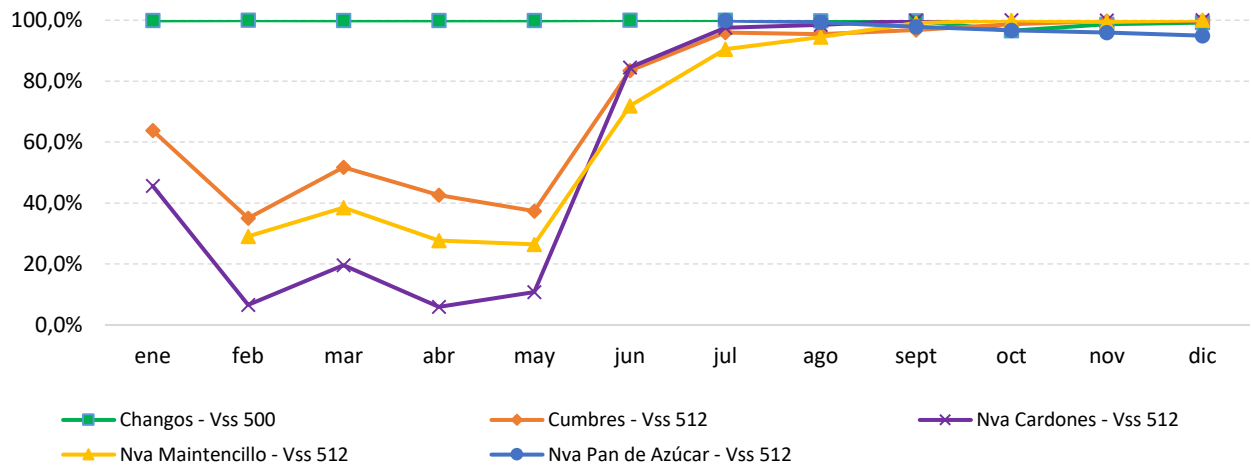


Figura 2: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

Para los indicadores asociados al Subsistema SEN 500 kV Interconexión, se observa durante parte del año un incumplimiento del índice definido, explicado principalmente por sobretensiones que se presentan en la zona y recursos limitados para realizar el control de tensión. Por otro lado, se debe considerar que en junio se actualizaron las tensiones de servicio, por lo que los indicadores mejoraron.

2.2.2. BARRAS EN 500 KV

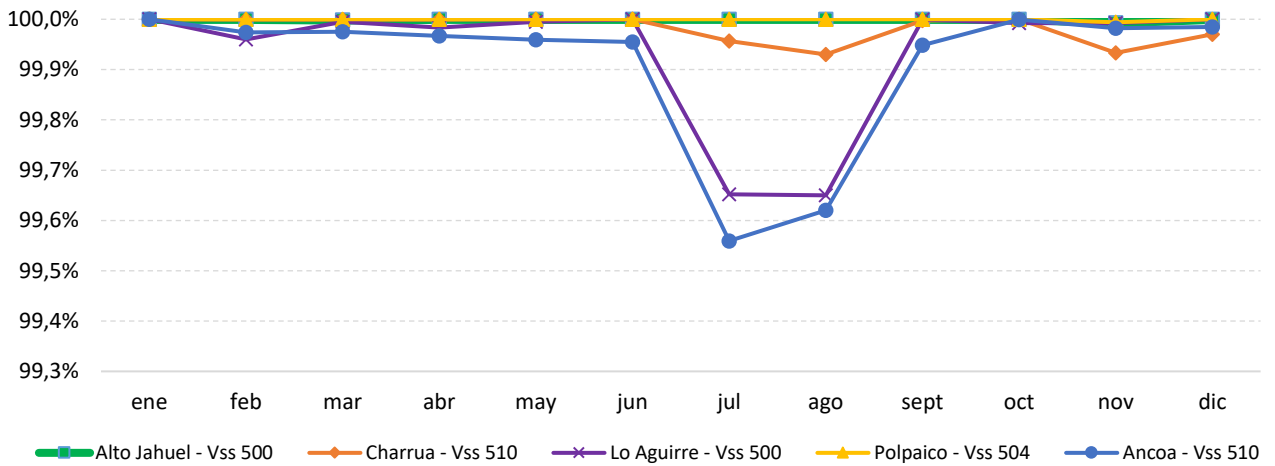


Figura 3: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kv.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

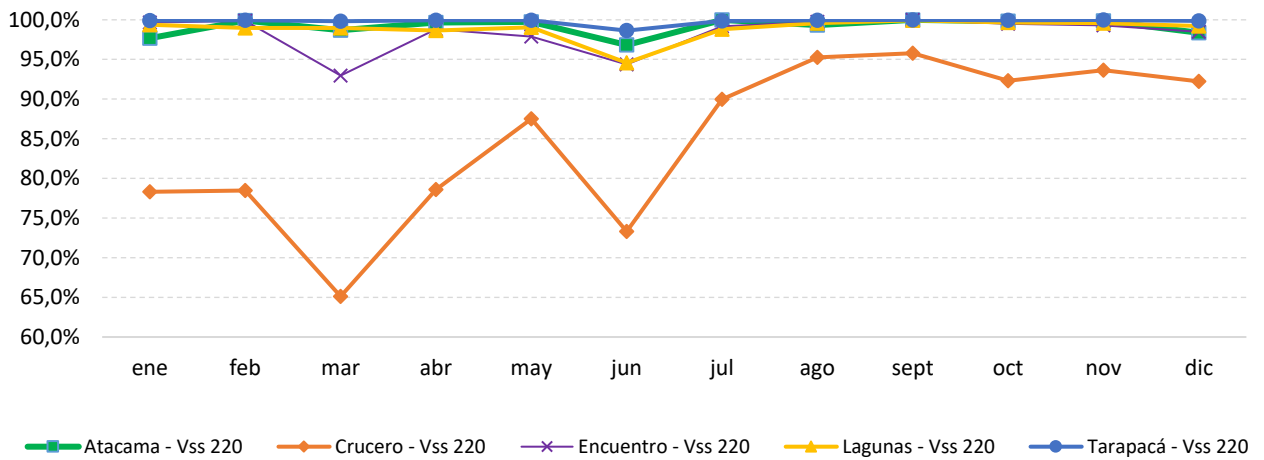


Figura 4: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

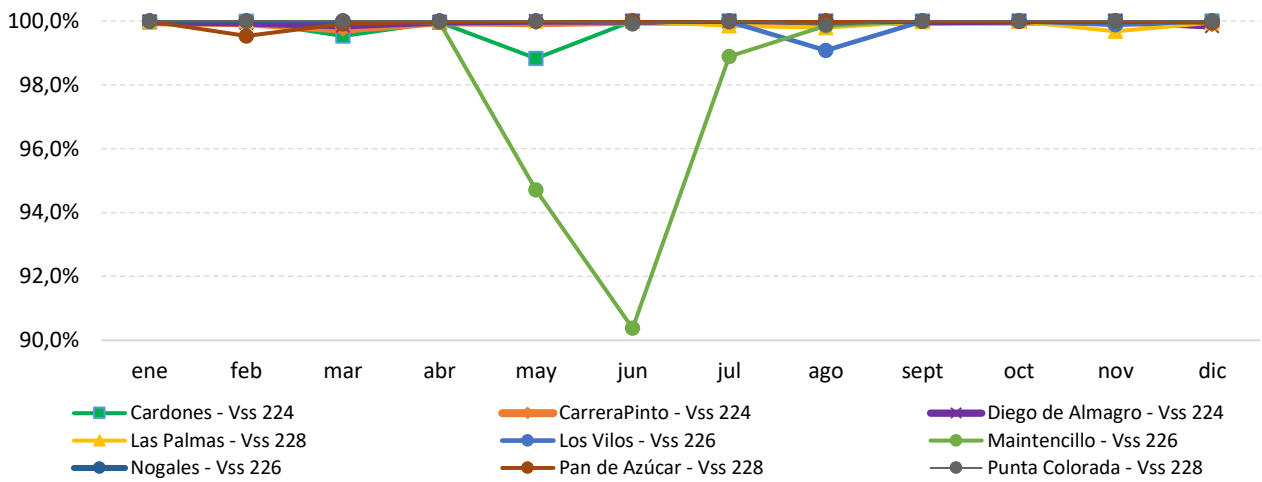


Figura 5: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

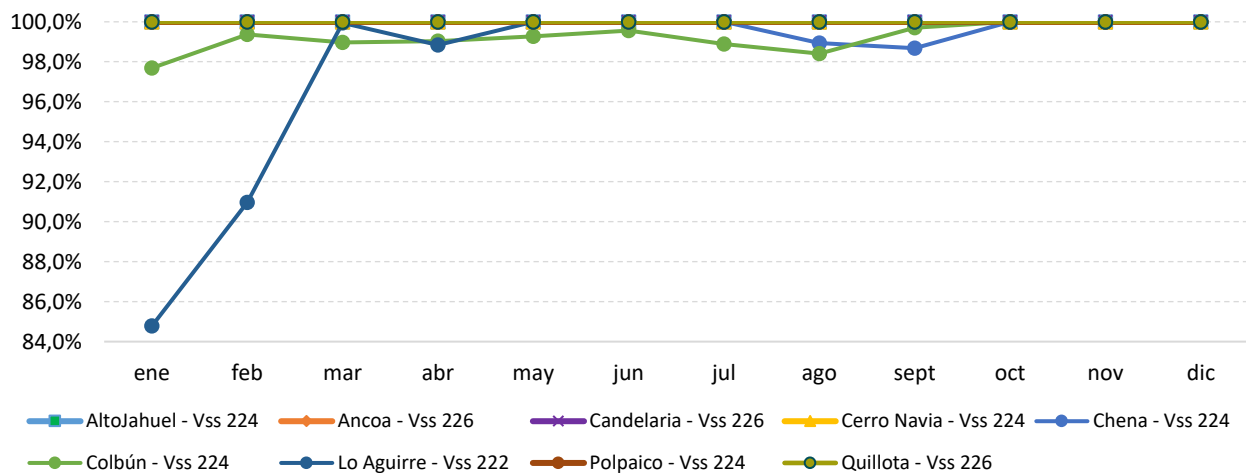


Figura 6: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

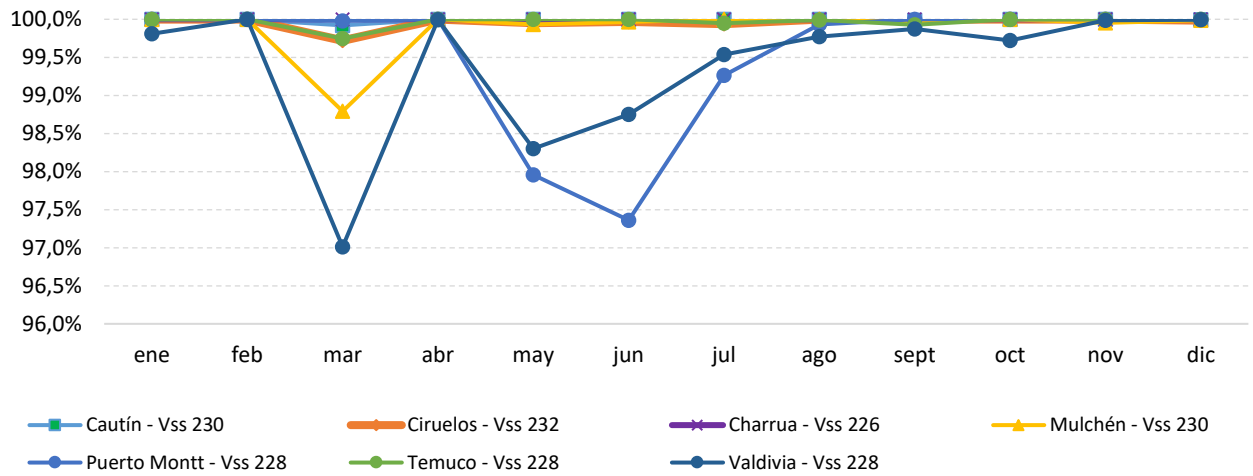


Figura 7: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur.

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:

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

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

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 2018), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

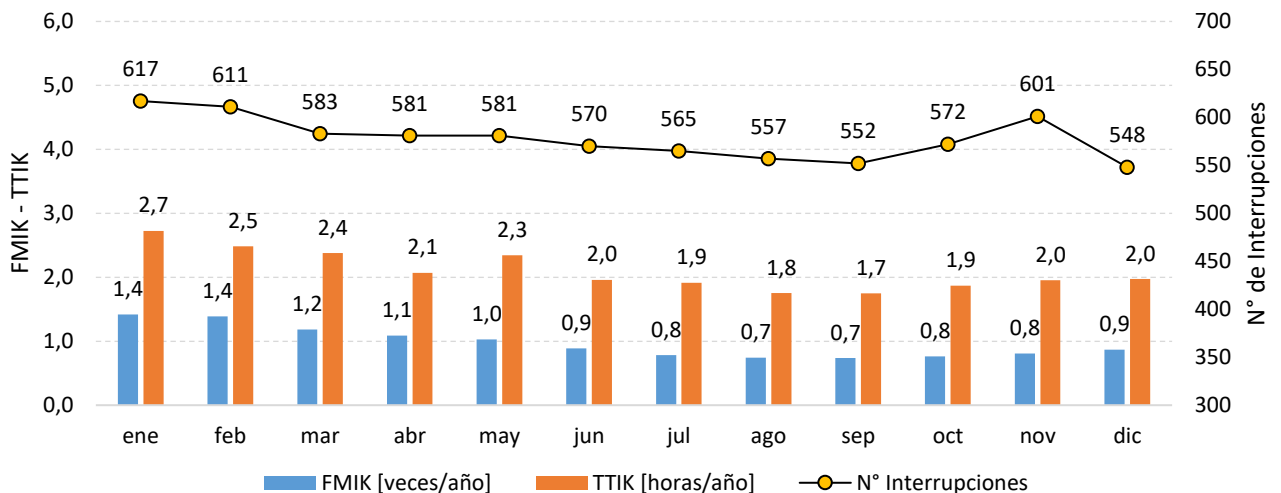


Figura 8: Índices de continuidad SEN 2018

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 2018 alcanzaron 374 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.

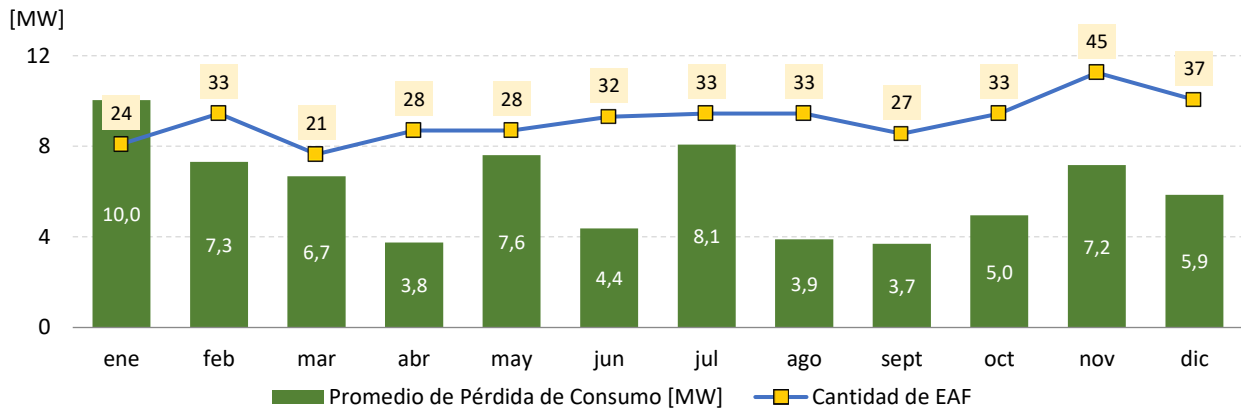


Figura 9: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2018.

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) acumulada a partir del mes de enero de 2018, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2018 del SEN, en base a todos los EAF elaborados.

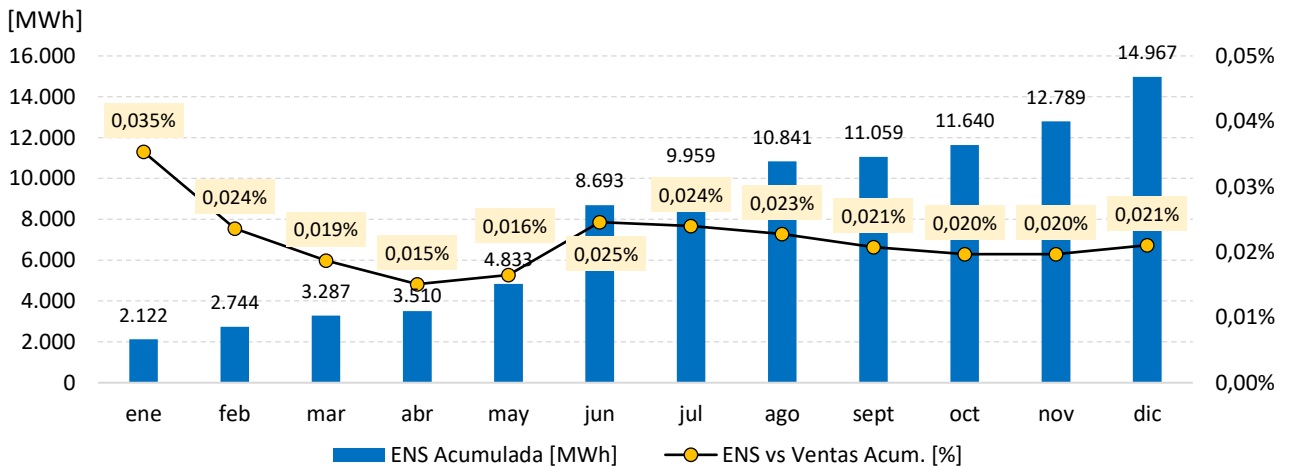


Figura 10: Energía no suministrada acumulada.

3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

Para cada mes de 2018, 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.

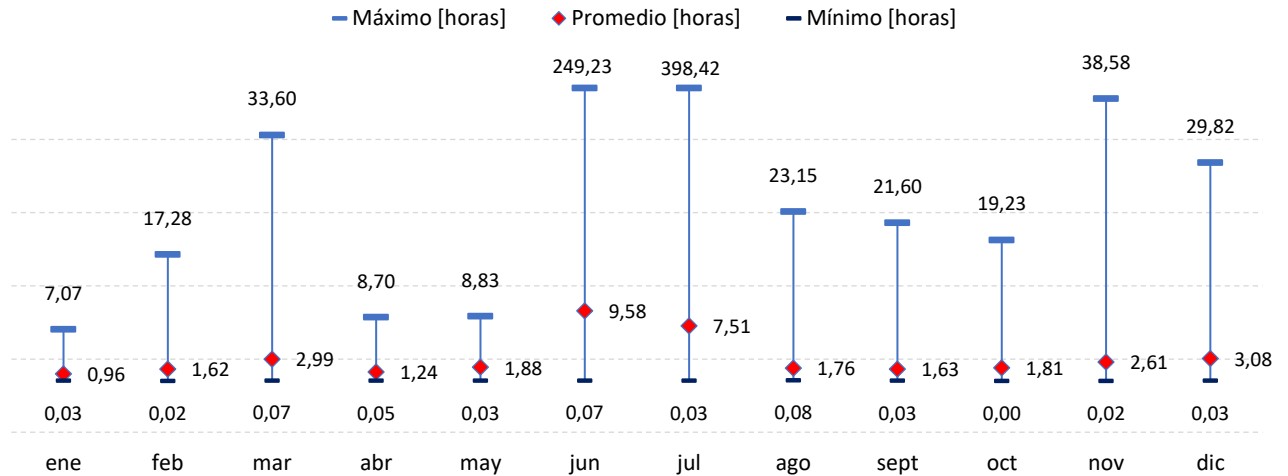


Figura 11: TRS promedio, máximo y mínimo.

Tal como se indicó anteriormente, durante 2018 el número total de Estudios de Análisis de Falla elaborados alcanzó a 374, los que dieron cuenta de un total de 1.174 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 disponible al 31 de diciembre de 2018

Similar al tratamiento efectuado en 2017, para el año 2018 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 5-68 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 01 de enero de 2019.

4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-59 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

HPROg: Horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad programada.

HFORg: Horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad forzada.

FFORg: Frecuencia promedio anual de desconexiones forzadas de la unidad o del parque generador.

Sobre un universo de 494 unidades generadoras disponibles en el SEN al cierre de 2018, se presentan a continuación las estadísticas de cumplimiento asociadas a estos indicadores.

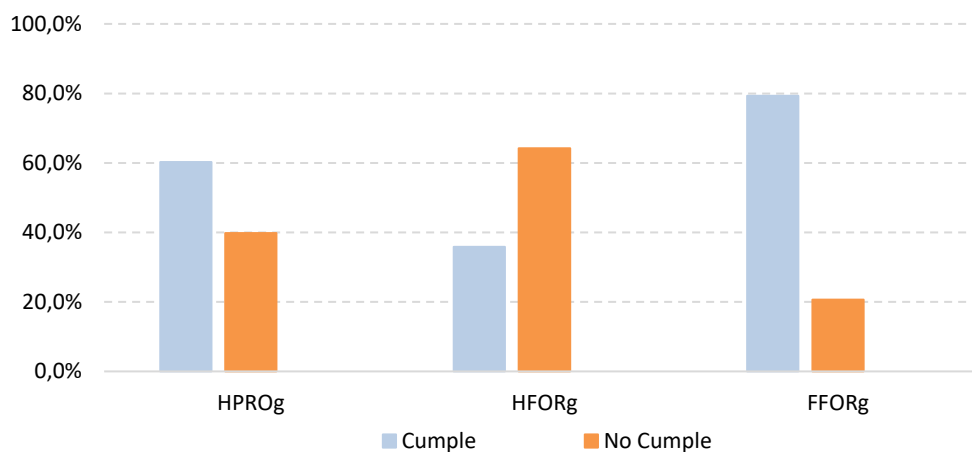


Figura 12: Cumplimiento de Índices de Generación.

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 al artículo 5-60 de la NTSyCS:

- HPROt:** Horas de desconexión promedio anual 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:** Horas de desconexión promedio anual 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:** Frecuencia de desconexiones promedio anual 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 1.316 tramos con índices calculados, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

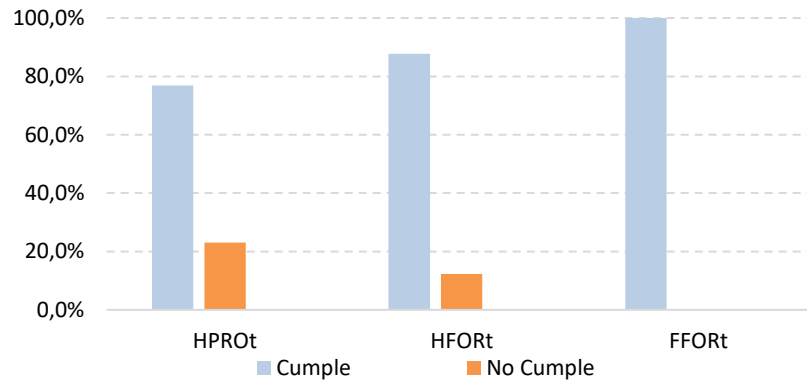


Figura 13: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

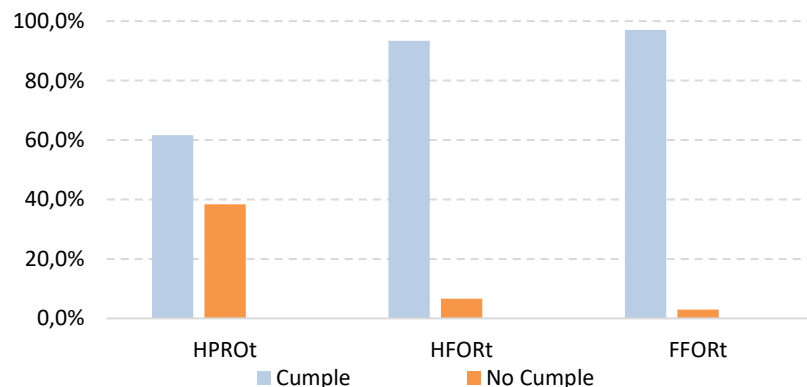


Figura 14: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

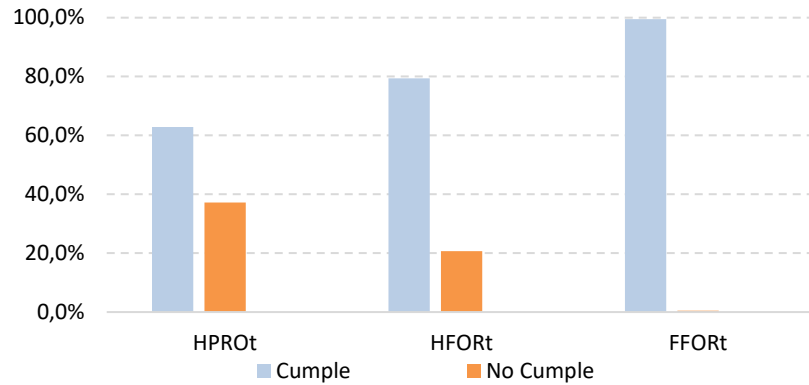


Figura 15: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Siguiendo el mismo criterio expuesto anteriormente, para el caso de los equipos de transformación catastrados en el SEN, siendo un universo de 1.187 transformadores con índices calculados, se tiene lo siguiente:

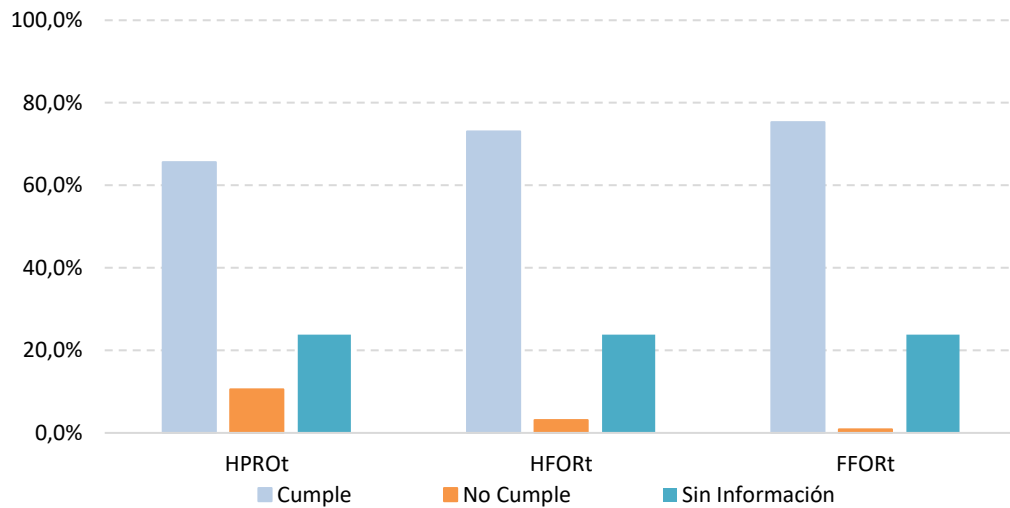


Figura 16: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN (conformados por 294 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores), se tiene:

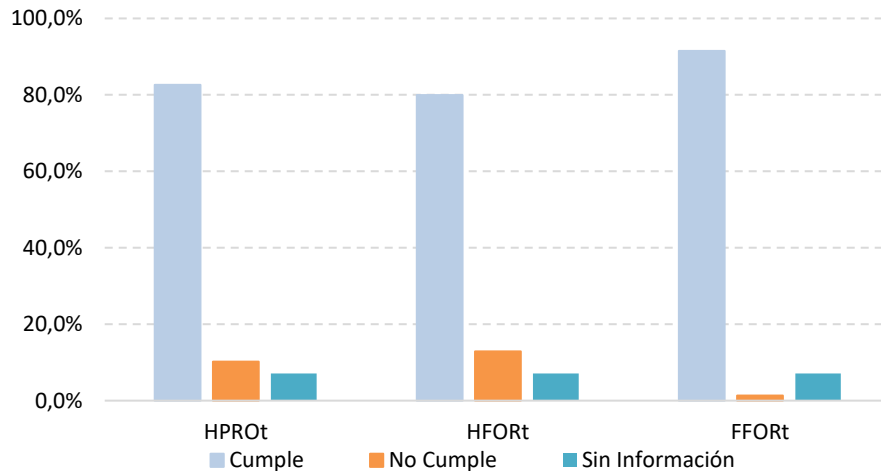


Figura 17: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

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. Para el año 2018, se tiene:

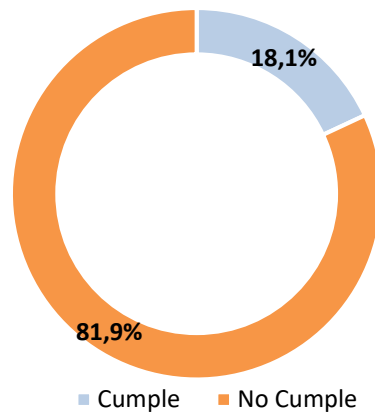


Figura 18: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2018.

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 2018, se tiene:

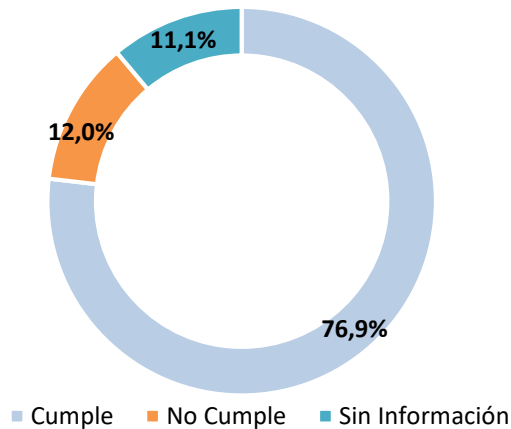


Figura 19: Cumplimiento de actualización del SITR año 2018.

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 2018 es del orden del 77,3%.

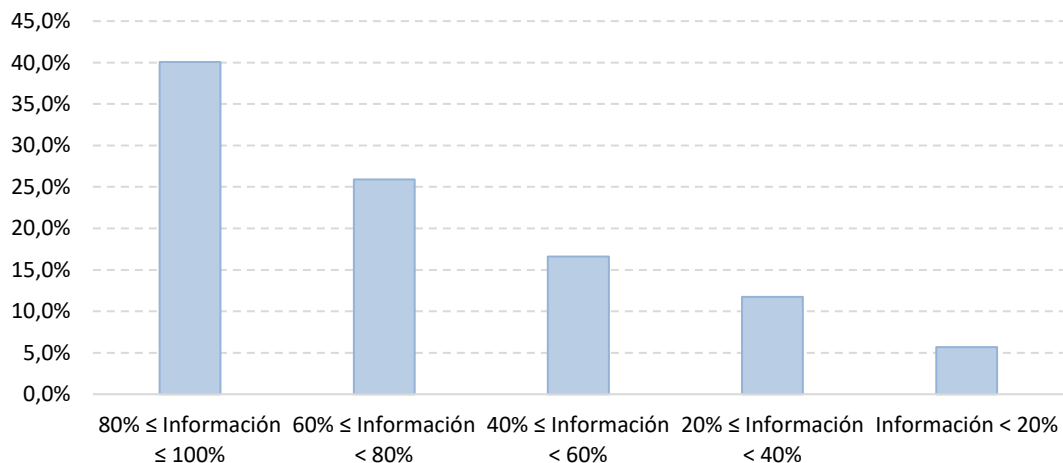


Figura 20: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

4.6. CUMPLIMIENTO SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

De acuerdo a lo dispuesto en los títulos 4-5 de la NTSyCS y 4-4 de la NTCO, las empresas coordinadas deben implementar los esquemas de medida de energía necesarios para los procesos del Coordinador.

Respecto a estas exigencias, a diciembre de 2018, de un universo de 2.898 puntos de medida (en base al Art. 26 del Anexo Técnico – Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas y Art. 7-2 de la NTCO), el 5,4% se encuentra en incumplimiento.

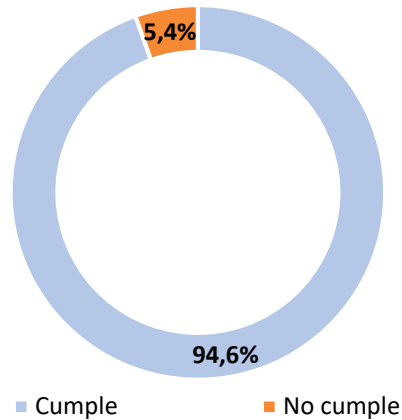


Figura 21: Cumplimiento de Coordinados – Sistema de Medidas

INDICADORES ECONÓMICOS

5.1. NIVELES DE CONGESTIÓN

La siguiente figura muestra las instalaciones de transmisión con mayor cantidad de horas de congestión ocurridas durante el año 2018, junto con el número de ocasiones en las que se detectó ese evento.

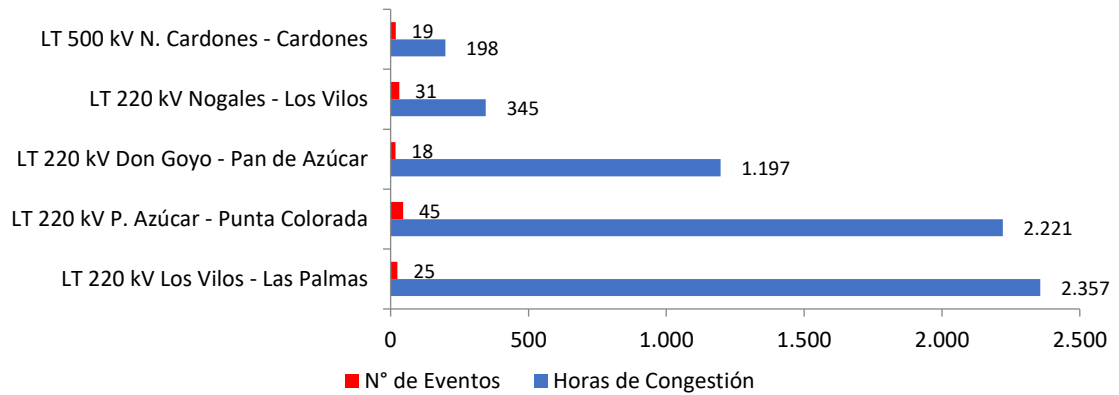


Figura 22: Instalaciones con mayor cantidad de horas de congestión durante 2018.

5.2. COSTO MARGINAL

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

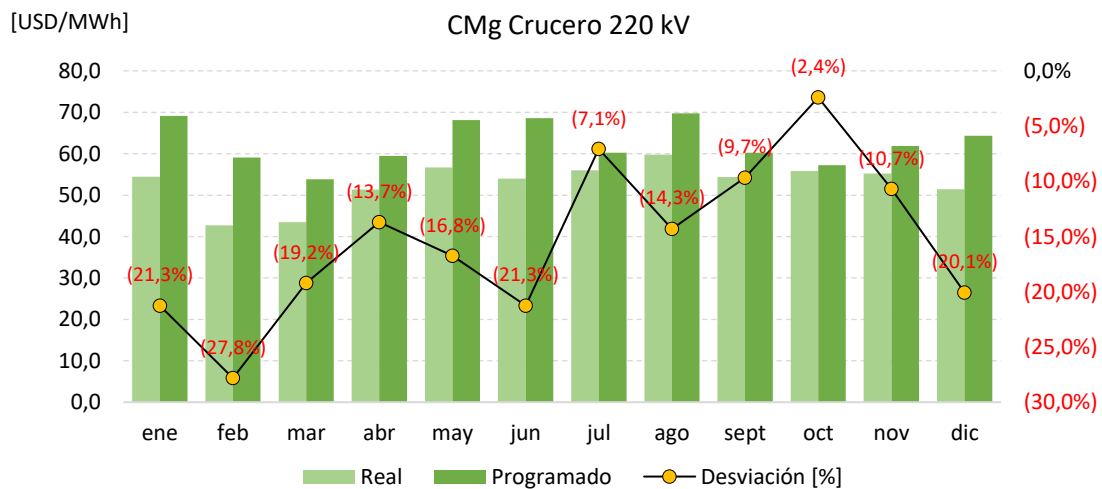


Figura 23: CMg Real vs Programado Mensual Barra Crucero 220 kV.

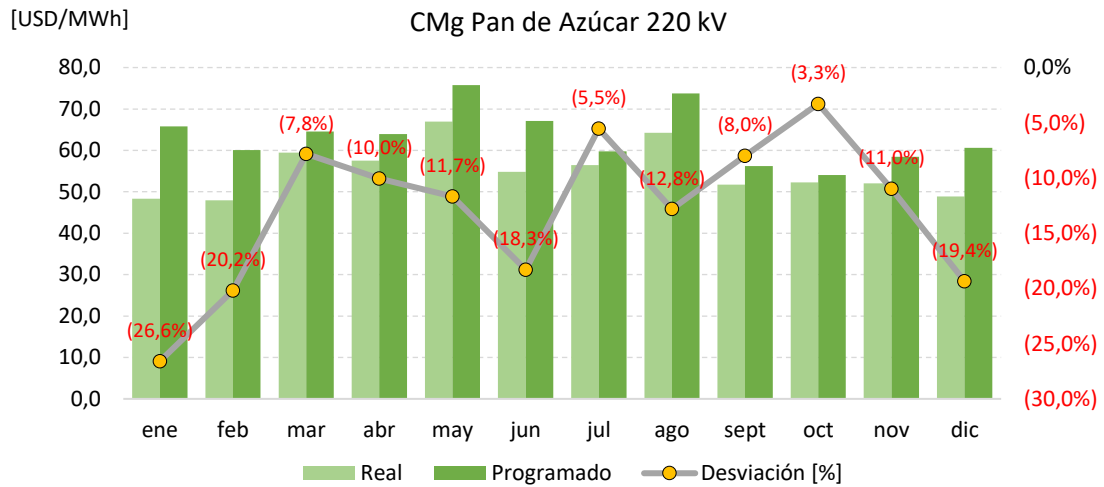


Figura 24: CMg Real vs Programado Mensual Barra Pan de Azúcar 220 kV.

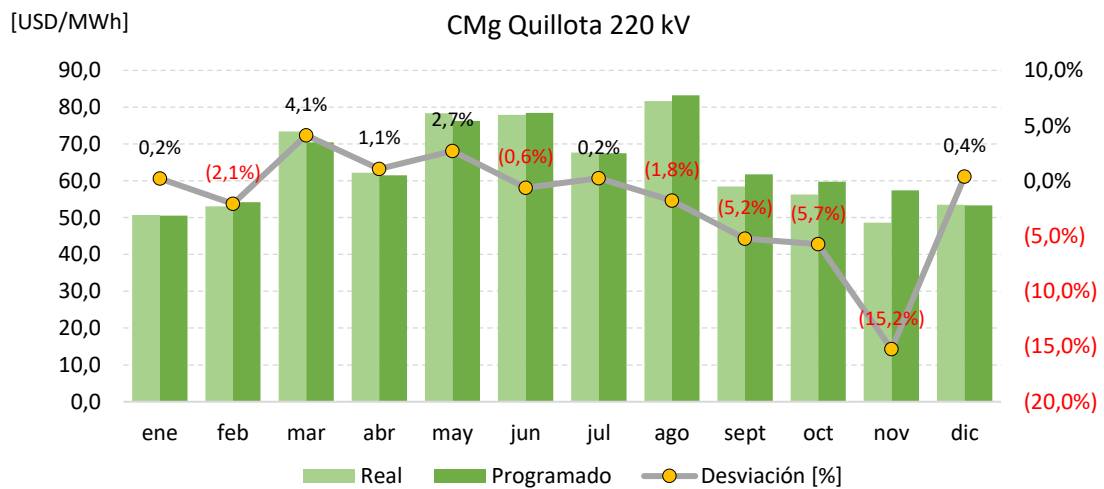


Figura 25: CMg Real vs Programado Mensual Barra Quillota 220 kV.

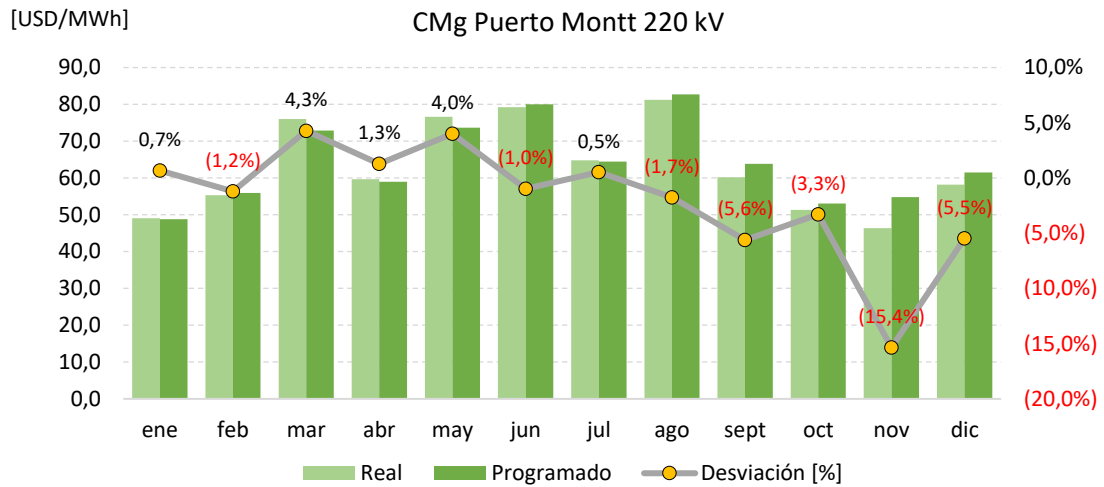


Figura 26: CMg Real vs Programado Mensual Barra Puerto Montt 220 kV.

5.3. COSTO MEDIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El costo medio de operación térmico del Sistema Eléctrico se define como:

$$\text{Costos de Operación [USD]} = \text{Generación [MWh]} * \text{Costo Variable de Operación [USD/MWh]}$$

La siguiente figura presenta el costo medio de operación para el Sistema Eléctrico Nacional durante el año 2018.

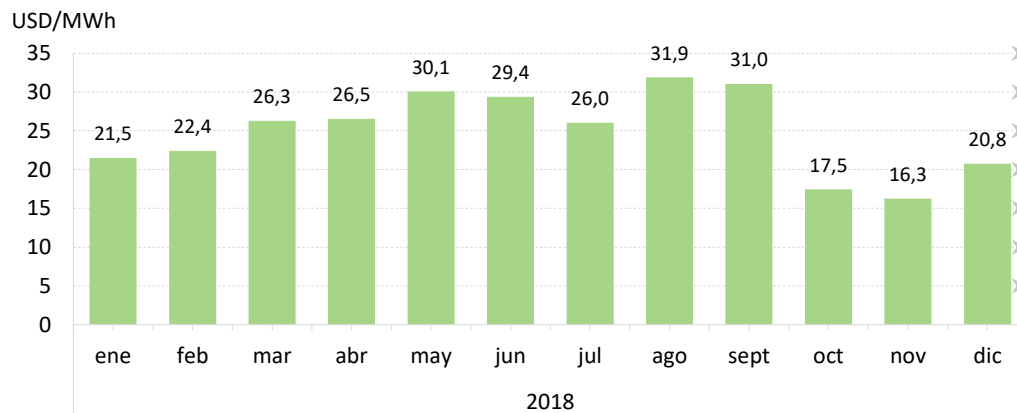


Figura 27: Costo Medio de Operación 2018.

5.4. 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 2019.

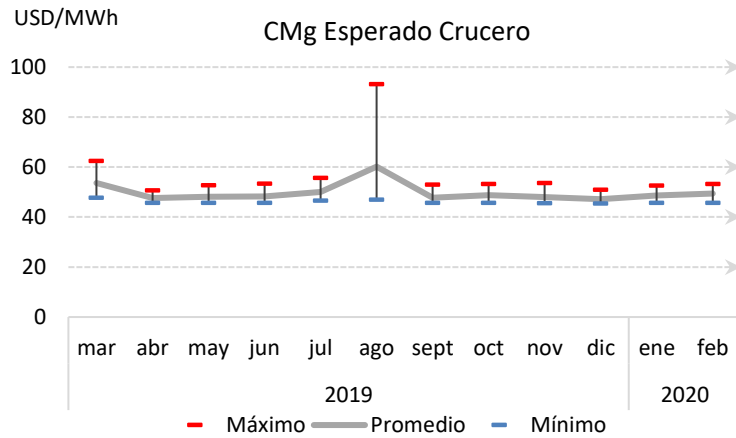


Figura 28: Costo Marginal próximos 12 meses, Crucero 220 kV

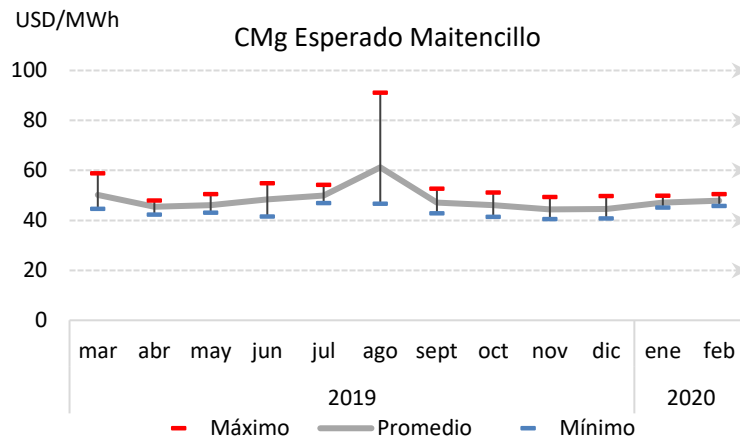


Figura 29: Costo Marginal próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV

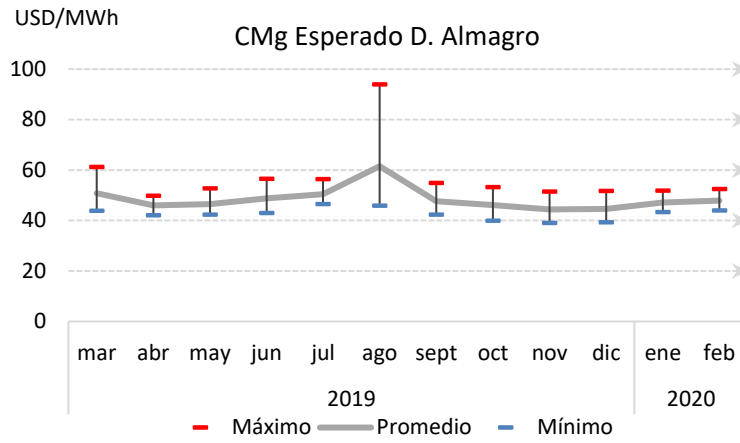


Figura 30: Costo Marginal próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV

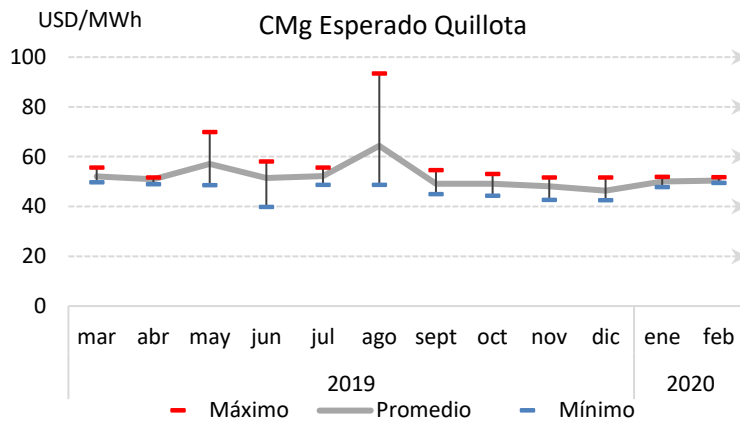


Figura 31: Costo Marginal próximos 12 meses, Quillota 220 kV

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2018 alcanzó los 76.739,5 GWh, mostrando un aumento del 3,4% respecto al año anterior (74.221,9 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de esos 76.739,5 GWh, por tipo de fuente y región.

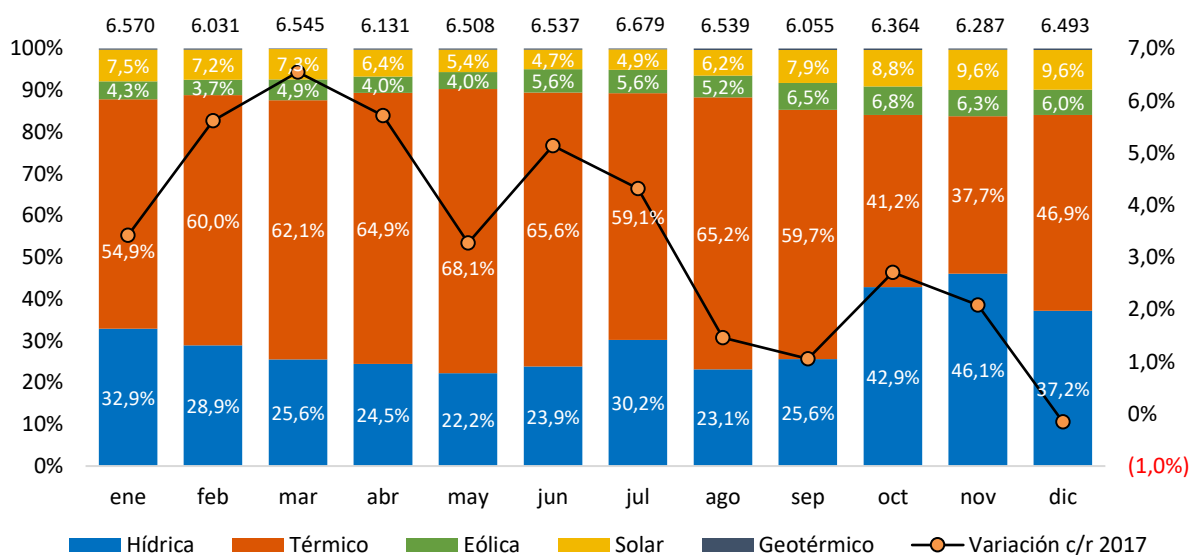


Figura 32: Generación mensual SEN 2018 desagregada por tipo de fuente.

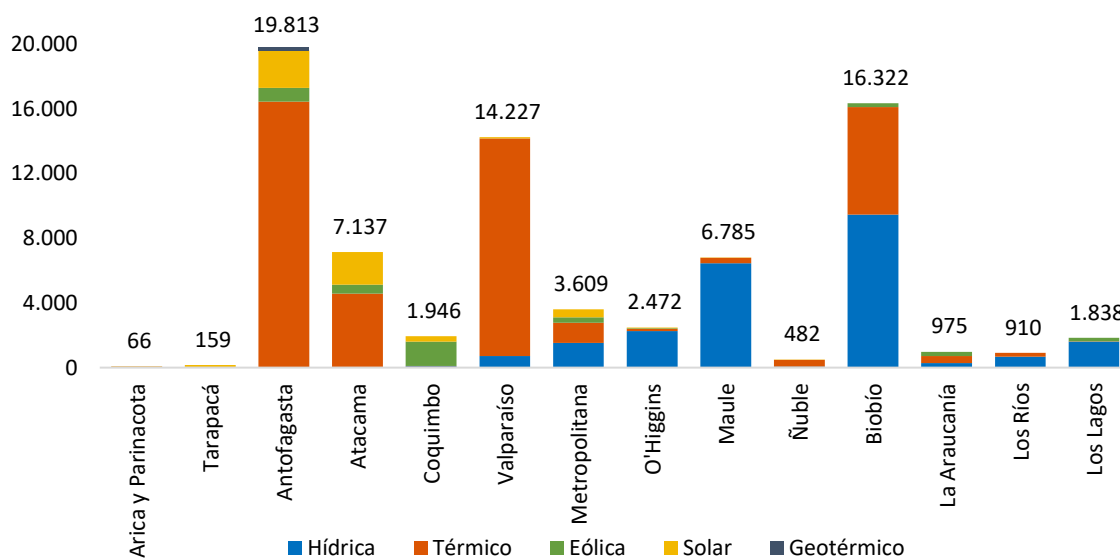


Figura 33: Generación SEN 2018 desagregada por Región y tipo de fuente.

6.2. GENERACIÓN ERNC

La generación de energía renovable (ERNC) en el SEN durante el 2018 alcanzó los 14.044,9 GWh, lo que representa una participación del 18,3% en la generación total, y un aumento del 26,1% respecto a 2017 (11.141,8 GWh en 2017). La mayor contribución a esta generación ER lo representó la tecnología solar, con 5.452,1 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 4.020,7 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ER desagregado por fuente para el año 2018.

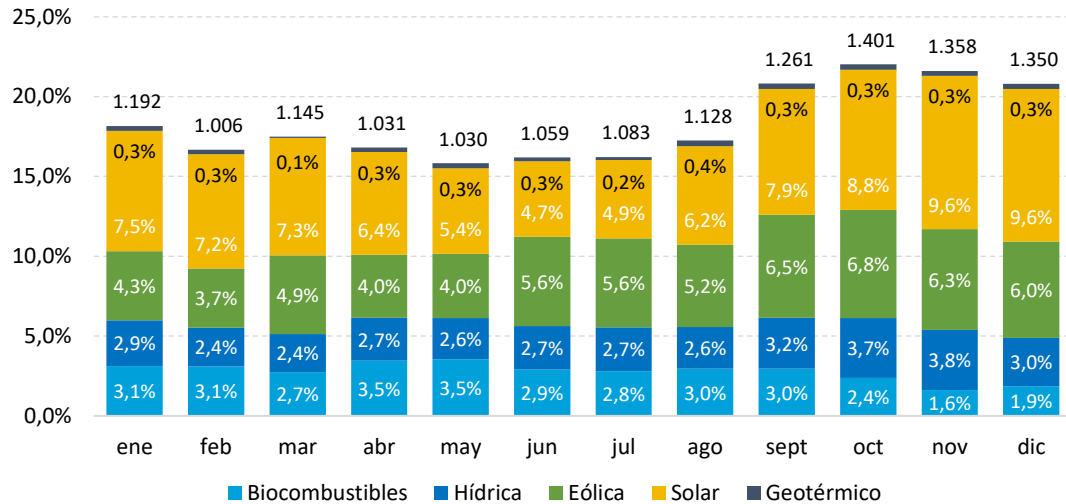


Figura 34: Generación ERNC SEN 2018 desagregada por tipo de fuente.

6.3. BALANCE ERNC

La siguiente figura muestra la inyección de energía mensual reconocida como ERNC por el balance preliminar correspondiente al periodo 2018 desagregada por tipo de fuente, junto con la cuota de obligación a cubrir en cada mes.

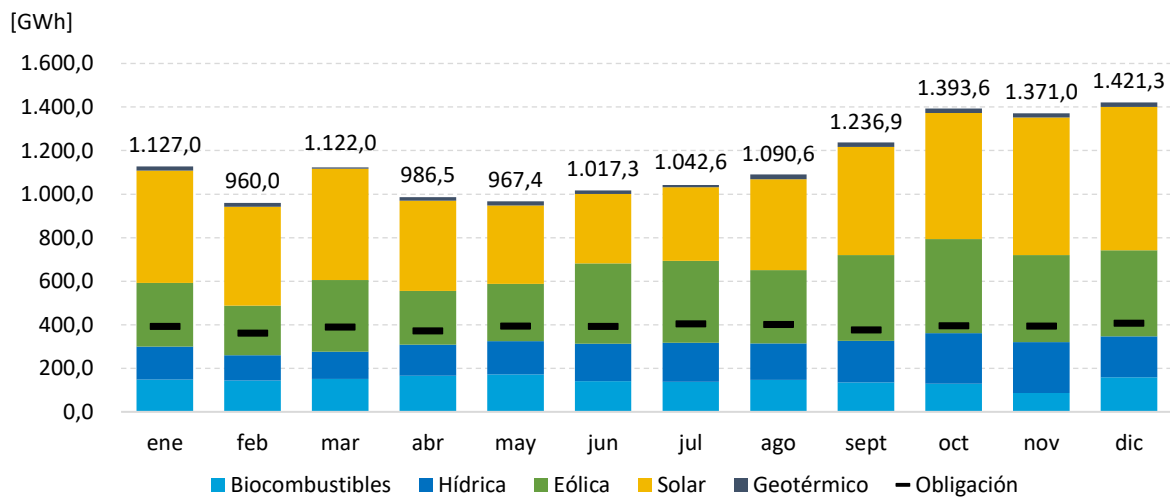


Figura 35: Generación reconocida para acreditación 2018 desagregada por tipo de fuente vs obligación a cubrir según balance ERNC 2018 (preliminar).

6.4. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2018 se retiraron 70.494,4 GWh de energía entre clientes regulados (43,5%) y libres (56,5%), representando un 4,6% de aumento respecto de 2017 (67.396 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial.

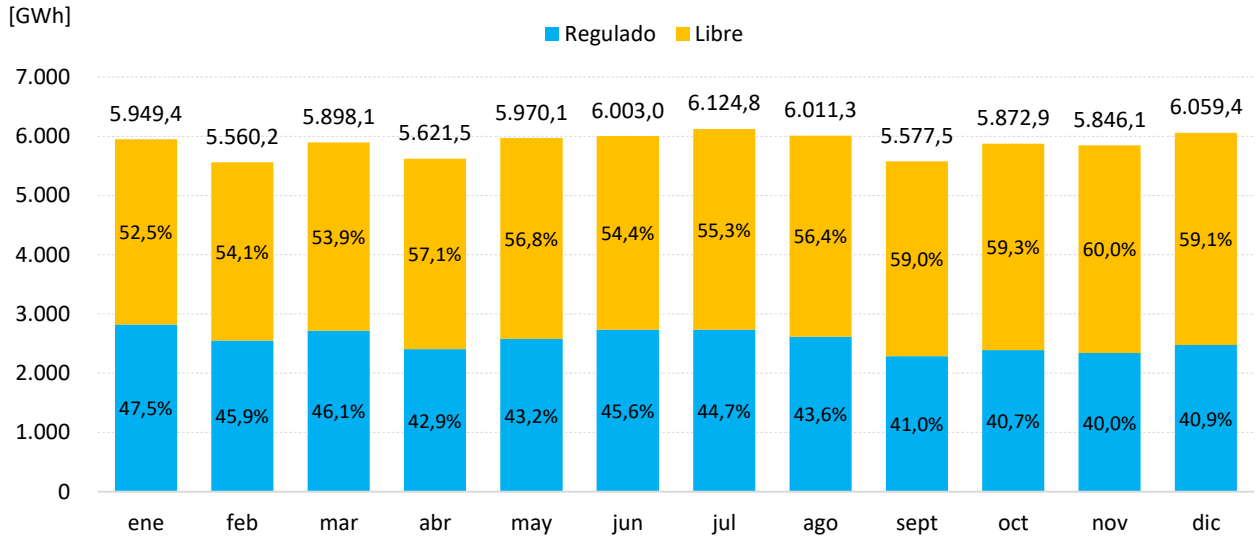


Figura 36: Retiro mensual de energía 2018 por tipo de cliente.

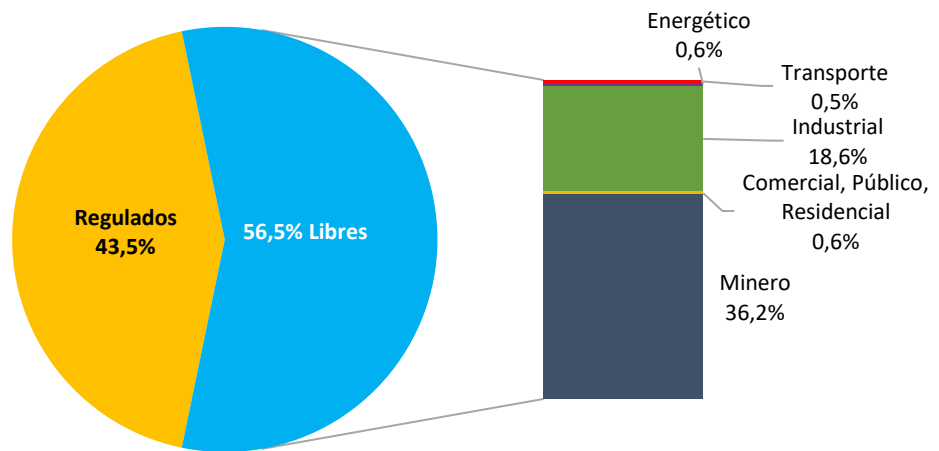


Figura 37: Retiros de energía 2018 por sector industrial.

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 2018, con su respectiva desviación porcentual mensual.

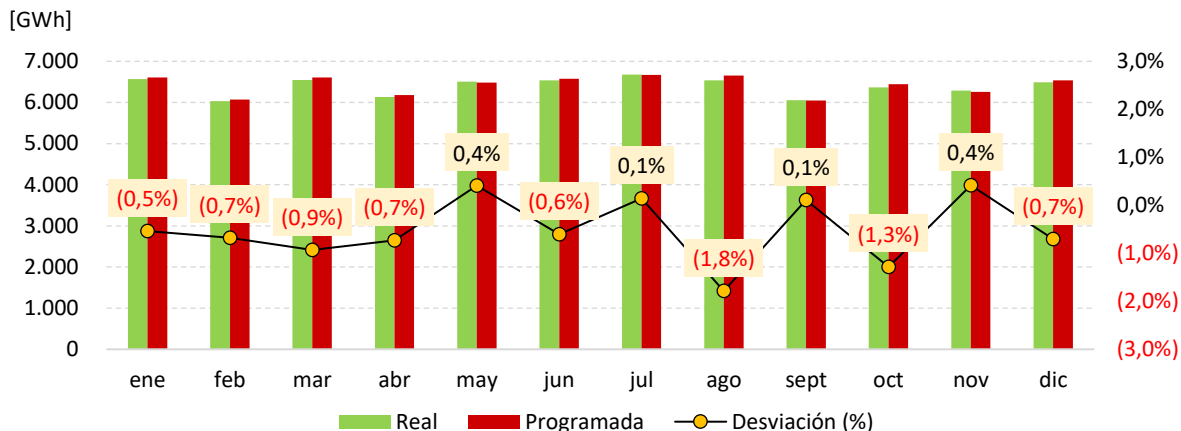


Figura 38: Operación Real vs Programada 2018.

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 2018 con su respectiva desviación porcentual.

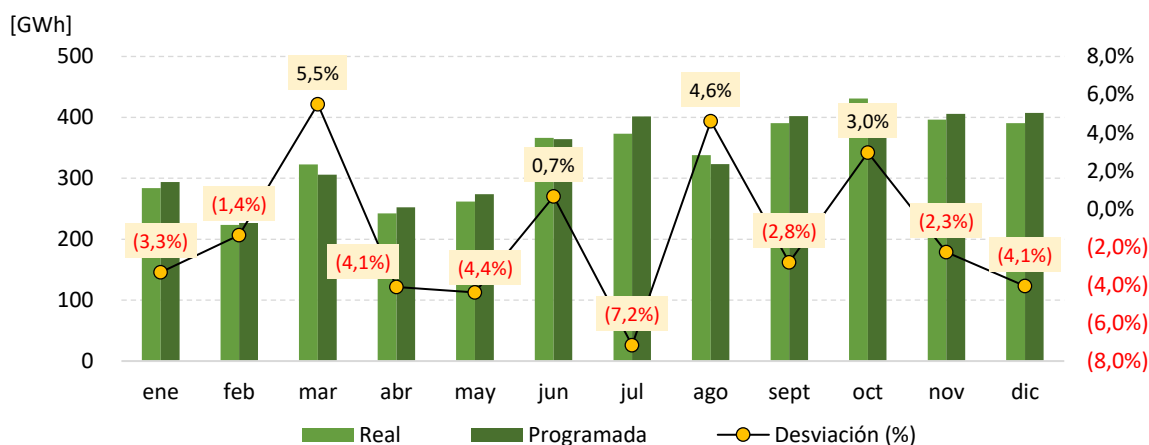


Figura 39: Operación Real vs Programada, Eólica 2018.

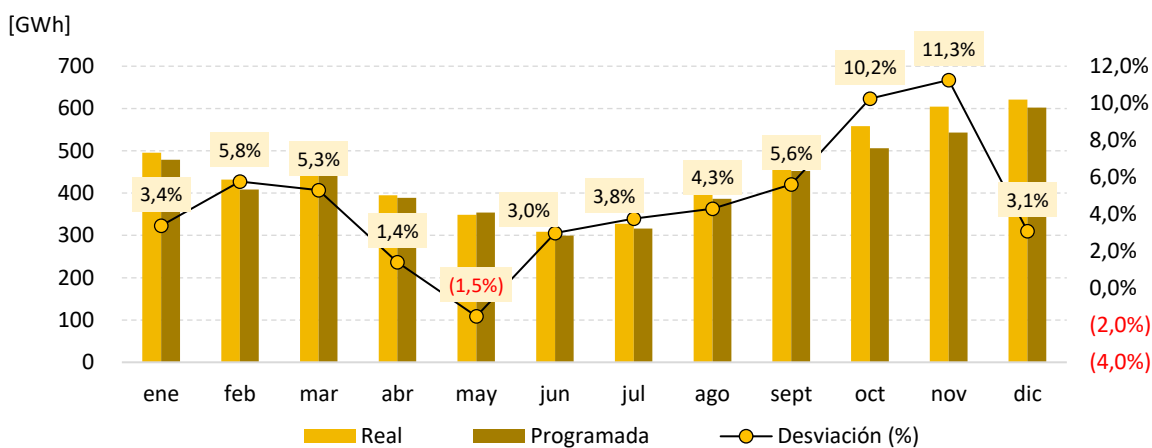


Figura 40: Operación Real vs Programada, Solar 2018.

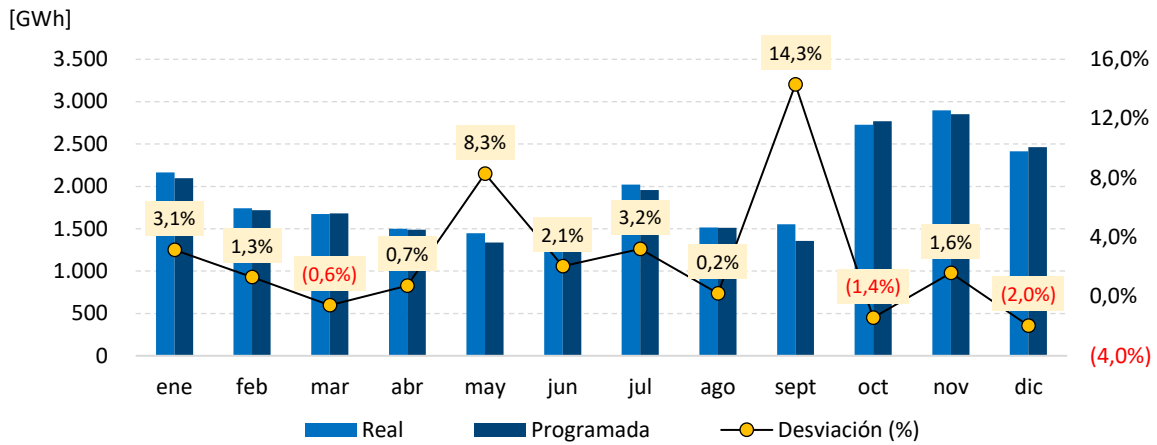


Figura 41: Operación Real vs Programada, Hídrico 2018.

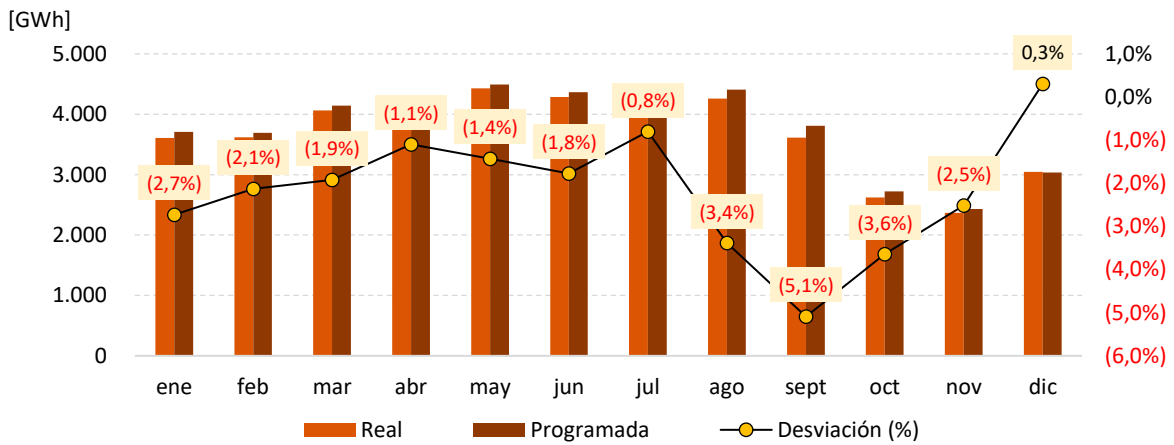


Figura 42: Operación Real vs Programada, Térmico 2018.

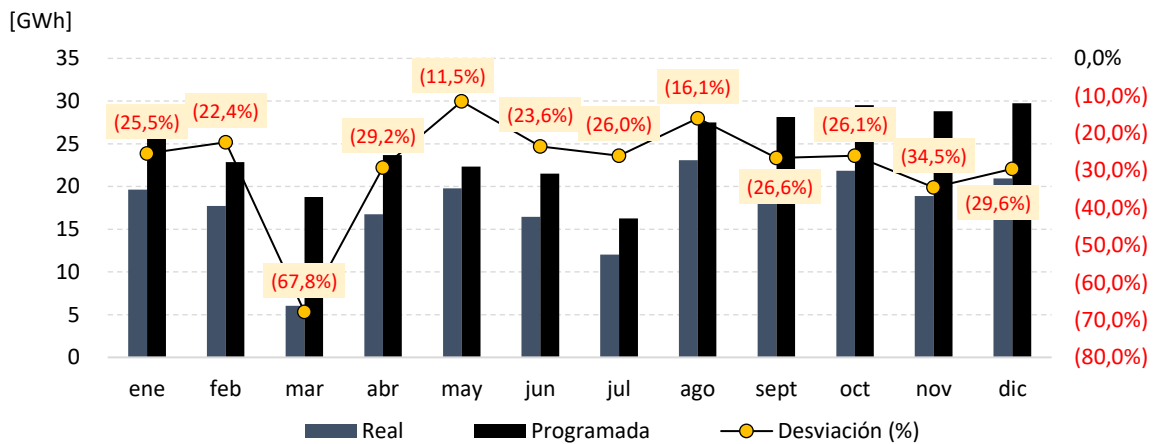


Figura 43: Operación Real vs Programada, Geotérmico 2018.

6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Durante el año 2018 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 2018, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 3: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2018.

Central	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
Nueva Renca	4	310,2	02-ene	05-ene
Quintero	9	127,3	11-ene	19-ene
Bocamina	5	109,1	12-ene	16-ene
Campiche	22	241,8	14-ene	04-feb
Guacolda 5	9	127,7	05-feb	13-feb
Colbún	32	228,5	12-feb	15-mar
Pangue	11	225,0	19-feb	01-mar
Candelaria	6	122,7	26-feb	03-mar
Cochrane	24	224,1	28-feb	23-mar
Antuco	7	160,0	05-mar	11-mar
Candelaria	5	127,8	05-mar	09-mar
Pehuenche	11	275,0	06-mar	16-mar
Guacolda 1	3	137,1	07-mar	09-mar
Pangue	12	225,0	12-mar	23-mar
Guacolda 2	6	139,3	12-mar	17-mar
Colbún	31	228,5	15-mar	14-abr
Termoeléctrica Hornitos	29	150,7	18-mar	15-abr
Pehuenche	11	275,0	20-mar	30-mar
Nehuenco II	4	384,1	29-mar	01-abr
Antuco	59	160,0	03-abr	31-may
Angostura	17	138,6	09-abr	25-abr
Nehuenco I	4	327,4	13-abr	16-abr
Nueva Tocopilla	17	123,0	16-abr	02-may
Angostura	17	138,6	02-may	18-may
Termoeléctrica Tocopilla	8	331,7	02-may	09-may
Guacolda 1	6	137,1	27-may	01-jun
Cochrane	18	224,1	05-jun	22-jun
El Toro	10	112,5	06-jun	15-jun

Central	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
Guacolda 2	3	139,3	07-jun	09-jun
Guacolda 4	3	137,7	11-jun	13-jun
Termoeléctrica Mejillones	3	148,1	13-jun	15-jun
El Toro	13	112,5	18-jun	30-jun
Nueva Renca	4	301,7	30-jun	03-jul
San Isidro II	3	372,9	30-jun	02-jul
El Toro	0	112,5	03-jul	02-jul
Chacayes	20	111,7	16-jul	04-ago
Termoeléctrica Tocopilla	2	104,2	19-jul	20-jul
Angamos	19	276,9	25-jul	12-ago
Termoeléctrica Mejillones	46	159,6	05-ago	19-sept
Guacolda 3	10	137,1	09-ago	18-ago
Termoeléctrica Tocopilla	19	104,2	14-ago	01-sept
Nehuenco I	10	210,2	15-ago	24-ago
Angamos	16	281,3	19-ago	03-sept
La Higuera	19	155,0	22-ago	09-sept
Guacolda 4	7	139,1	26-ago	01-sept
Guacolda 2	4	142,9	04-sept	07-sept
Termoeléctrica Tocopilla	4	232,2	10-sept	13-sept
Kelar	7	406,5	24-sept	30-sept
Ventanas 1	10	113,4	30-sept	09-oct
Nehuenco II	26	384,1	01-oct	26-oct
Kelar	6	455,5	01-oct	06-oct
Cardones	5	154,2	08-oct	12-oct
Guacolda 2	5	142,9	10-oct	14-oct
Termoeléctrica Mejillones	66	237,6	11-oct	15-dic
El Toro	10	112,5	18-oct	27-oct
San Isidro II	3	372,9	20-oct	22-oct
Candelaria	19	127,8	28-oct	15-nov
Nehuenco I	22	327,4	12-nov	03-dic
Guacolda 1	5	142,9	26-nov	30-nov
Bocamina II	16	322,5	28-nov	13-dic
Guacolda 5	9	131,7	11-dic	19-dic

6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES

Para el período marzo 2019 – febrero 2020, 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 2019: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.

- Abril 2019 – febrero 2020: 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 27 de febrero de 2019.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario:

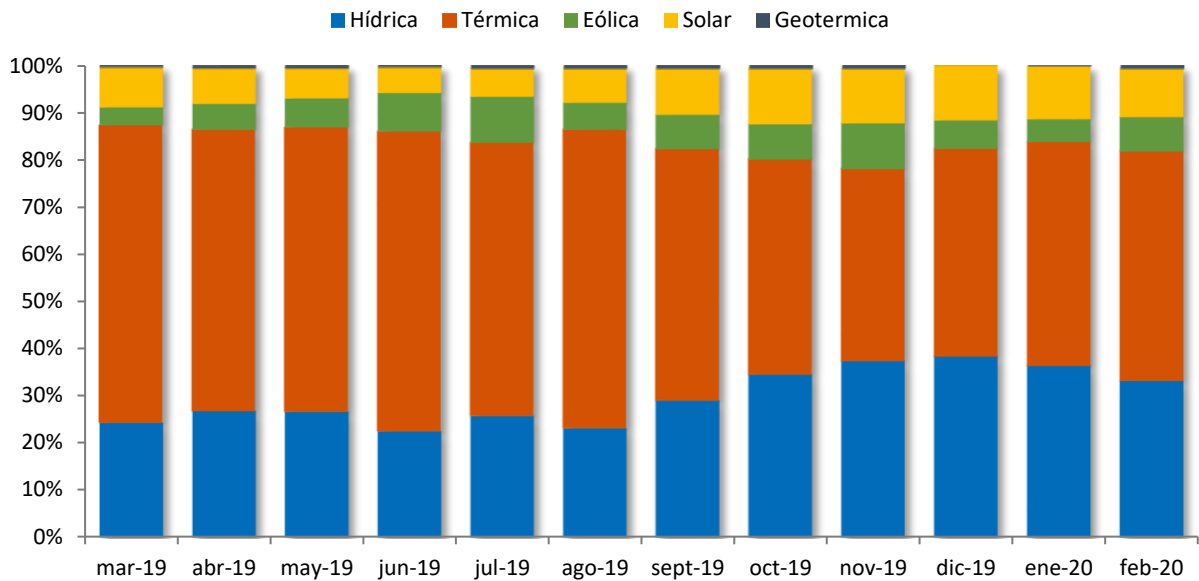


Figura 44: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología seca.

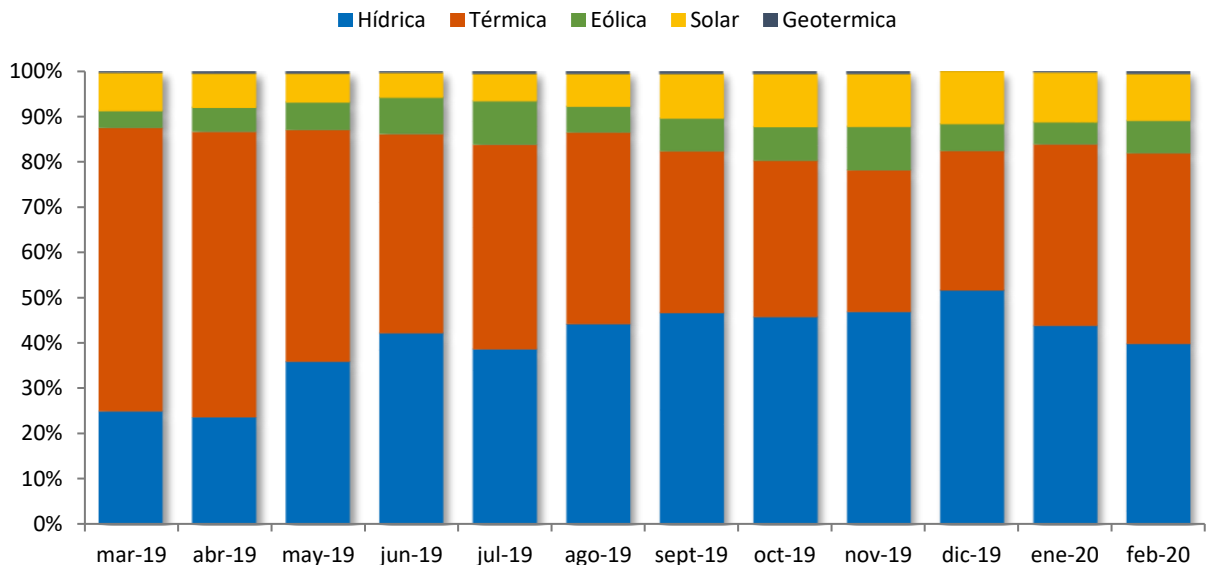


Figura 45: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología media.

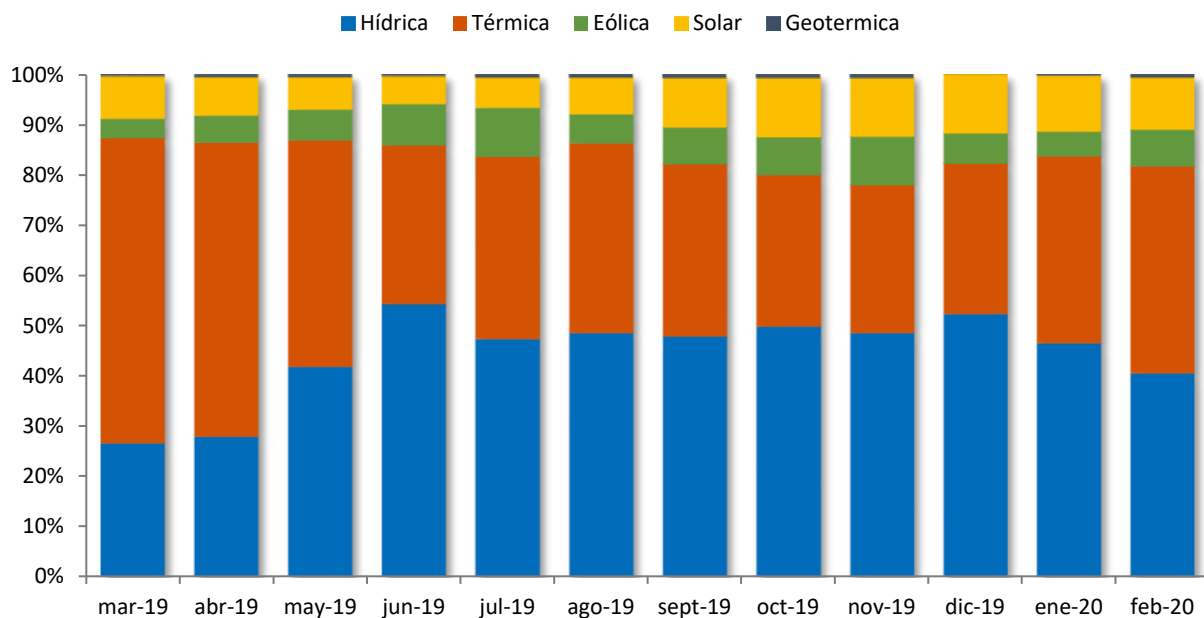


Figura 46: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología húmeda.

La Tabla 4 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses marzo 2019 a febrero 2020.

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

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	29,7%	40,2%	44,1%
Térmica	54,2%	43,4%	39,2%
Eólica	6,8%	6,8%	6,8%
Solar	8,9%	8,9%	8,9%
Geotérmica	0,4%	0,4%	0,4%

MONITOREO DE LA COMPETENCIA Y CADENA DE PAGOS

7.1. CADENA DE PAGOS

En lo referido al monitoreo de la cadena de pagos entre empresas participantes de transferencias económicas, durante 2018 el Coordinador desarrolló el Sistema Portal de Pagos, el cual se puso en explotación durante el segundo semestre. En la actualidad, todos los cuadros de pagos que elabora la Gerencia de Mercados son publicados por medio del Sistema Portal de Pagos, y es a partir de dicho sistema que las empresas emiten las facturas que corresponda según su posición en cuadro de pago asociado a cada concepto. A la fecha este Sistema no ha sido utilizado como único medio para cumplir con la función del monitoreo de la cadena de pagos, dado que su puesta en marcha ha resultado más extensa de lo planificado, debido a adecuaciones a la nueva normativa, adaptaciones de los sistemas de facturación de las empresas Coordinadas necesarias para interactuar con el sistema en cuestión, así como la carga de información histórica correspondiente al año 2018, que están realizando las empresas Coordinadas. Una vez verificada tanto la completitud de la información cargada, como la utilización de parte de todas las empresas Coordinadas del Sistema Portal de Pagos, será la herramienta principal para llevar a cabo la función en comento.

Desde el año 2017 a la fecha, este Coordinador ha estado llevando a cabo esta función de monitoreo de la cadena de pagos, periodo dentro del cual se han presentado 113 casos en donde empresas Coordinadas reportaron alguna situación de incumplimiento del plazo de pago establecido en el texto refundido del “Procedimiento de Cálculo y Determinación de las Transferencias Económicas de Energía”, aprobado por la Res. Exta. N° 669 de la CNE. La mayoría de esos casos sido resuelto en plazos acotados.

Sin embargo, en algunos casos se ha recibido más de alguna notificación de atraso por parte de una empresa en particular, contemplando el proceso de regularización, en primer lugar, el envío de una comunicación a la empresa en atraso requiriendo los antecedentes que permitan verificar que ha dado cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente.

En el caso de que la conducta y la situación de impago no sea resuelta, este Coordinador ha considerado pertinente, como parte del proceso, consultar a las demás empresas Coordinadas en relación a la empresa en atraso, de tal manera de recabar mayores antecedentes sobre el incumplimiento de la empresa en cuestión. De esta forma, si se concluye la necesidad de comunicar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, se realiza esa comunicación, situación que ha ocurrido en una oportunidad (cartas DE02820-18, DE03119-18, DE03694-18 y DE05947-18).

7.2. ASPECTOS DE LIBRE COMPETENCIA

Conforme lo estipula el “Procedimiento Interno sobre Monitoreo de la Competencia” del Coordinador, su unidad de Monitoreo de la Competencia elabora anualmente un Informe 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”. Este Informe además de ser publicado en el sitio web del Coordinador, es enviado al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Fiscalía Nacional Económica.

AUDITORÍAS

8.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS

Durante el año 2018 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 2018.

Auditoría	Unidades Aprobadas
Consumo Específico Neto	Del Programa de Pruebas de CEN informado a los Coordinados en marzo de 2018, que contenía pruebas a 27 Unidades, el estado es el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas realizadas: 13 centrales • Pruebas pendientes: 10 centrales. • Pruebas canceladas: 4 centrales. • En 2019 se continuará el programa de pruebas.
Potencia Máxima	Del Programa de Pruebas de Pmáx informado a los Coordinados en marzo de 2018, que contenía pruebas a 39 Unidades, el estado es el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas realizadas: 25 centrales. • Pruebas pendientes: 9 centrales. • Pruebas canceladas: 5 centrales. • En 2019 se continuará el programa de pruebas.
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> • 24 Coordinados no han cumplido con la entrega de los respectivos informes, lo cual corresponde a 39 Centrales. • De las 252 Centrales que enviaron sus informes al Coordinador: 10 se encuentran publicados en la página web, 233 se encuentran en proceso de revisión de admisibilidad previo a publicar en la página web y 9 se encuentran a espera que se apruebe el Informe de Mínimo Técnico antes de iniciar su revisión. • Plan de trabajo continúa en 2019.
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> • Actualmente se encuentran aprobados los informes de Mínimo Técnico de 247 Centrales. • Se encuentra en desarrollo el proceso de revisar/observar/aprobar los informes de Mínimo Técnico asociados a 38 centrales. • Plan de trabajo continúa en 2019.

8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante 2018 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 2018 es:

- S/E Maitencillo:
 - Informe final se envió en febrero.
 - Se ejecutarán pruebas finales pendientes en enero 2019.
- S/E Zaldívar:
 - Informe final enviado a la SEC el 24 de mayo.
 - Actividades programadas para fines de 2018 reprogramadas. Se prevé finalizar en abril 2019 debido a la licitación de los trabajos efectuada por el Coordinado Minera Zaldívar.
- S/E Cardones:
 - Se auditaron 18 paños de la S/E, involucrando a 7 Coordinados: Transelec (10 paños), Interchile (2 paños), Eletrans (2 paños), Genpac (1 paño), Minera Candelaria (1 paño), Central Cardones (1 paño), CAP CMP (1 paño).
 - El 19 de abril se envió informe final a la SEC, informando término de la auditoría y resultados de esta.
- S/E Colbún:
 - Adjudicado al consultor Ingema el 26 de marzo.
 - Se envió Informe Final de Auditoría a la SEC el 24 de octubre.
- SS/EE Temuco, Valdivia y Puerto Montt:
 - Adjudicado al consultor Ingema el 30 de noviembre.
 - El 26 de diciembre se notificó a los Coordinados involucrados: Transelec, CGE, STS, Colbún.
 - Ejecución Ensayos: marzo 2019 (sujeto a condiciones sistema) → Se considera 1 paño/día.
 - Informe Final previsto para mayo 2019.

PROYECTOS

9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN 2018

Durante 2018 se licitaron obras nuevas nacionales (8) correspondientes al Decreto 422/2017 y obras nuevas y ampliación zonales (98) correspondientes al Decreto 418/2017. A continuación, se presenta un resumen con el proceso de licitación, el cual se encuentra disponible en la página web del coordinador.

Tabla 6: Resultados de licitación en 2018.

Proceso	Obras	Adjudicación	Empresas Oferentes	Obras Desiertas	Obras adjudicadas
D422 Obras Nuevas Nacionales	8	24/may/18 SGA 26/jul/18 SGB	6 (SGA) 12 (SGAB)	0	8
D418 Obras Nuevas Zonales	31	22/oct/18	10	3	28
D418 Obras de Ampliación Zonales	67	06/jul/18	18	25	42

9.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2018.

- Relicitación obras desiertas Decreto 418/2017:
 - o 25 obras de Ampliación Zonal, por un monto de MMUSD 59.
- Decreto 293/2018:
 - o 42 obras de Ampliación, por un monto MMUSD 118.

9.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

9.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Figura 47, 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 2019 hasta finales 2021, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

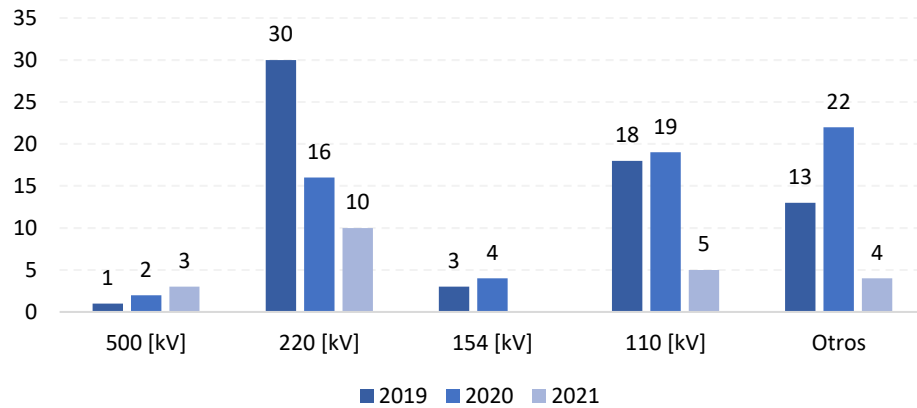


Figura 47: Proyectos de transmisión declarados en construcción.

9.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Figura 48 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 2019 hasta finales de 2021, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

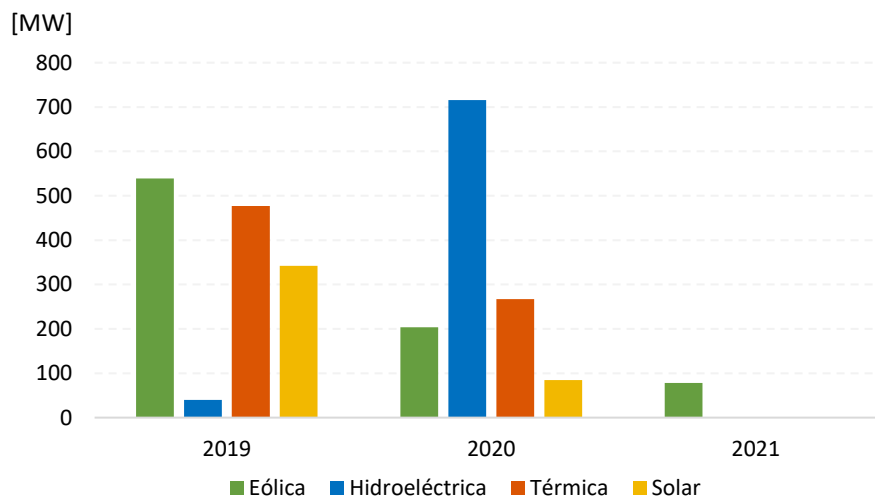


Figura 48: Proyectos de generación declarados en construcción.