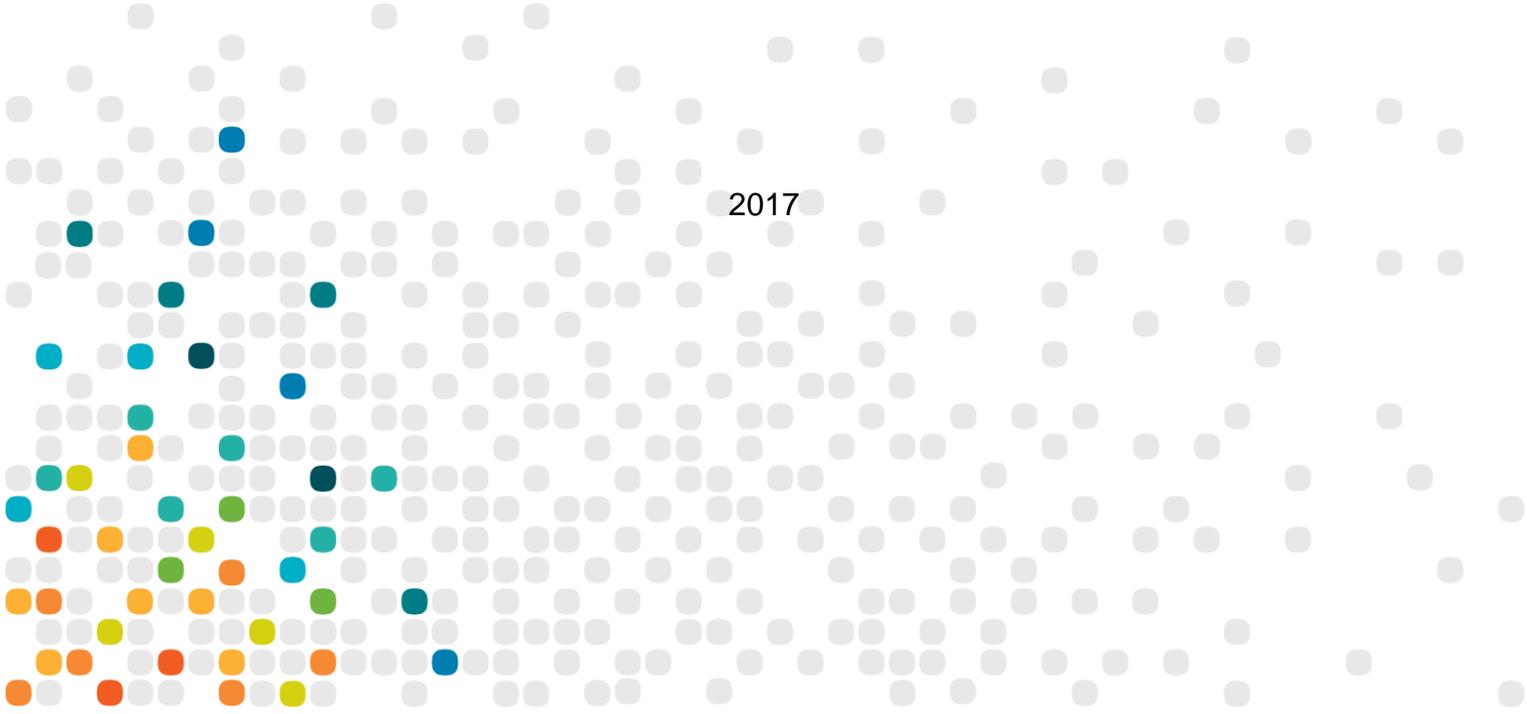


REPORTE DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA
ELÉCTRICO
(Art 72°-15 Ley 20.936)
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

2017



Índice

INTRODUCCIÓN	6
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	7
<hr/>	
1.1. CAPACIDAD INSTALADA	7
1.2. DEMANDA	7
CALIDAD DE SERVICIO	8
<hr/>	
2.1. CONTROL DE FRECUENCIA	8
2.2. CONTROL DE TENSIÓN	9
2.2.1. Barras en 500 kV	9
2.2.2. Barras en 220 kV SEN Norte Grande	10
2.2.3. Barras en 220 kV SEN Norte Chico	10
2.2.4. Barras en 220 kV SEN Zona Centro	11
2.2.5. Barras en 220 kV SEN Zona Sur	11
SEGURIDAD	12
<hr/>	
3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK	12
3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS	13
3.2.1. Pérdidas de Consumo	13
3.2.2. Energía no Suministrada	13
3.2.3. Tiempo de Restablecimiento de Servicio (TRS)	14
CUMPLIMIENTO NORMATIVO	15
<hr/>	
4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	15
4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	16

4.2.1.	Tramos de Transmisión	16
4.2.2.	Equipos de Transformación	18
4.2.3.	Equipos de Compensación	18
4.3.	DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL - SITR	19
4.4.	TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	20
4.5.	INFORMACIÓN TÉCNICA	20
INDICADORES ECONÓMICOS		22
<hr/>		
5.1.	NIVELES DE CONGESTIÓN	22
5.2.	COSTO MARGINAL	22
5.3.	COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	24
5.4.	COSTO MEDIO DE OPERACIÓN.	24
5.5.	PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES.	25
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO		27
<hr/>		
6.1.	GENERACIÓN DE ENERGÍA	27
6.2.	GENERACIÓN ERNC	28
6.3.	BALANCE ERNC	28
6.4.	RETIROS DE ENERGÍA	29
6.5.	OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA	30
6.6.	INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	32
6.7.	MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO	32
6.8.	PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES	34
AUDITORÍAS		37
<hr/>		
7.1.	AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS	37
7.2.	AUDITORÍAS A PROTECCIONES ZONA NORTE	37

PROYECTOS	38
8.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN ADJUDICADAS EN 2017	38
8.1.1. Licitación de Transmisión Iniciadas en 2017.	38
8.2. PROYECTOS EN CARPETA	38
8.2.1. Proyectos de Transmisión	38
8.2.2. Proyectos de Generación	39

Introducción

Los sistemas interconectados, Central y del Norte Grande, operan desde el 1° de enero de 2017 bajo la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional, convirtiéndose en el Sistema Eléctrico Nacional el día 21 de noviembre de 2017, con la interconexión de los sistemas SIC y SING.

De acuerdo a 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 2017.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre de 2017 alcanzó los 23.729 MW, de los cuales el 54% es provisto por centrales termoeléctricas convencionales y un 26% por centrales hidroeléctricas convencionales, como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2017 la capacidad instalada en base a ERNC aumentó en un 60% respecto del mismo periodo anterior, alcanzando los 4.617 MW, lo que equivale a cerca de un 20% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 6% y la energía solar cerca del 10%.

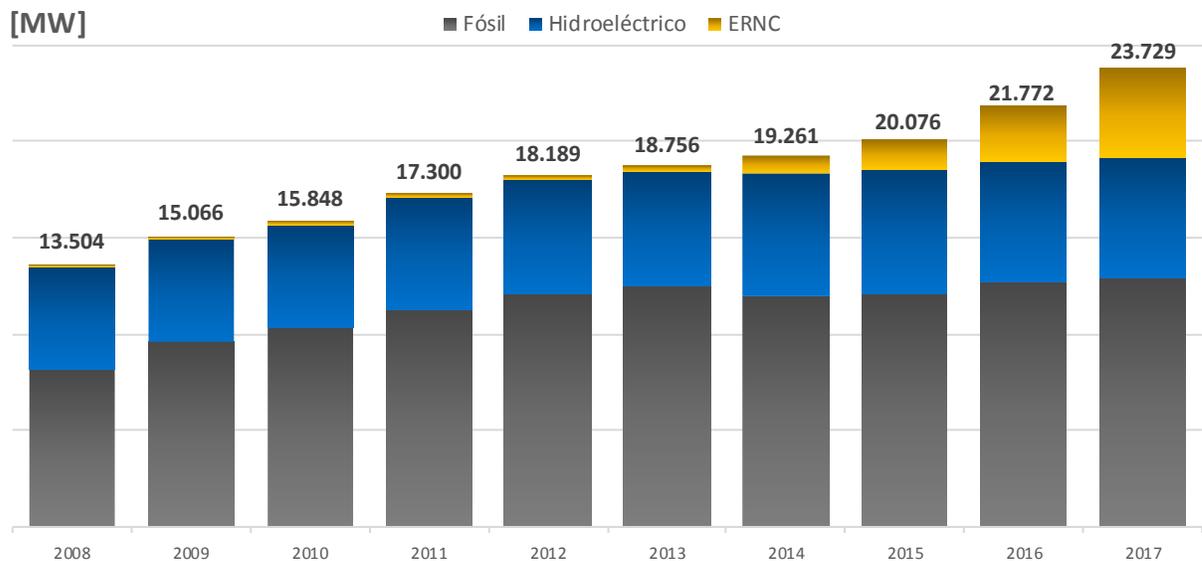


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

1.2. DEMANDA

La demanda máxima horaria durante 2017 alcanzó los 10.363,2 MW, un 2,5% mayor que la demanda máxima horaria registrada en 2016. La siguiente tabla presenta un comparativo entre 2017 y 2016 para la generación diaria máxima y las demandas horarias máxima y mínima del SEN.

	2016	2017	Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	10.115,5	10.363,2	2,5%
Mínima Horaria [MWh/h]	6.072,8	5.827,8	-4,0%
Máxima Diaria [GWh]	219,2	226,4	3,3%

Tabla 2: Comparación anual de generación Máx./Mín. horaria y Máx. diaria SEN.

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 2017, y la comparación con los estándares establecidos por la normativa vigente.

2.1. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante el año 2017, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que para el cálculo de este indicador se consideró que los sistemas operaron de forma interconectada desde el mes de diciembre 2017 en adelante.

		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%	
SING	Enero	5,0%	77,3%	17,7%	79,7%
	Febrero	2,8%	85,9%	11,3%	88,5%
	Marzo	3,8%	83,7%	12,5%	86,3%
	Abril	3,1%	86,2%	10,7%	88,9%
	Mayo	2,9%	85,1%	12,0%	87,8%
	Junio	1,7%	91,8%	6,4%	94,7%
	Julio	1,1%	97,4%	1,6%	100,0%
	Agosto	0,9%	97,8%	1,3%	100,0%
	Septiembre	1,3%	97,0%	1,7%	100,0%
	Octubre	0,8%	98,1%	1,1%	100,0%
	Noviembre	0,5%	98,5%	1,0%	100,0%
SIC	Enero	14,1%	85,9%	0,0%	88,6%
	Febrero	76,2%	23,7%	0,0%	24,5%
	Marzo	70,9%	29,1%	0,0%	30,0%
	Abril	0,5%	99,2%	0,3%	100,0%
	Mayo	1,2%	97,7%	1,4%	100,0%
	Junio	1,6%	97,6%	0,8%	100,0%
	Julio	0,2%	99,7%	0,2%	100,0%
	Agosto	0,2%	99,7%	0,0%	100,0%
	Septiembre	0,2%	99,8%	0,1%	100,0%
	Octubre	0,1%	99,9%	0,1%	100,0%
	Noviembre *	0,1%	99,9%	0,1%	100,0%
SEN	Diciembre	0,1%	99,9%	0,0%	100,0%

* Aporte hídrico >60%

Tabla 2: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2017.

2.2. CONTROL DE TENSIÓN

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece que el sistema eléctrico deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión (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].

Según el art. 5-64, el valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24 (Estado Normal), durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro.

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.

2.2.1. BARRAS EN 500 KV

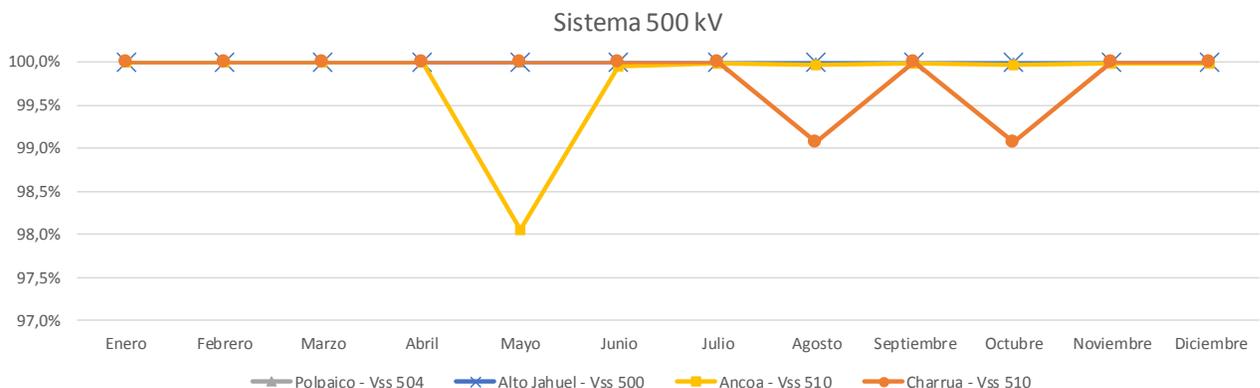


Figura 2: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV.

2.2.2. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

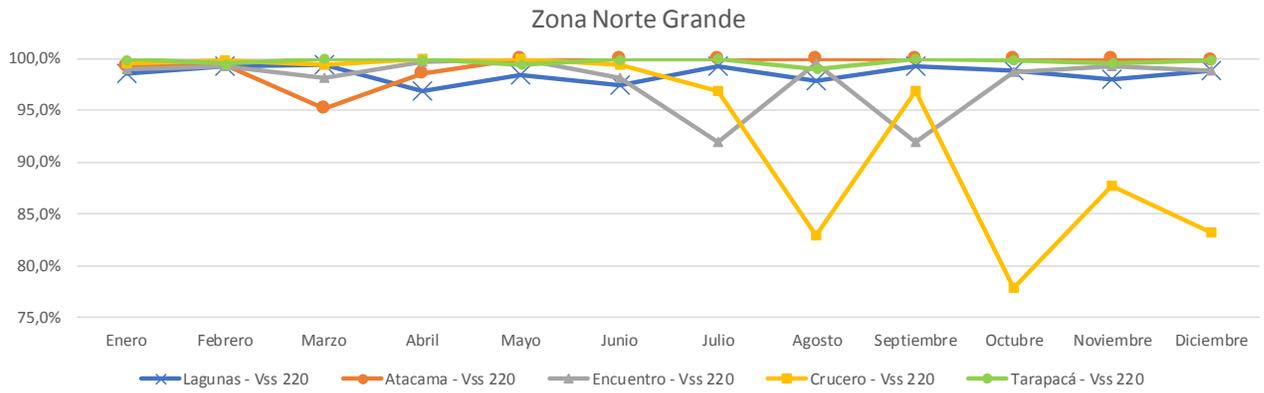


Figura 3: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

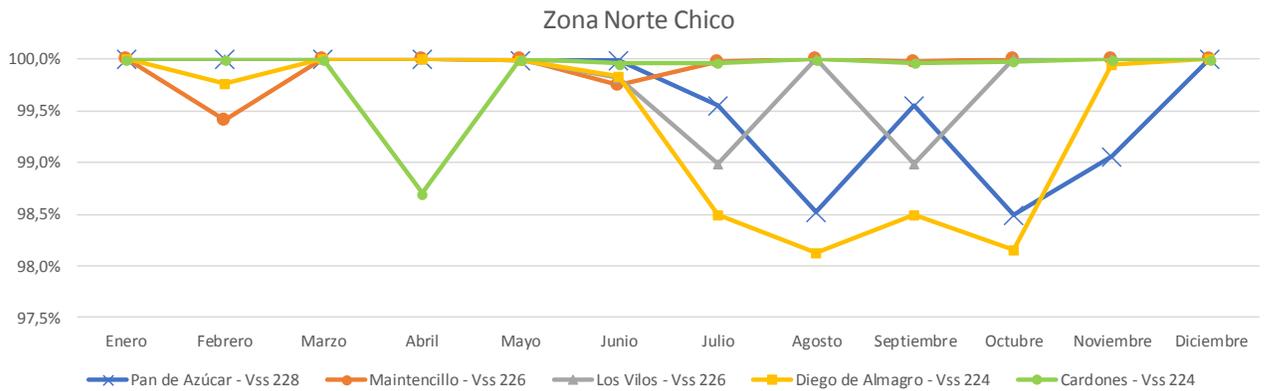


Figura 4: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

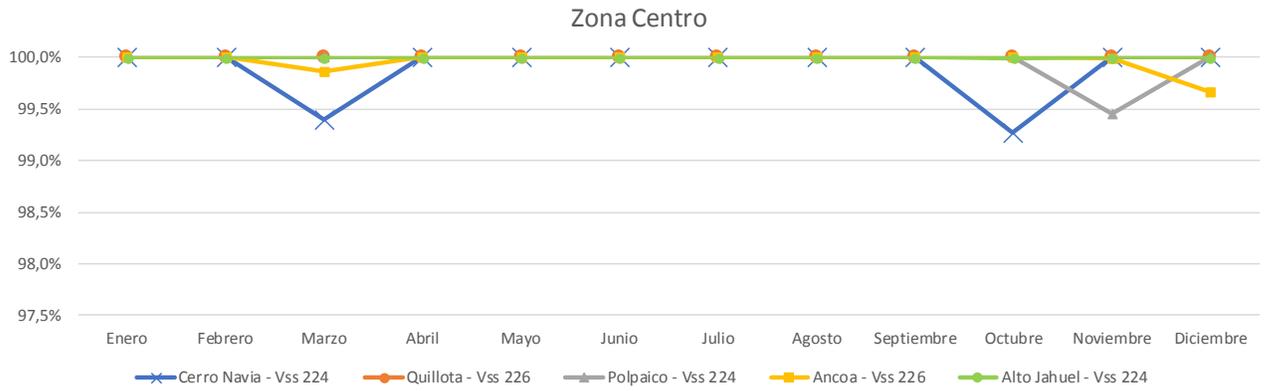


Figura 5: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

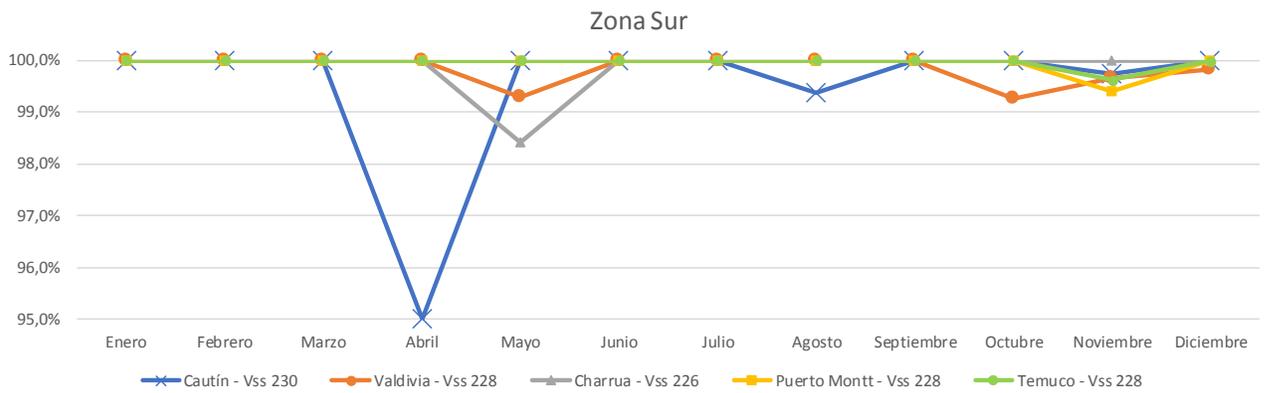


Figura 6: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur.

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,
- kWfsi: 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”,
- kWtoti: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfsi : 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 2017), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

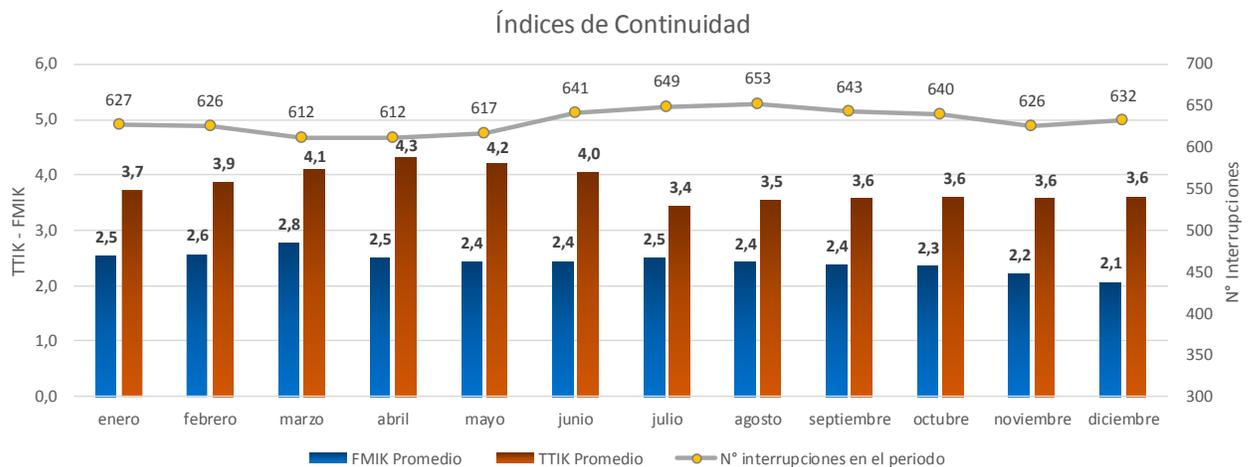


Figura 7: Índices de continuidad SEN 2017.

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) que alcanzaron 521 en 2017, conforme la NTSyCS.

3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO

La siguiente figura presenta el promedio mensual de la pérdida de consumo ocasionado por fallas con duración mayor a 3 minutos y la cantidad de estos eventos en cada periodo.

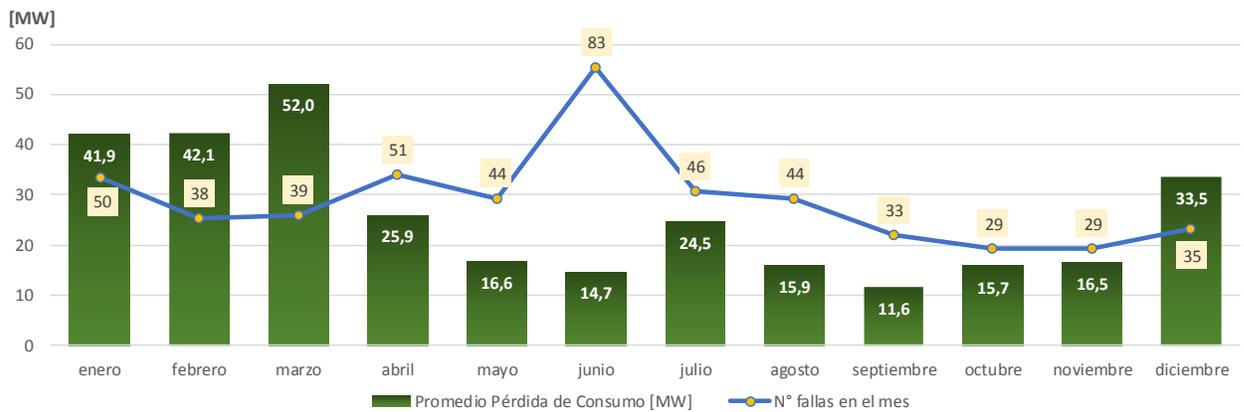


Figura 8: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2017.

3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la energía no suministrada acumulada a partir del mes de enero de 2017, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2017 del SEN, en base a todos los Estudios para Análisis de Falla elaborados en 2017.

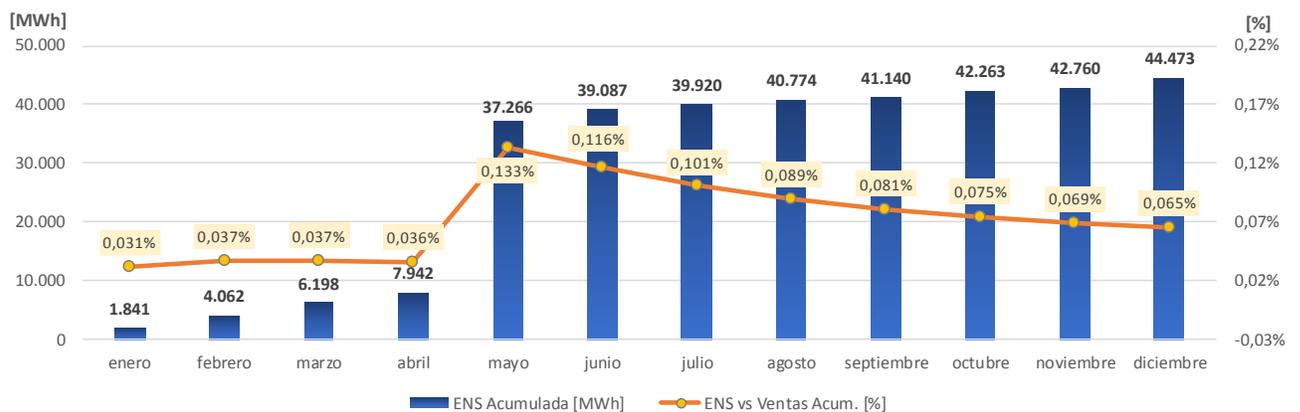


Figura 9: Energía no suministrada acumulada.

3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

Para cada mes de 2017, se presenta una estadística de TRS con su valor mínimo, promedio y máximo, elaborado a partir de las falas que se prolongaron por un tiempo superior a 3 minutos.

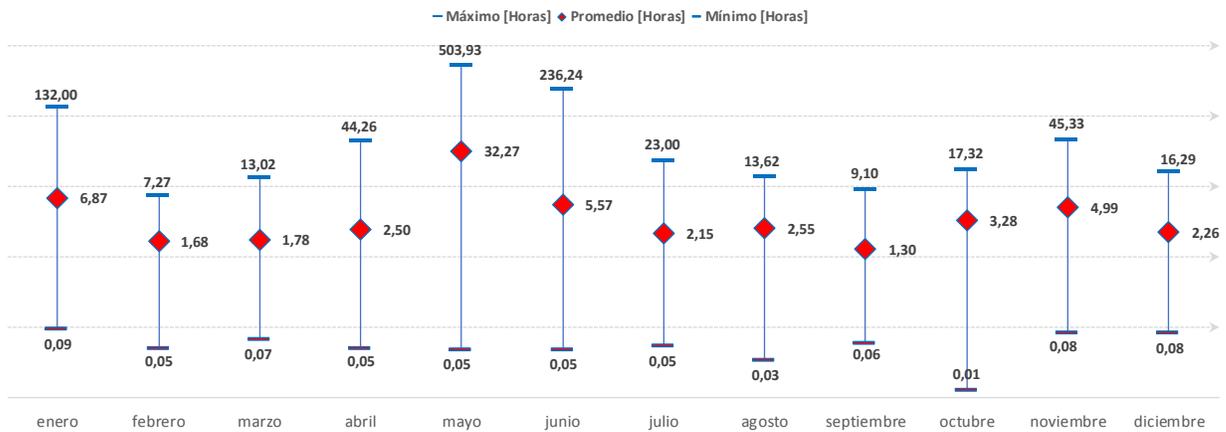


Figura 10: TRS promedio, máximo y mínimo.

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 2017

Similar al tratamiento efectuado en 2016, para el año 2017 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 a 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.

4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo al 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 481 unidades generadoras disponibles en el SEN al cierre de 2017, se presentan a continuación las estadísticas de cumplimiento (C) asociadas a estos indicadores.

En lo sucesivo, la nomenclatura utilizada se refiere a:

C: Cumple

NC: No Cumple

S/I: Sin Información

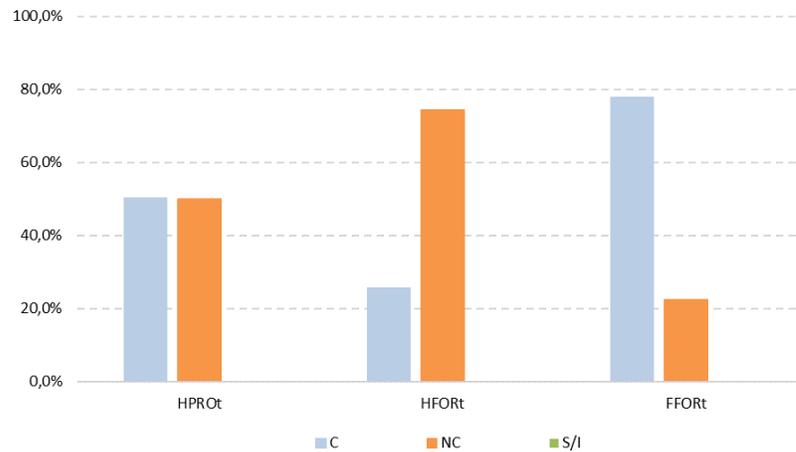


Figura 11: Energía no suministrada acumulada.

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 cinco años. 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 cinco años. 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 cinco años. 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 1.285 tramos con índices calculados, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

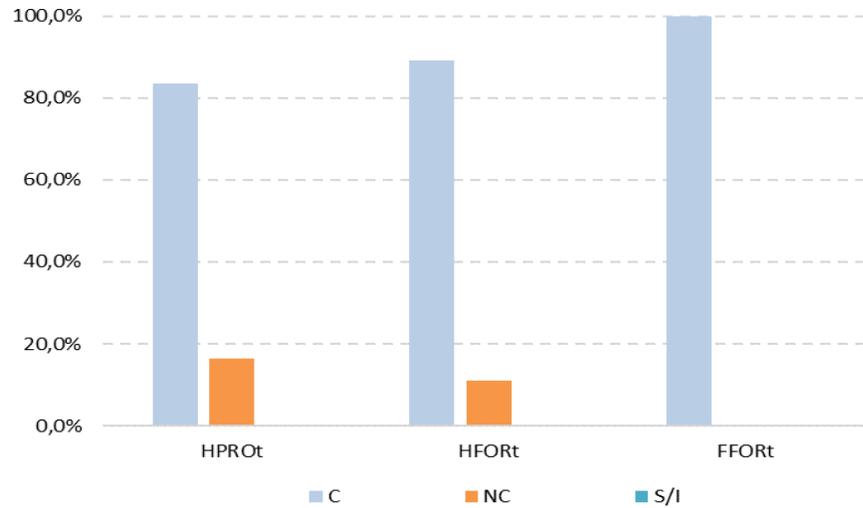


Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Nacional

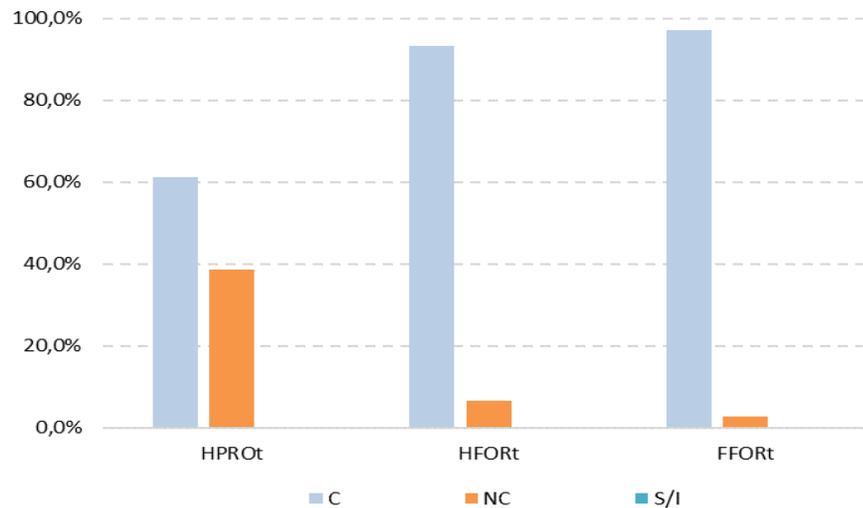


Figura 13: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Zonal

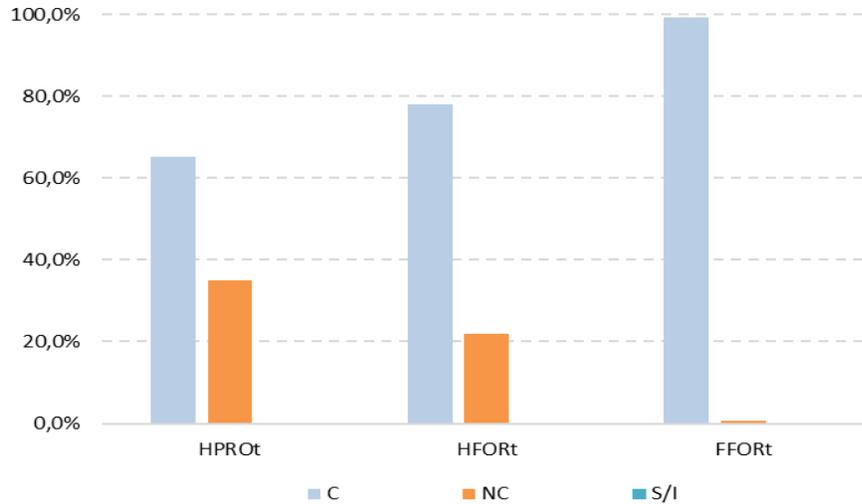


Figura 14: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Siguiendo el mismo criterio expuesto anteriormente, para el caso de los transformadores catastrados en el SEN (1.239 transformadores, incluidos aquellos que no disponen de información), se tiene lo siguiente:

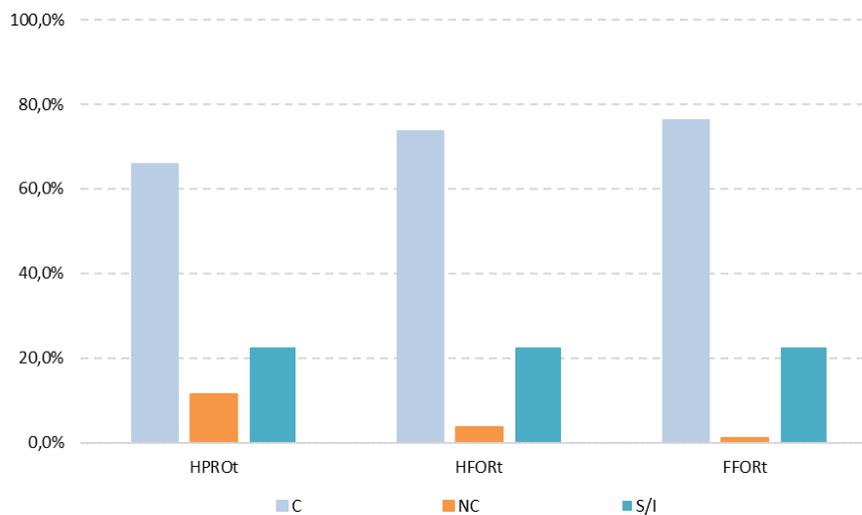


Figura 15: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN (conformados por 148 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores), se tiene:

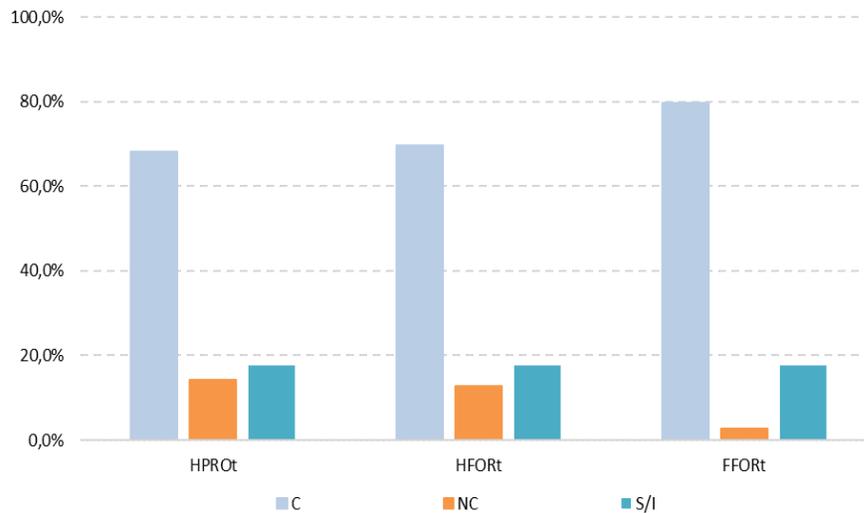


Figura 16: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

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 2017, se tiene:

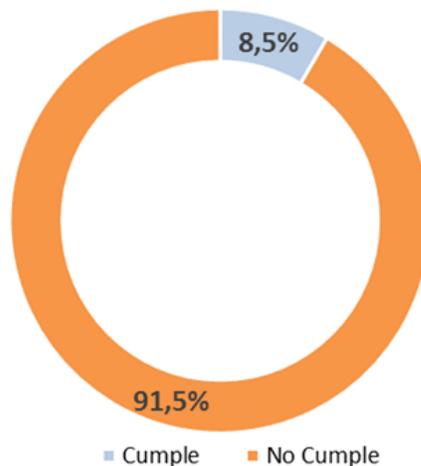


Figura 17: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2017

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 2017, se tiene:



Figura 18: Cumplimiento de actualización del SITR año 2017

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 para el año 2017 es del orden del 60,0%.

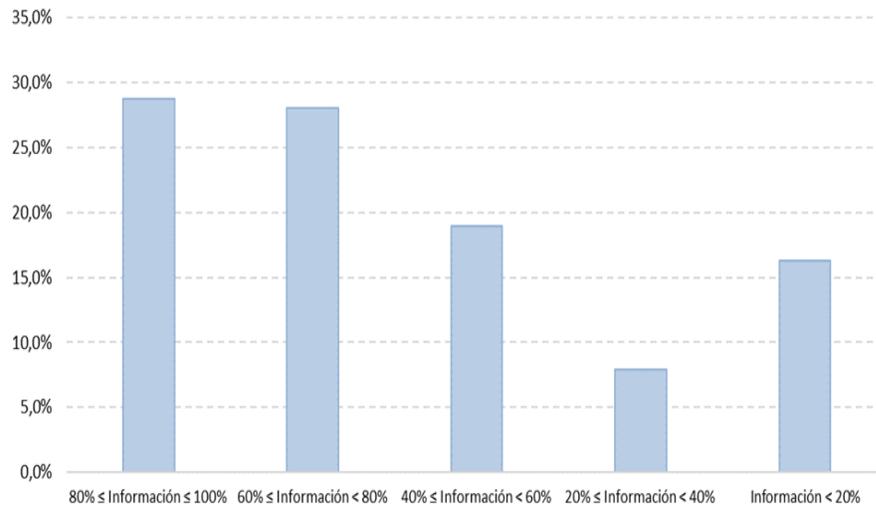


Figura 19: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

INDICADORES ECONÓMICOS

5.1. NIVELES DE CONGESTIÓN

La siguiente figura muestra las instalaciones de transmisión con mayor cantidad de horas [h] de congestión ocurridas durante el año 2017, junto con el número de ocasiones en las que se detectó ese evento.

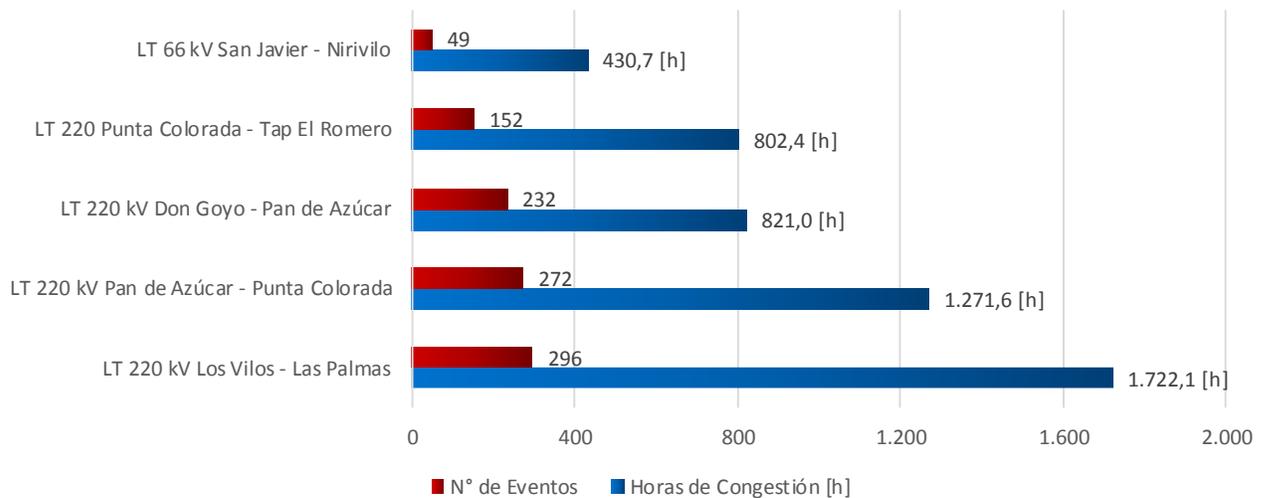


Figura 20: Instalaciones con mayor cantidad de horas de congestión durante 2017.

5.2. COSTO MARGINAL

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

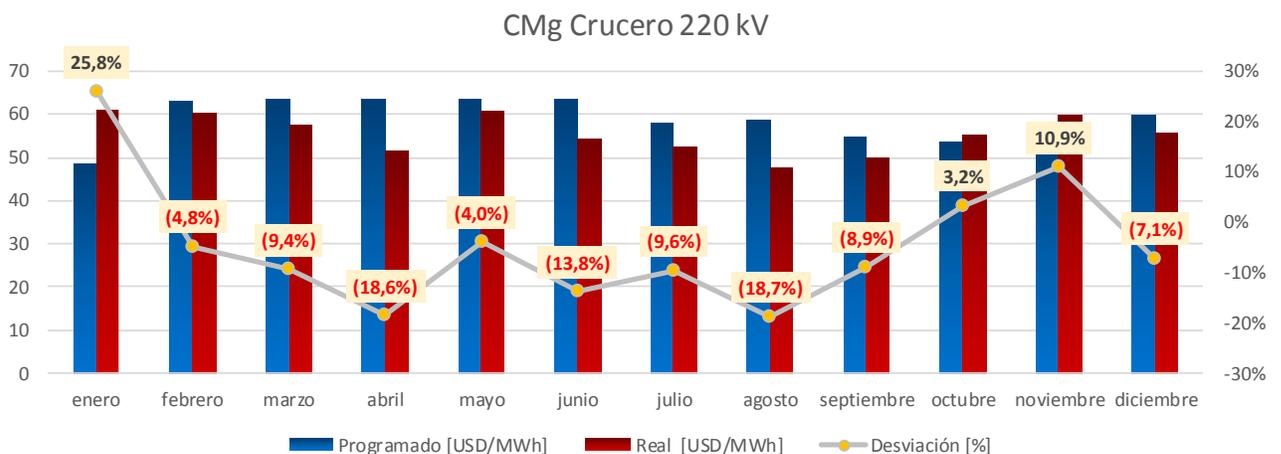


Figura 21: CMg Real vs Programado Mensual Barra Crucero 220 kV.

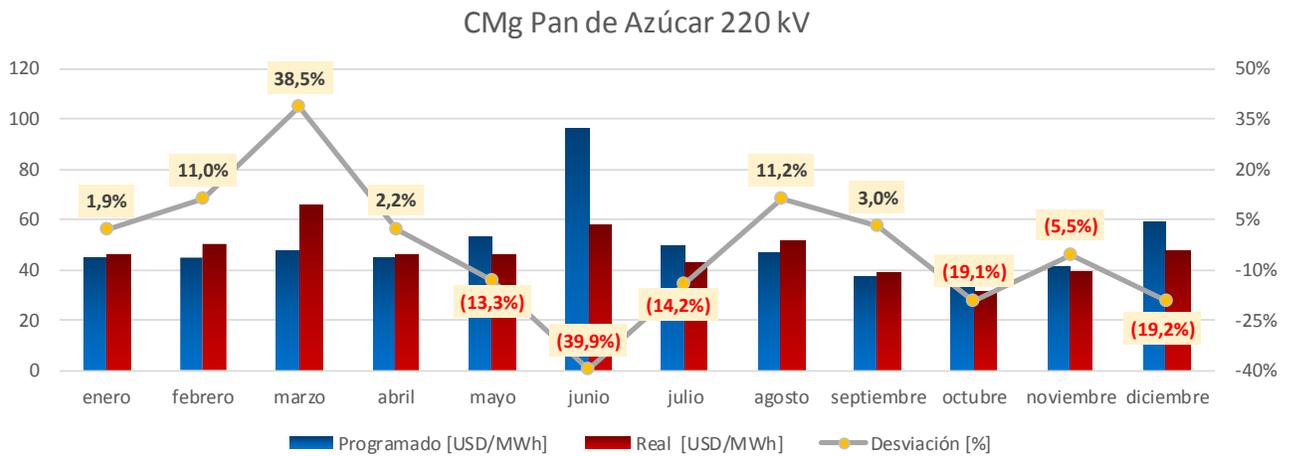


Figura 22: CMg Real vs Programado Mensual Barra Pan de Azúcar 220 kV.

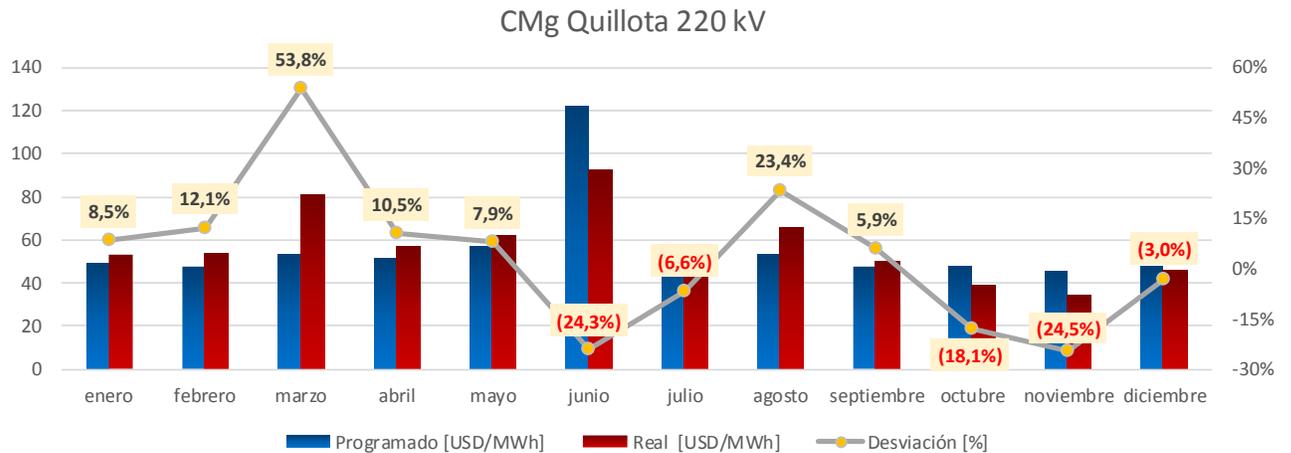


Figura 23: CMg Real vs Programado Mensual Barra Quillota 220 kV.

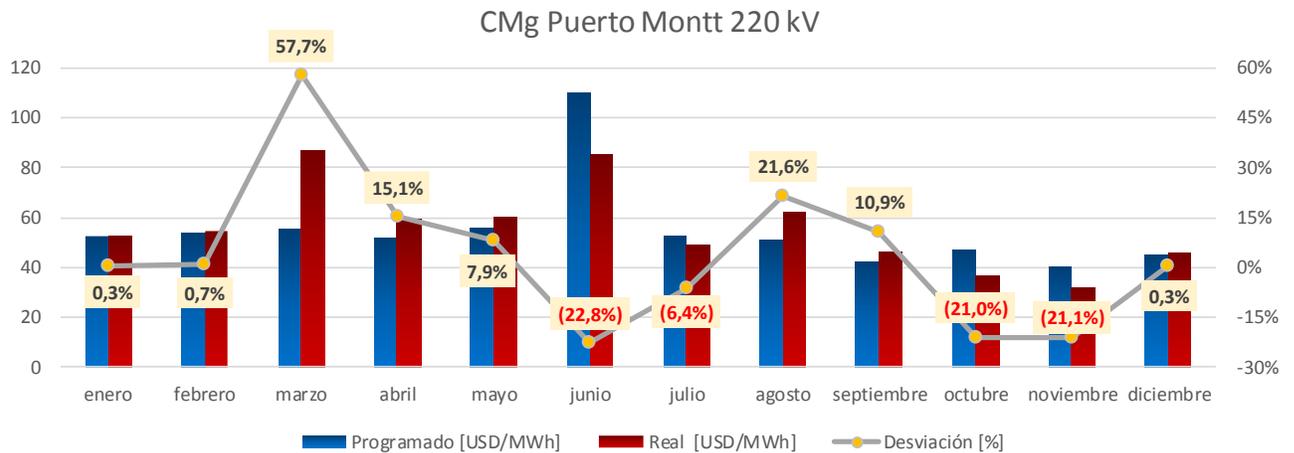


Figura 24: CMg Real vs Programado Mensual Barra Puerto Montt 220 kv.

5.3. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

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

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

En el mes de diciembre de 2017, y ya conformado el SEN, el Costo de Operación térmico del sistema presentó una diferencia entre lo real y lo programado, del -2,3%, con un Costo de Operación programado de MMUSD 130,1, versus un Costo de Operación real de MMUSD 133,2.

5.4. COSTO MEDIO DE OPERACIÓN.

La siguiente figura presenta el costo medio de operación para los diferentes sistemas durante 2017.

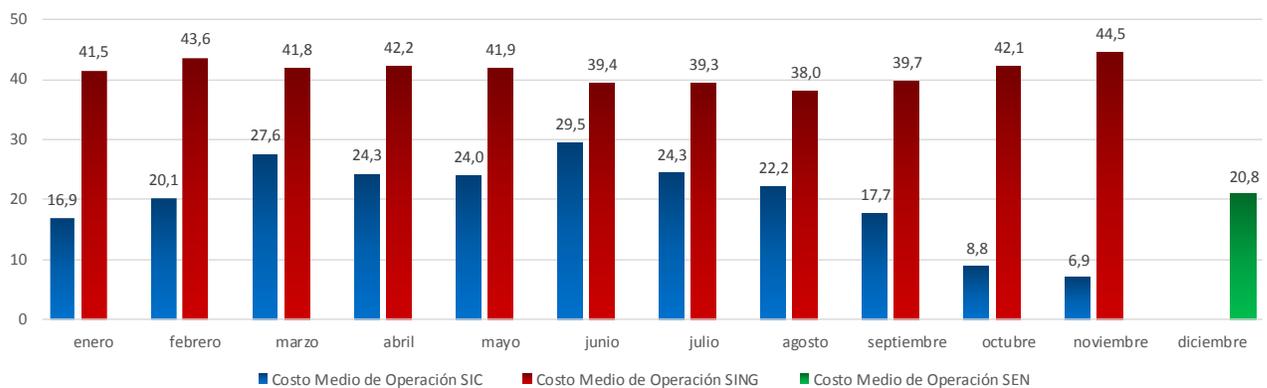


Figura 25: Costo Medio de Operación 2017.

5.5. 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 2018.

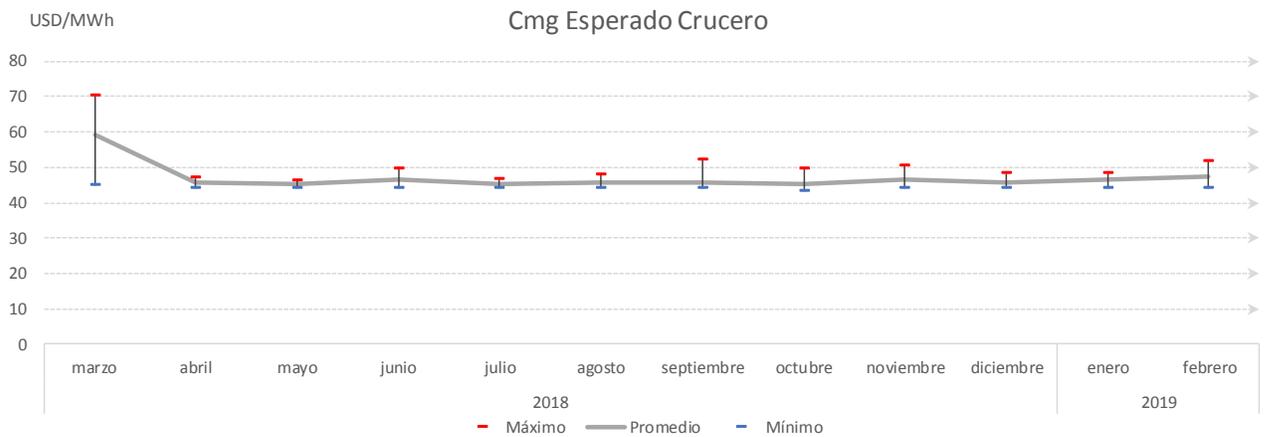


Figura 26: Costo Marginal próximos 12 meses, Crucero 220 kV.

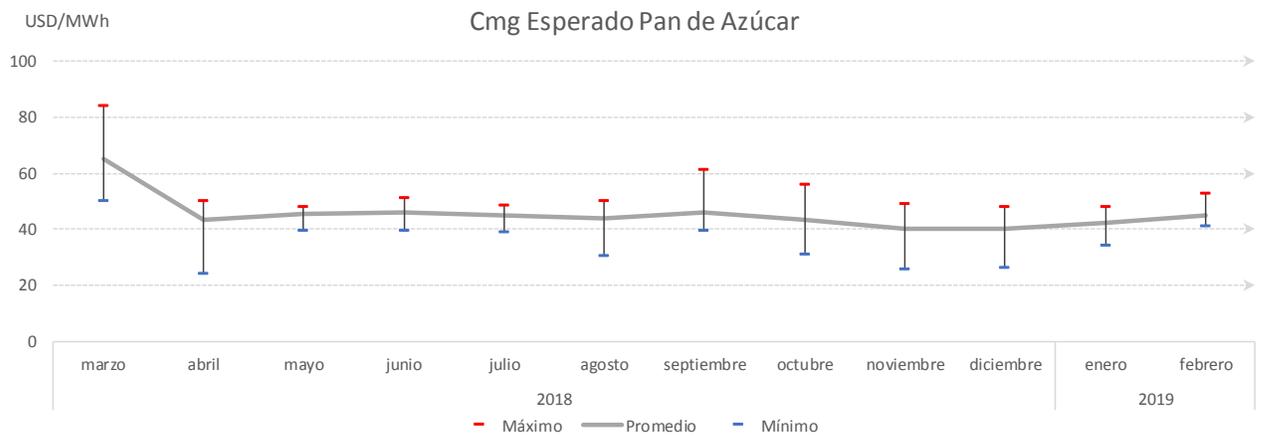


Figura 27: Costo Marginal próximos 12 meses, Pan de Azúcar 220 kV.

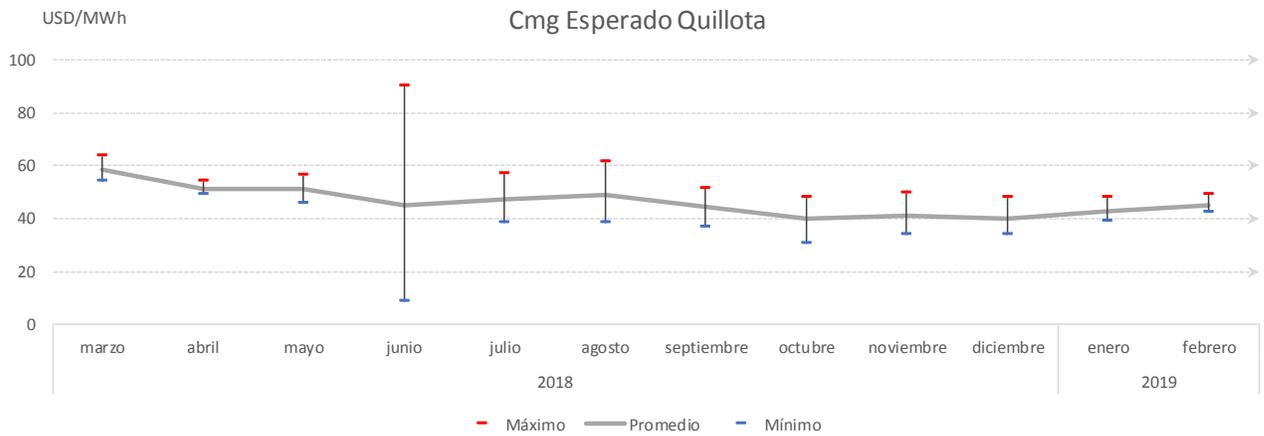


Figura 28: Costo Marginal próximos 12 meses, Quillota 220 kV.

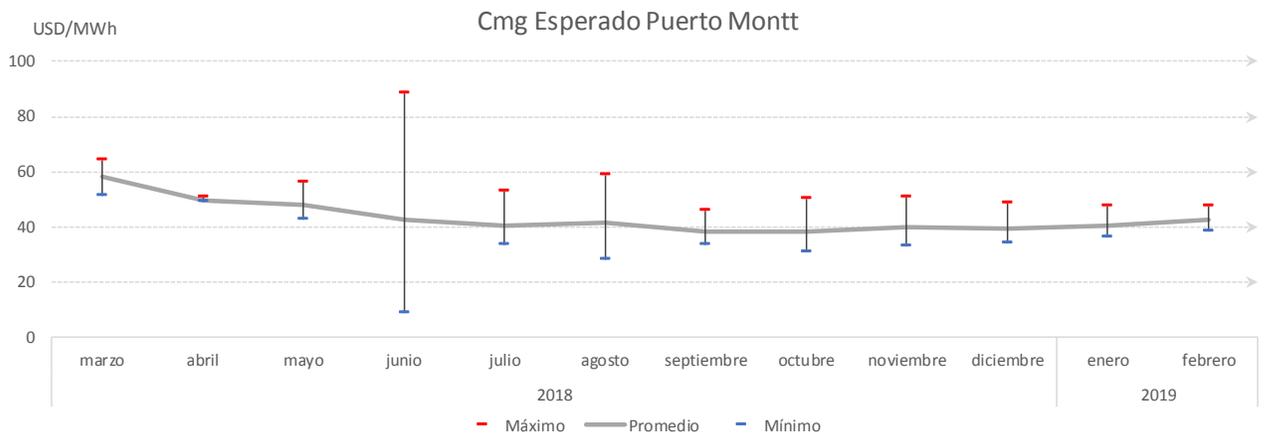


Figura 29: Costo Marginal próximos 12 meses, Puerto Montt 220 kV.

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2017 alcanzó los 74.221,9 GWh, mostrando un aumento del 1,43% respecto al año anterior (73.372,6 GWh), considerando ajuste por año bisiesto. Las siguientes figuras presentan la distribución de esos 74.221,9 GWh, por tipo de fuente, Combustible y región.

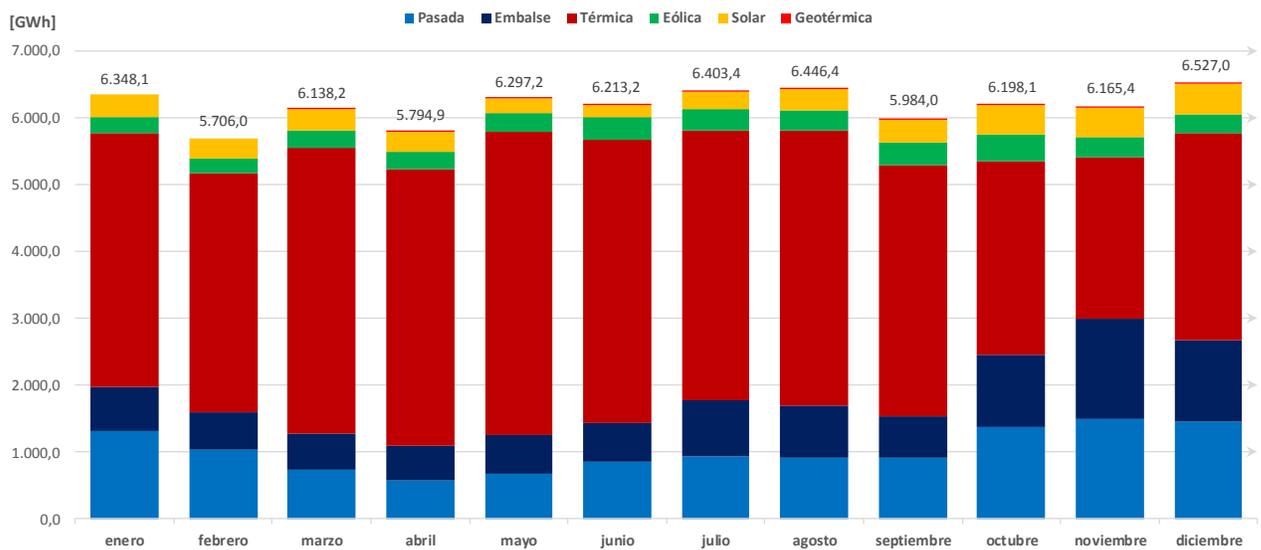


Figura 30: Generación mensual SEN 2017 desagregada por tipo de fuente.

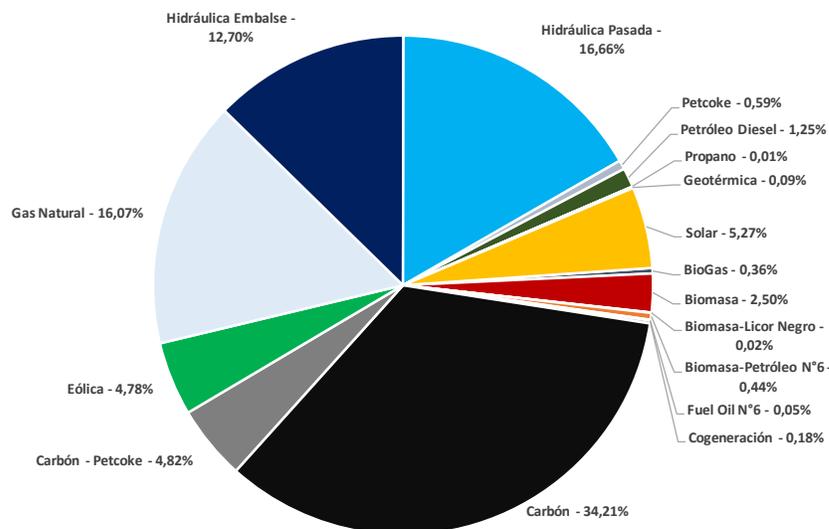


Figura 31: Generación SEN 2017 desagregada por tipo de combustible.

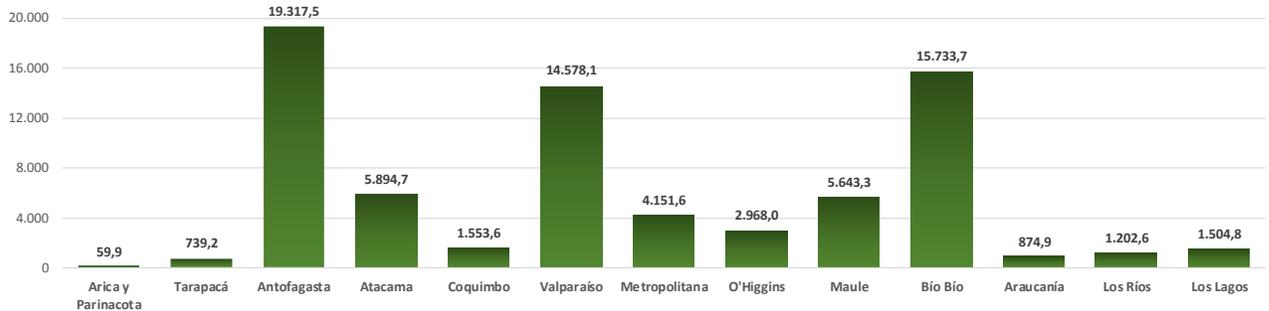


Figura 32: Generación SEN 2017 desagregada por Región.

6.2. GENERACIÓN ERNC

La generación de energía renovable no convencional en el SEN durante el 2017 alcanzó los 11.141,8 GWh, lo que representa una participación del 15% en la generación total, y un aumento del 34,3% respecto a 2016 (8.317,3 GWh en 2016, y considerando ajuste de tasa por año bisiesto). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 3.908 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 3.551 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2017.

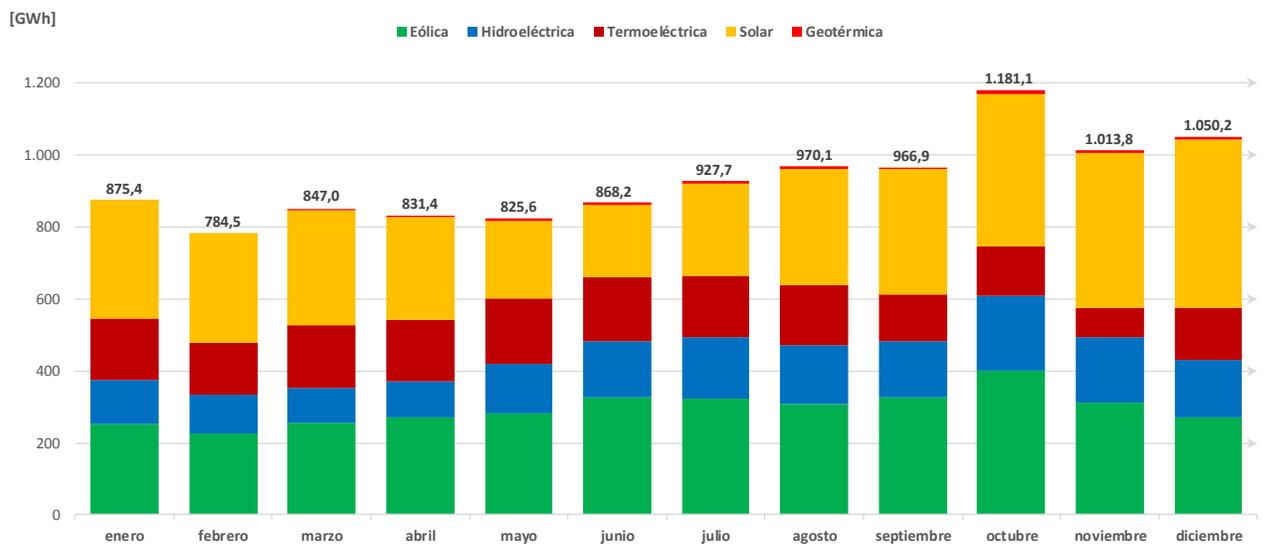


Figura 33: Generación ERNC SEN 2017 desagregada por tipo de fuente.

6.3. BALANCE ERNC

La siguiente figura muestra la inyección de energía mensual reconocida como ERNC por el balance preliminar correspondiente al periodo 2017 desagregada por tipo de fuente, junto con la cuota de obligación a cubrir en cada mes.

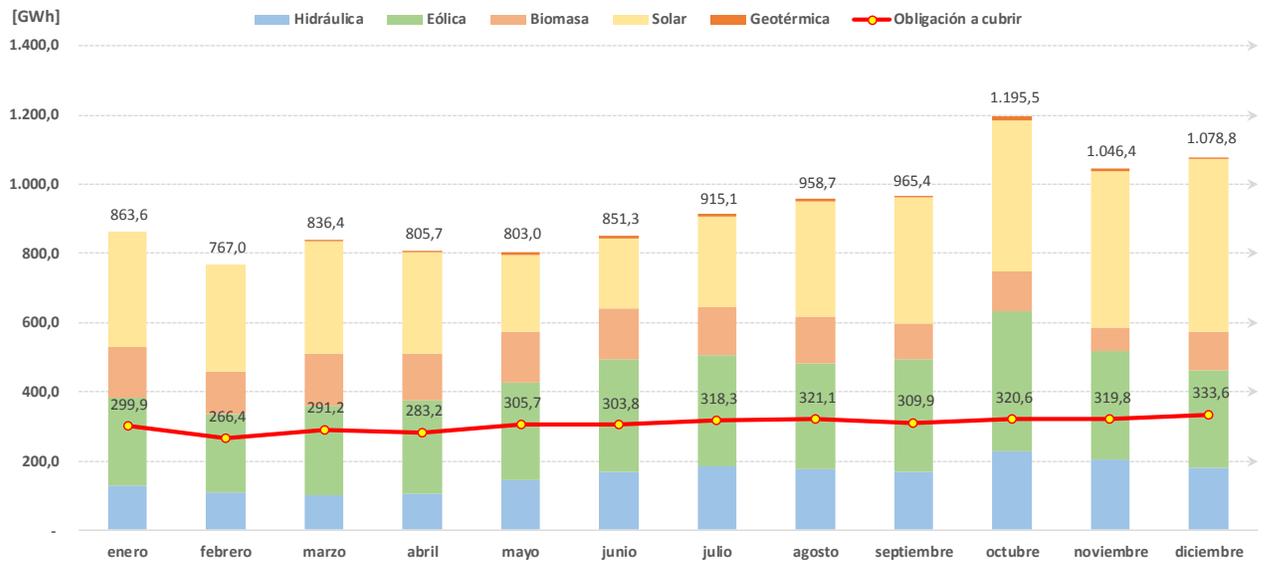


Figura 34: Generación reconocida para acreditación 2017 desagregada por tipo de fuente vs obligación a cubrir según balance ERNC 2017 (preliminar).

6.4. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2017 se retiraron 67.396 GWh de energía entre clientes regulados (48,8%) y libres (51,2%), representando un 1,5% de aumento respecto de 2016 (66.567,9 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial.

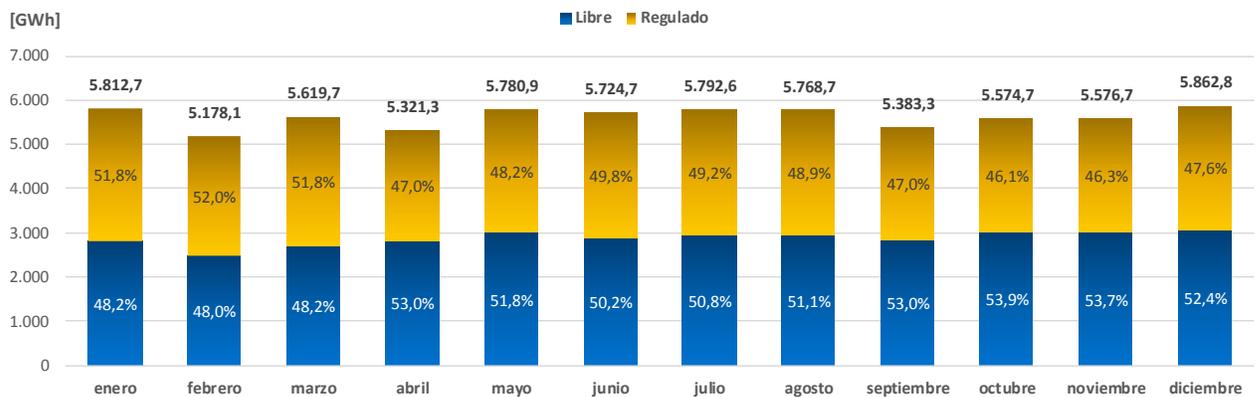


Figura 35: Retiro mensual de energía 2017 por tipo de cliente.

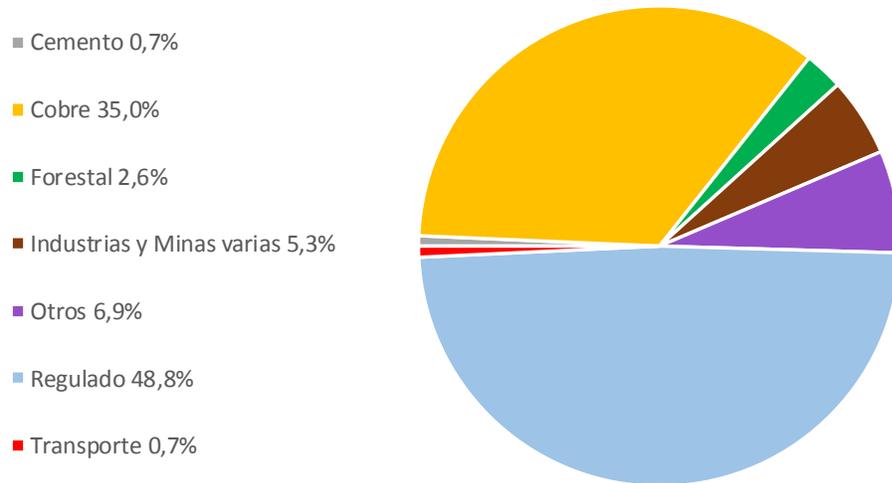


Figura 36: Retiros de energía 2017 por sector industrial.

6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA

A continuación, se presentan las comparaciones entre la operación mensual programada y real, por tipo de fuente para el año 2017 con la respectiva desviación porcentual mensual.

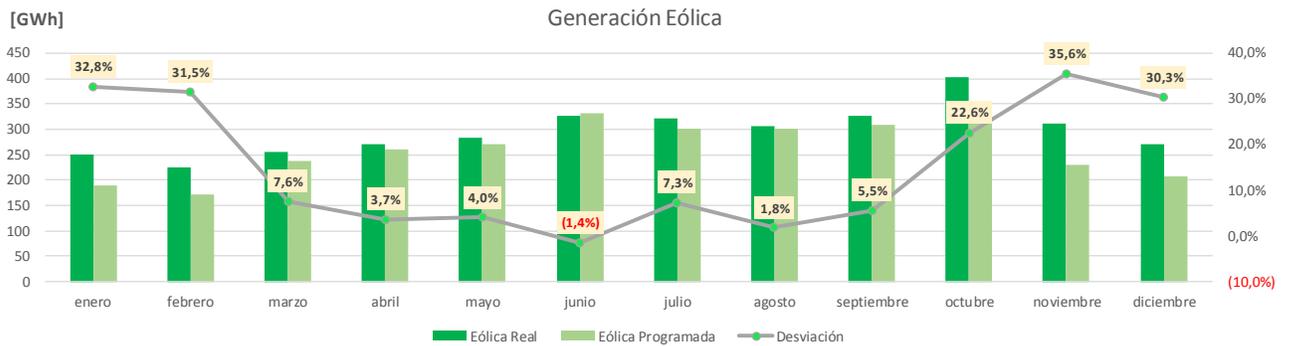


Figura 37: Operación Real vs Programada, eólica 2017.

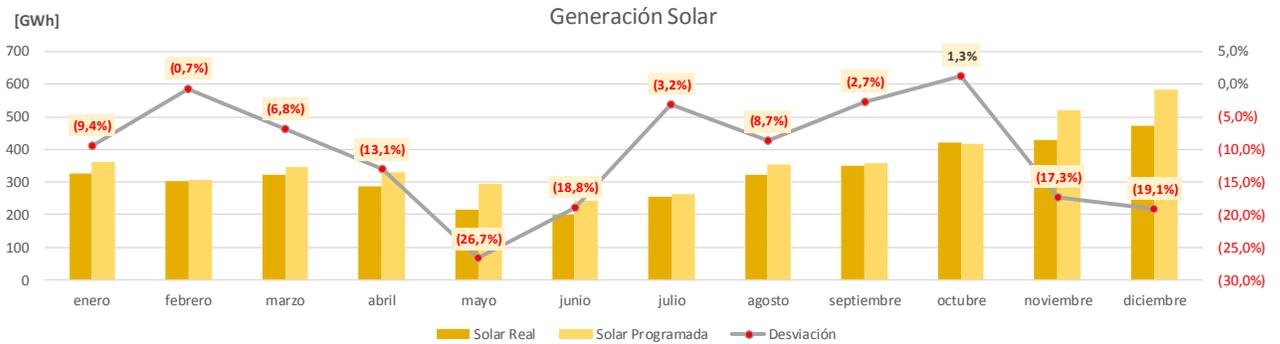


Figura 38: Operación Real vs Programada, solar 2017.

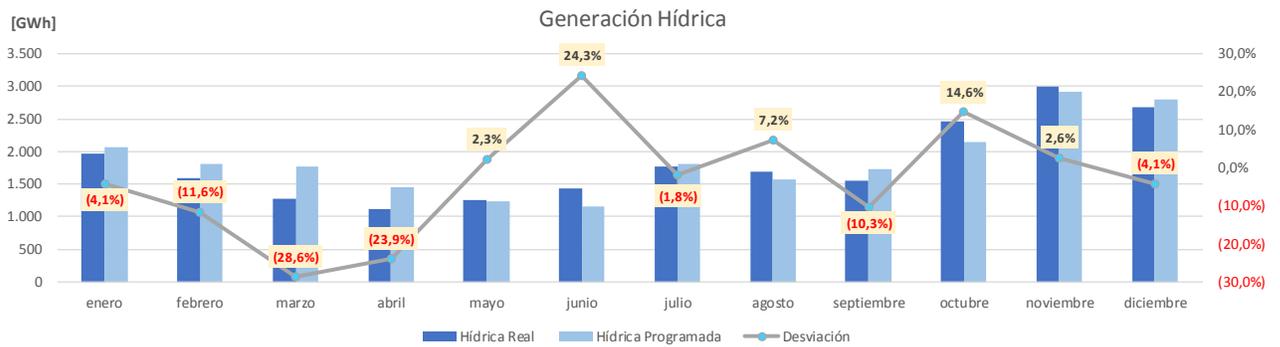


Figura 39: Operación Real vs Programada, hídrica 2017.

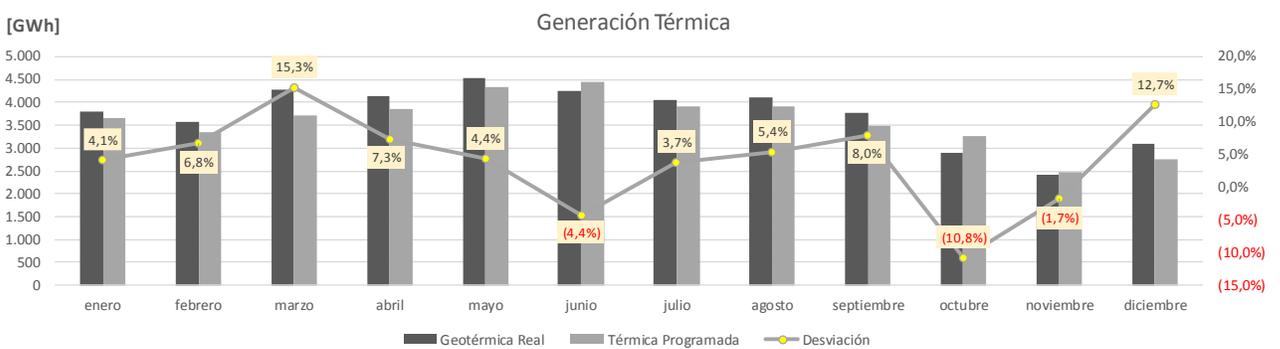


Figura 40: Operación Real vs Programada, térmica 2017.

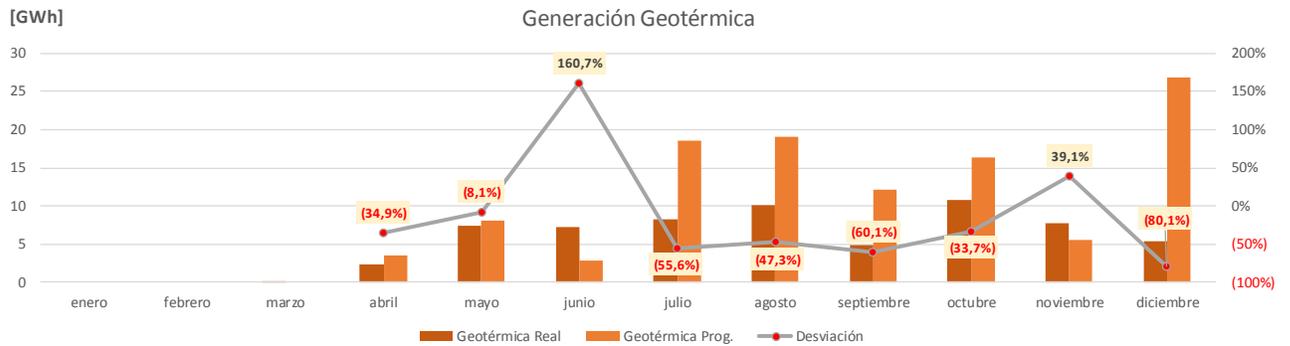


Figura 41: Operación Real vs Programada, geotérmica 2017.

6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El viernes 12 de febrero de 2016, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se interconectó con el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes, permitiendo desde esa fecha el intercambio de energía entre ambos países.

Durante 2017 se registró un total de transferencias de energía por 36,3 [GWh] de exportación y 0,1 [GWh] de importación, como se presenta en la siguiente figura.



Figura 42: Transferencias de energía SEN-SADI 2017.

6.7. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO

La siguiente tabla presenta los principales trabajos realizados en relación a mantenimiento mayor de unidades generadoras, durante el año 2017.

CENTRAL	FECHA INICIO	FECHA FIN
LOS QUILOS	31/07/2017 00:00:00	09/08/2017 23:59:00

CENTRAL	FECHA INICIO	FECHA FIN
CARENA	31/07/2017 00:00:00	25/08/2017 23:59:00
COLMITO	30/10/2017 00:00:00	12/11/2017 23:59:00
NUEVA RENCA	30/06/2017 00:00:00	03/07/2017 12:00:00
MASISA	29/06/2017 00:00:00	05/07/2017 23:59:00
ANGOSTURA	28/08/2017 00:00:00	12/09/2017 23:59:00
CALLE CALLE	27/10/2017 08:00:00	02/11/2017 18:00:00
SAN IGNACIO	25/09/2017 00:00:00	12/10/2017 23:59:00
SAN ANDRES	25/07/2017 00:01:00	31/07/2017 23:59:00
NUEVA ALDEA I (EX ITATA)	24/09/2017 00:00:00	02/10/2017 23:59:00
CANUTILLAR	24/07/2017 00:00:00	06/08/2017 23:59:00
MAULE	24/01/2017 00:00:00	26/01/2017 23:59:00
COLIHUES	23/08/2017 00:00:00	29/08/2017 23:59:00
ALFALFAL	22/05/2017 00:00:00	20/06/2017 23:59:00
NUEVA ALDEA III	20/11/2017 00:00:00	01/12/2017 23:59:00
BLANCO	20/09/2017 00:00:00	29/09/2017 23:59:00
EL PASO	20/06/2017 00:00:00	26/06/2017 23:59:00
GUACOLDA	19/10/2017 00:00:00	27/10/2017 23:59:00
CHACABUQUITO	19/06/2017 00:00:00	28/06/2017 23:59:00
CALLE CALLE	18/10/2017 08:00:00	26/10/2017 18:00:00
CHACABUQUITO	17/07/2017 00:00:00	26/07/2017 23:59:00
MAULE	17/01/2017 00:00:00	19/01/2017 23:59:00
LAJA	16/10/2017 00:00:00	14/11/2017 23:59:00
CHACABUQUITO	16/10/2017 00:00:00	25/10/2017 23:59:00
VENTANAS 2	16/07/2017 00:00:00	14/09/2017 22:59:00
SAN ANDRES	16/05/2017 00:01:00	22/05/2017 23:59:00
SANTA LIDIA	13/12/2017 00:00:00	11/01/2018 23:59:00
MAITENES	13/11/2017 09:00:00	12/12/2017 23:59:00
CHACABUQUITO	11/09/2017 00:00:00	15/09/2017 23:59:00
TALTAL	10/10/2017 00:00:00	29/11/2017 23:59:00
MAULE	10/01/2017 00:00:00	12/01/2017 23:59:00
CARDONES	09/10/2017 00:00:00	22/10/2017 23:59:00
CANUTILLAR	09/08/2017 00:00:00	23/08/2017 23:59:00
GUACOLDA	08/11/2017 00:00:00	30/11/2017 23:59:00
YUNGAY	07/11/2017 00:00:00	20/11/2017 23:59:00
VIÑALES	07/11/2017 00:00:00	17/11/2017 23:59:00
CHACABUQUITO	06/11/2017 00:00:00	15/11/2017 23:59:00
LAJA	06/11/2017 00:00:00	15/11/2017 23:59:00
EL PASO	06/06/2017 00:00:00	12/06/2017 23:59:00
GUACOLDA	05/08/2017 00:00:00	07/08/2017 23:00:00
JUNCAL	05/06/2017 00:00:00	14/06/2017 23:59:00
ARAUCO	04/12/2017 00:00:00	11/12/2017 23:59:00
SANTA MARÍA	04/11/2017 00:00:00	24/11/2017 23:59:00
LOS HIERROS	04/09/2017 05:00:00	10/09/2017 20:00:00

CENTRAL	FECHA INICIO	FECHA FIN
LOS HIERROS 2	04/09/2017 05:00:00	10/09/2017 20:00:00
EL PASO	04/07/2017 00:00:00	10/07/2017 23:59:00
LICANTEN	03/07/2017 00:00:00	13/07/2017 23:59:00
HORNITOS	02/10/2017 00:00:00	13/10/2017 23:59:00
ARAUCO	02/10/2017 00:00:00	08/11/2017 23:59:00
SAN ANDRES	02/05/2017 00:01:00	08/05/2017 23:59:00
PULELFU	01/12/2017 06:00:00	02/12/2017 23:59:00
MASISA	01/11/2017 00:00:00	30/11/2017 23:59:00

Tabla 3: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2017.

6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES

Para el período marzo 2018 – febrero 2019, la planificación de la operación prevé abastecer la demanda de energía de acuerdo a las participaciones mostradas en los siguientes gráficos, que consideran para la estimación de caudales a centrales hidroeléctricas:

- Marzo 2018: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.
- Abril 2018 – febrero 2019: 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 28 de febrero.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario.

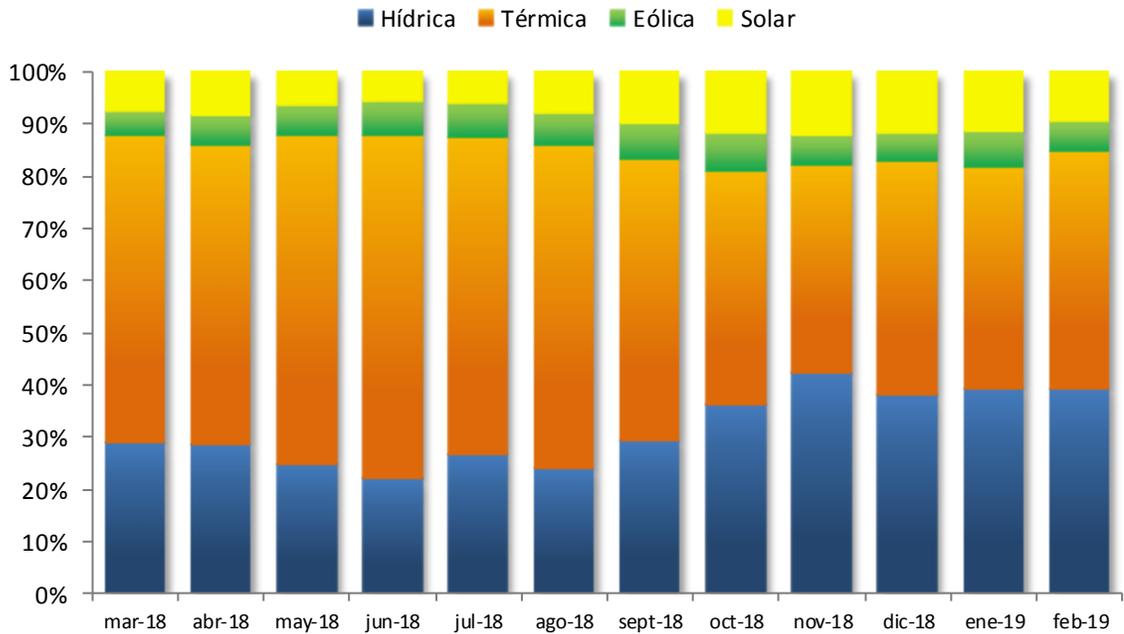


Figura 43: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología seca.

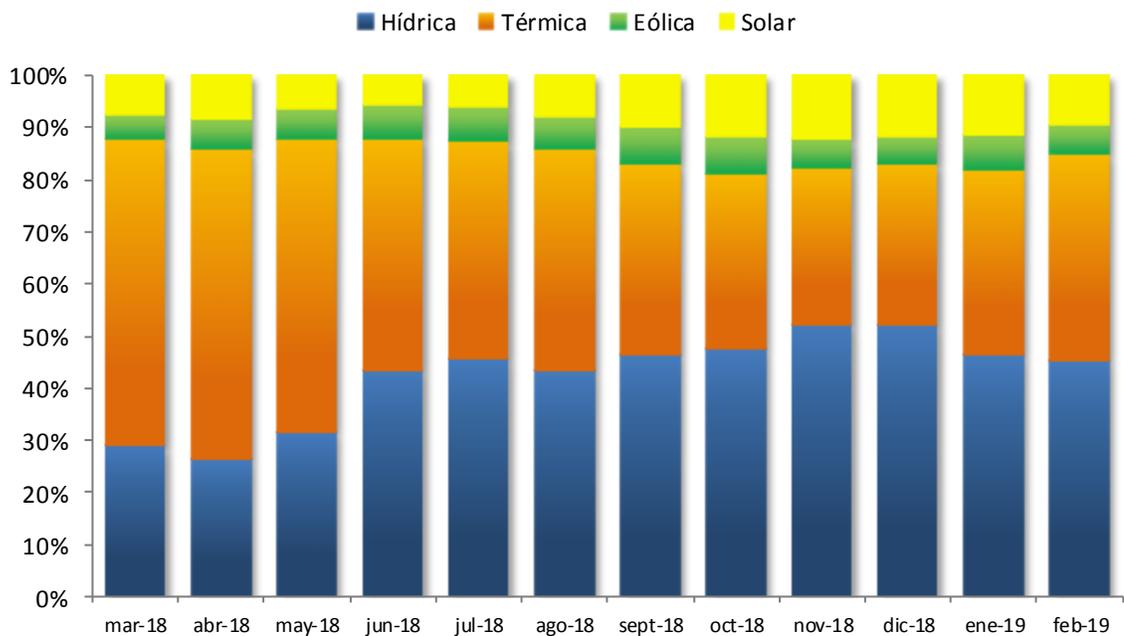


Figura 44: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología media.

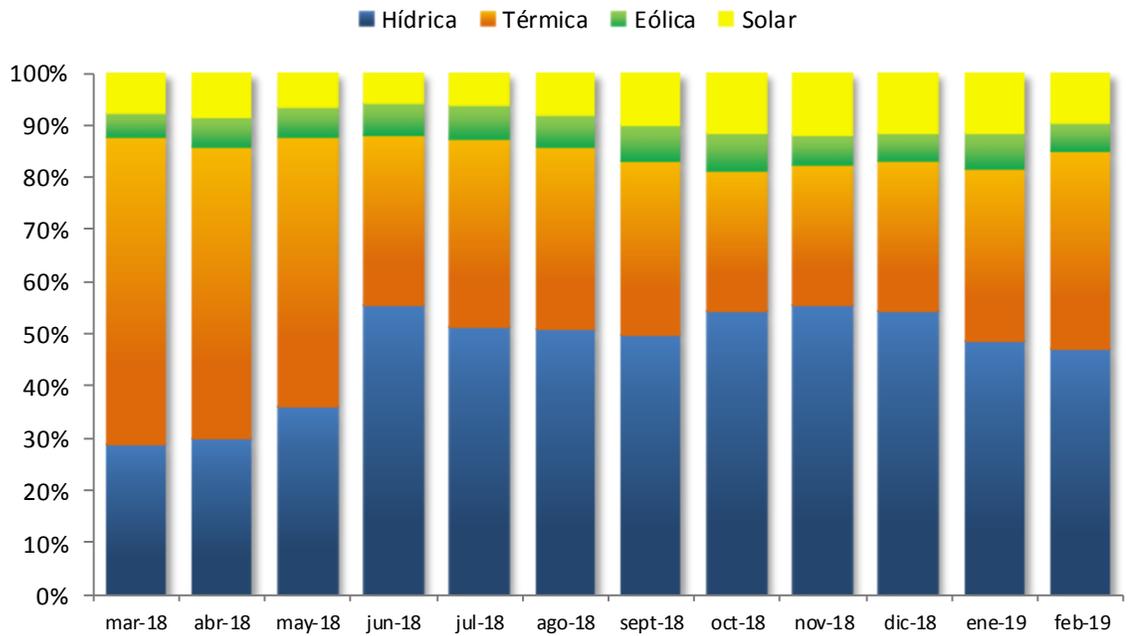


Figura 45: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología húmeda.

Auditorías

7.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS

Durante el año 2017 se desarrolló parte o la totalidad del proceso de auditorías a parámetros técnicos de unidades térmicas, las cuales se presentan en la siguiente tabla, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en la página web del Coordinador.

Auditoría	Unidades Auditadas
Parámetros técnicos a centrales ciclo combinado	Nehuenco I, Nehuenco II, San Isidro I, San Isidro II y Nueva Renca.
Parámetros técnicos a centrales vapor-carbón	Santa María - Bocamina I y Bocamina II.
Potencia máxima de centrales	Los Vientos, Cardones, Cenizas, Lag. Verde, Nehuenco II, PAM, Carilafquen, Renca U1 y U2, Coronel TG, El Salvador TG1, Yungay U4, EMELDA, Andes Generación, Ventanas, NTO1. Adjudicación de pruebas a 35 centrales.
Mínimo Técnico	Guacolda, Kelar, Rucatayo, Cochrane 1 y 2, U16, CC1 y CC" de Gas Atacama, CTTAR, Diego de Almagro, Huasco TG, Taltal U1 y U2, TGTAR, Lautaro, Luz del Norte. Confeción o Admisibilidad de informe: sobre 100 unidades generadoras.

Tabla 4: Auditorías técnicas a centrales térmicas 2017.

7.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES ZONA NORTE

Durante 2017 se iniciaron auditorías correctivas en las subestaciones Zaldívar, Cardones y Maitencillo, fundamentadas en eventos de falla por los que se han visto afectadas. El estado de esas auditorías, es:

- S/E Maitencillo: Informe final enviado a la SEC durante febrero 2018.
- S/E Zaldívar: Informe final enviado a la SEC durante marzo 2018.
- S/E Cardones: Informe final recibido en marzo.

Proyectos

8.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN ADJUDICADAS EN 2017

Durante 2017 se licitaron 4 proyectos de transmisión nacional (obras nuevas) correspondientes al Decreto Exento N° 373/2016. Estas licitaciones fueron adjudicadas con éxito, finalizando el proceso en el mes de junio de 2017. A continuación, se presenta el listado de las empresas adjudicatarias, cuyo proceso de licitación se encuentra disponible en la página web del coordinador.

Proyecto	Empresa Adjudicataria
S/E Seccionadora Nva. Pozo Almonte 220 kV; Línea 2x220 kV Nva. Pozo Almonte - Pozo Almonte (tendido primer circuito); Línea 2x220 kV Nva. Pozo Almonte - Cóndores (tendido primer circuito); Línea 2x220 kV Nva. Pozo Almonte - Parinacota (tendido primer circuito)	Consortio Red Eléctrica Chile SpA y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Línea Nva. Maitencillo - Punta Colorada - Nva. Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	Consortio SAESA-Chilquinta
S/E Seccionadora Nva. Lampa 220 kV	Enel Distribución Chile S.A.
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x175 MVA 500/200 kV S/E Nva. Cardones, S/E Nva. Maitencillo y S/E Nva. Pan de Azúcar	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Tabla 5: Resultados de licitación DE N°373/2016.

8.1.1. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2017.

- Decreto 422:
 - o 8 Obras Nuevas en Sistema Nacional, por un total de MMUSD 300.
- Decreto 418
 - o 31 Obras Nuevas Zonales, por un total de MMUSD 569.
 - o 67 Obras de Ampliación Zonal, por un total de MMUSD 199.

8.2. PROYECTOS EN CARPETA

8.2.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la siguiente figura, se consolida la cantidad de proyectos de transmisión que se encuentran en construcción y poseen fecha estimada de entrada a la operación entre los años 2018 y 2020, desagregados por nivel de tensión según catastro de proyectos correspondiente al mes de enero 2018.

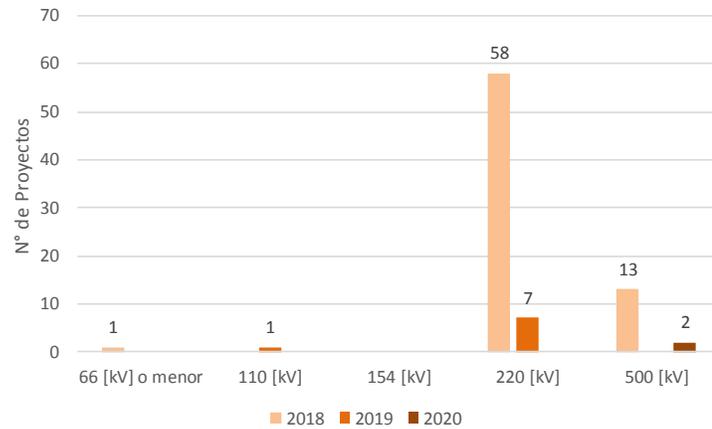


Figura 46: Proyectos de transmisión declarados en construcción.

8.2.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la siguiente figura, se consolida la cantidad de proyectos de generación que se encuentran en construcción y poseen fecha estimada de entrada a la operación entre los años 2018 y 2020, desagregados por tipo de fuente.

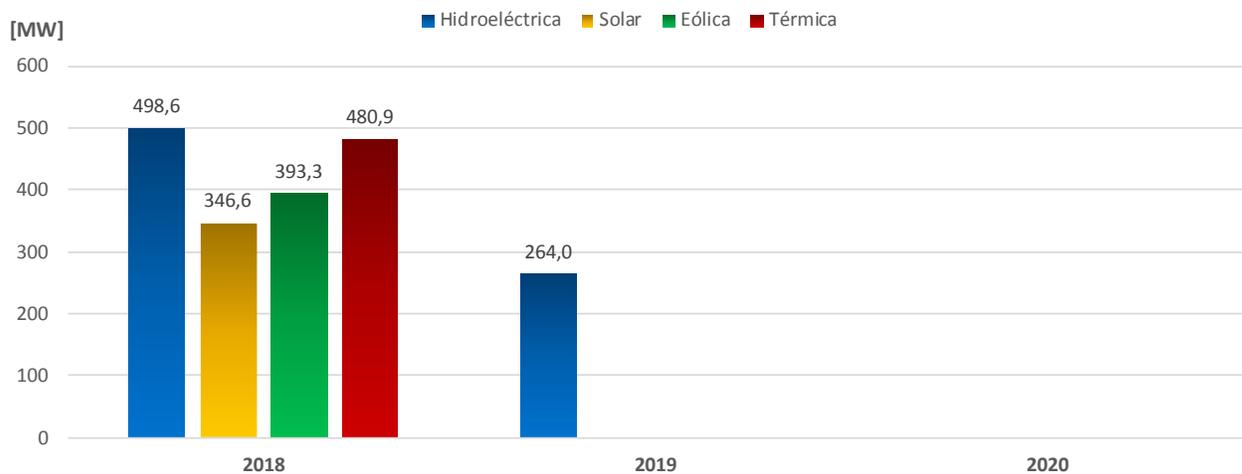


Figura 47: Proyectos de generación declarados en construcción.