

INFORME TRIMESTRAL  
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

OCTUBRE - DICIEMBRE 2017



# Índice

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>MODIFICACIONES NORMATIVAS</b>	<b>5</b>
1.1. LEGISLACIÓN	5
1.2. REGLAMENTACIÓN	5
1.3. NORMAS TÉCNICAS	7
1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	11
<b>SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES</b>	<b>12</b>
2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	12
2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	12
2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE	15
2.4. COSTOS MARGINALES	16
2.5. RESUMEN DE VENTAS	17
2.6. MANTENIMIENTO MAYOR	18
2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	21
2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS	22
2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.	22
<b>ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO</b>	<b>26</b>
3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	26
3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO	27
3.3. CONTROL DE TENSIÓN	28
3.4. CONTROL DE FRECUENCIA	28
<b>PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES</b>	<b>30</b>
4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO	30
4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS	31
4.3. VENTAS ESPERADAS	34
<b>PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN</b>	<b>35</b>

5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN	35
5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	35
<b>ANEXO SEN</b>	<b>36</b>
<hr/>	
1. PROGRAMA DE OPERACIÓN PERÍODO Enero 2018 – DiciEMBRE 2018 SEN.	36

## 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.

Según lo señalan las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936, específicamente en su Artículo Primero, el Coordinador es el continuador legal de los CDEC, razón por la cual, le corresponde ejercer las funciones que la ley le asigna, entre otras, las establecidas en el Artículo 32 del DS N°291/2007, modificado a través del DS N°115/2012, según el cual se debe enviar trimestralmente a los integrantes un informe resumido que contenga, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses;
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses;
- c) Modificaciones normativas recientes y,
- d) Reglamento Interno (Estatutos Internos del Coordinador Eléctrico Nacional).

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los integrantes el informe trimestral correspondiente al cuarto trimestre de 2017.

## Modificaciones Normativas

El presente capítulo contiene el estado de la normativa vigente, incluyendo aquellas modificaciones relevantes producidas durante el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2017. Asimismo, se presentan los avances realizados durante el mismo periodo de los estudios tarifarios en ejecución.

### 1.1. LEGISLACIÓN

Durante el cuarto trimestre de 2017 no se registraron modificaciones en el ámbito legislativo.

### 1.2. REGLAMENTACIÓN

#### 1.2.1. REGLAMENTOS DICTADOS EN EL PERÍODO

Durante el cuarto trimestre no se registran nuevos reglamentos. A modo de consolidación, durante 2017 se han dictado Reglamentos referidos a:

Reglamentos dictados
Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico.
Reglamento de Planificación Energética de largo plazo.
Normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión.
Anualidad del V.I y C.O.M.A de instalaciones de transmisión.
Procedimiento para la entrega de información pública por parte del Coordinador.
Reglamento con requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos
Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión.
Reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico.
Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4 del 2008.

Tabla 1: Reglamentos dictados en el período

### 1.2.2. REGLAMENTOS EN TRÁMITE

Reglamentos en trámite	Estado
<p><b>Reglamento de Transferencias de potencia entre Empresas Generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos</b></p>	<p>Consulta pública finalizada con fecha 17 de noviembre de 2017.</p>
<p><b>Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transformación, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica</b></p>	<p>Ingresado a Contraloría con fecha 23 de noviembre de 2017.</p>
<p><b>Reglamento de Servicios Complementarios</b></p>	<p>Se han realizado dos reuniones de la mesa de trabajo, en torno al borrador del Reglamento.</p> <p>El jueves 12 de octubre, el Ministerio de Energía puso a disposición de la ciudadanía el borrador de la propuesta de Reglamento de Servicios Complementarios. El proceso de consulta estará abierto durante 10 días hábiles, a contar de dicha fecha.</p>
<p><b>Reglamento Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.</b></p>	<p>Reingresado a Contraloría con fecha 13 de noviembre de 2017.</p>
<p><b>Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional</b></p>	<p>El día 24 de octubre se realizó reunión con los participantes de la Mesa de Trabajo para recoger las observaciones al borrador del Reglamento.</p> <p>El día 12 de octubre, el Ministerio de Energía puso a disposición de la ciudadanía el borrador de la propuesta de Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN. El proceso de consulta estará abierto durante 10 días hábiles, a contar de dicha fecha.</p>
<p><b>Reglamento Sistema de Transmisión y Planificación de TX</b></p>	<p>Última reunión efectuada en agosto.</p>

Reglamentos en trámite	Estado
<b>Reglamento Valorización, Remuneración y Pago TX</b>	Elaboración de borrador para inicio de consulta pública.
<b>Reglamento de Regulación de Armonización Tarifaria</b>	Sin novedades
<b>Reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos</b>	Reingresado a Contraloría con fecha 13 de noviembre de 2017 (previamente ingresado el 18May17).

Tabla 2: Reglamentos en trámite

### 1.3. NORMAS TÉCNICAS

Las siguientes tablas presentan el estado de la Normativa Técnica Sectorial y el desarrollo de la planificación 2017.

#### 1.3.1. NORMAS TÉCNICAS DICTADAS EN EL PERÍODO

Normas Técnicas	Comentario
<b>De Seguridad y Calidad de Servicio</b>	No se registran modificaciones a la Norma Técnica en este periodo
<b>De Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión</b>	Resolución Exenta N° 548 de fecha 3 de octubre de 2017 da inicio al procedimiento de modificación.
<b>De Potencia</b>	No se registran modificaciones a la Norma Técnica en este periodo
<b>Otras Normas Técnicas</b>	Resolución Exenta 558 (06 de octubre, publicada en el Diario Oficial). <ul style="list-style-type: none"> <li>- Completa y modifica Resolución N°778 Exenta, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, de fecha 15 de noviembre de 2016, modificada por Resolución N°203 Exenta, de fecha 25 de abril de 2017.</li> </ul> Resolución Exenta N°659 (24 de noviembre, Publicada en el Diario Oficial).

Normas Técnicas	Comentario
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Establece disposiciones técnicas para implementación del Artículo 8º de la Ley 20.780 “Reforma Tributaria que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes en el Sistema Tributario”.</li> </ul> <p>Resolución Exenta N°671 (Dictada por la CNE, el 22 de noviembre de 2017).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a enero de 2018</li> </ul> <p>Resolución Exenta CNE N°745 (26Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aprueba Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos.</li> </ul> <p>Resolución Exenta N°743 (22Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifica y Complementa Resolución N°380 Exenta, de 2017, que Establece Plazos, Requisitos y Condiciones Aplicables al Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, para Polos de Desarrollo, y de las Instalaciones de Sistemas de Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sometidos a Regulación de Precios.</li> </ul> <p>Resolución Exenta CNE N°740 (21Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.</li> </ul> <p>Resolución Exenta CNE N°706 (07Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fija Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistema de Distribución.</li> </ul> <p>Resolución Exenta CNE N°714 (12Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Constituye registro de participación ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90º de la Ley General de Servicios Eléctricos.</li> </ul> <p>Resolución Exenta N°711 (12Dic17).</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Establece Metodología Aplicable al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87º de la Ley General de Servicios Eléctricos, y deja sin efecto la Resolución CNE N°384 Exenta, de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017.</li> </ul>

Tabla 3: Estado de Normativa Técnica Sectorial

### 1.3.2. PROCESOS DE DICTACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS EN CURSO

El plan correspondiente al año 2017 con relación a la normativa técnica sectorial, y su avance, se resumen en el siguiente cuadro:

Norma Técnica	Contenido	Estado
<b>Plan Anual para la elaboración y desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2016</b>		<p>Resolución Exenta N°469 (22 de agosto de 2017) modifica Resolución Exenta N°23, de 13 de enero de 2017, que aprueba Plan de Trabajo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Norma Técnica correspondiente al año 2017.</p> <p>Resolución Exenta N°513 de fecha 15 de septiembre de 2017.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resolución de inicio del procedimiento de revisión y modificación a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio, en las materias señaladas en el Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica año 2017.</li> <li>- Comenzó proceso de formación de Comité Consultivo de modificaciones a la Norma Técnica antes referida.</li> </ul>
<b>Elaboración Servicios Complementarios (Res. N° 825)</b>	<b>NT</b> Homologación de los procedimientos CDEC a los que se refiere el Decreto N°130, de 2011, del Ministerio de Energía.	Con fecha 11 de marzo 2017, se publicó en el Diario Oficial la Resolución exenta N°114 que Aprueba Norma Técnica de Servicios Complementarios
<b>Elaboración NT de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución</b>	Incorporación de estándares de calidad para los sistemas de distribución asociados a calidad de producto, calidad de suministro y calidad comercial.	Finalizada etapa de consulta pública (agosto de 2017).
<b>Elaboración de Norma Técnica de Sistemas Medianos, a la que se refiere el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Procedimiento para el Despacho de Unidades generadoras.</li> <li>2.- Procedimiento de operación y conexión de las instalaciones de transmisión para la operación del sistema a mínimo costo.</li> <li>3.- Procedimiento de planificación de la operación de corto, mediano y largo plazo de los sistemas medianos.</li> </ol>	El borrador de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos se encuentra sometido a Consulta Pública desde el jueves 23 de noviembre hasta el jueves 14 de diciembre de 2017. Las observaciones al borrador se enviaron a la CNE el día 14 de diciembre.

<b>Norma Técnica</b>	<b>Contenido</b>	<b>Estado</b>
<b>Elaboración Normas Técnicas sobre cálculo de costos marginales</b>	Metodologías y procedimientos de detalle en concordancia con reglamento de coordinación y operación	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Elaboración Normas Técnicas sobre transferencias económicas</b>	Metodologías y procedimientos de detalle en concordancia con reglamento de coordinación y operación	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Elaboración Normas Técnicas sobre funciones de control y despacho</b>	Metodologías y procedimientos de detalle en concordancia con reglamento de coordinación y operación	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Elaboración de Norma Técnica de Programación de Corto, Mediano y Largo Plazo</b>	Metodologías y procedimientos de detalle en concordancia con reglamento de coordinación y operación	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Elaboración de Norma Técnica sobre declaración de costos variables</b>	Metodologías y procedimientos de detalle en concordancia con reglamento de coordinación y operación	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Modificación de Norma Técnica de conexión y operación de equipos de equipos de generación en baja tensión</b>	Revisión y modificación del proceso de conexión de equipamiento de generación y exigencias asociadas	Pendiente Resolución inicio de proceso
<b>Modificación Norma Técnica de transferencias de potencia entre empresas</b>	Revisión y modificación de la potencia inicial de unidades generadoras cuyas fuentes sea no convencional y de la indisponibilidad forzada entre otras materias en concordancia con los cambios a realizar en el reglamento de	Pendiente Resolución inicio de proceso

Norma Técnica	Contenido	Estado
	transferencias de potencia entre empresas generadoras	

Tabla 4: Estado de Normativa Técnica Sectorial.

#### 1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

No se han efectuado modificaciones a los Estatutos que, con fecha 22 de diciembre 2016, el Coordinador publicó en su sitio web.

## SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

### 2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La capacidad instalada del SEN a diciembre de 2017 alcanza los 23.729 MW, de los cuales el 55,8% es provisto por centrales termoeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos de generación declarados en construcción con resolución CNE, se esperan 1.710,8 MW de generación a conectar durante 2018.

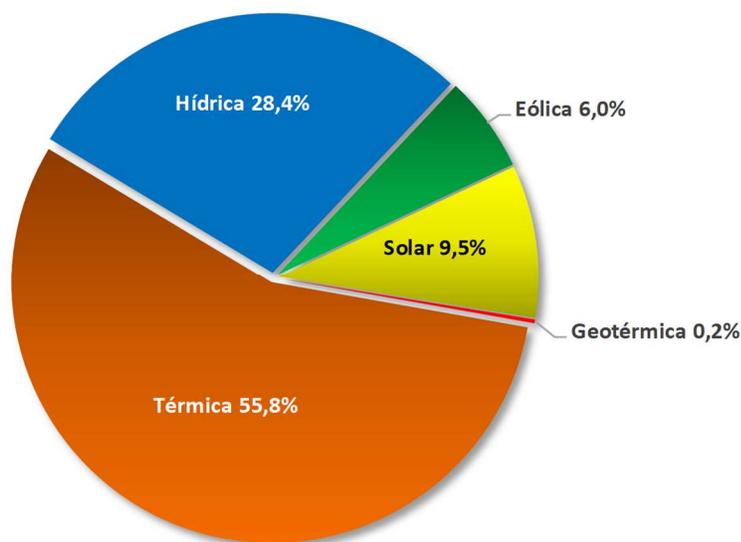


Figura 1: Capacidad instalada de generación SEN diciembre-17.

### 2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el cuarto trimestre alcanzó los 18.883,2 GWh, mostrando un aumento del 3,4% respecto a igual periodo de 2016 (18.261,8 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de esos 18.883,2 GWh, por tipo de fuente, para la generación trimestral y mensual, respectivamente.

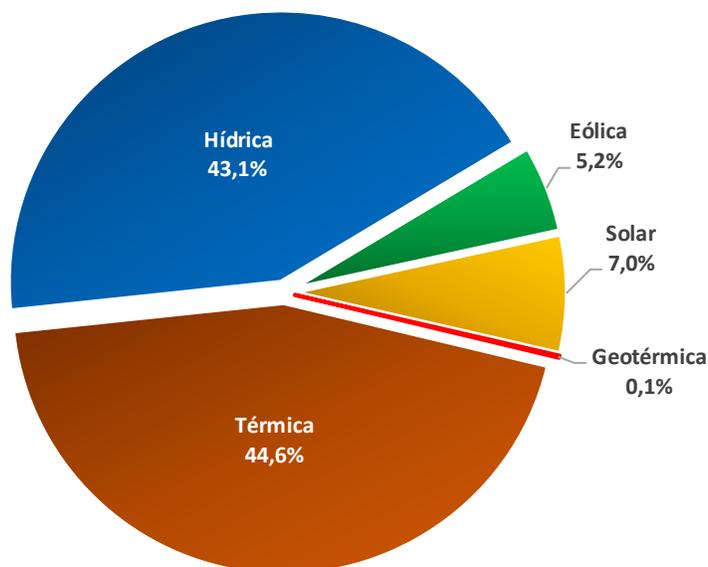


Figura 2: Porcentaje de generación trimestral desagregada según tipo de fuente.

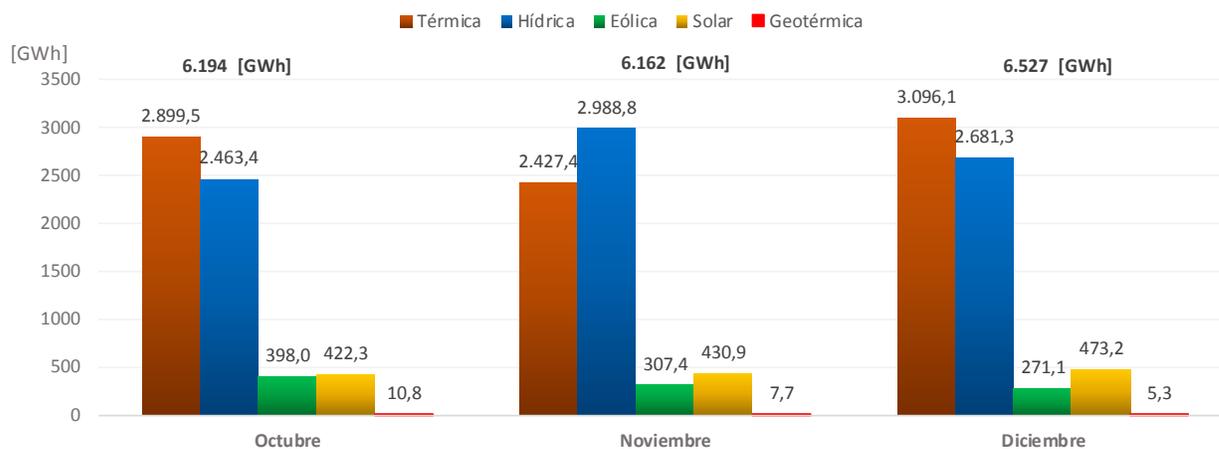


Figura 3: Generación mensual del cuarto trimestre 2017 desagregada según tipo de fuente.

Durante el cuarto trimestre de 2017, se registró una inyección de energía renovable no convencional (ERNC) que alcanzó los 3.231,0 GWh, lo que representa un aumento del 20,7% respecto a la generación ERNC producida en igual periodo del año 2016 (2.677,8 GWh), la cual equivale al 17,1% de la generación total del SEN en el periodo octubre-diciembre del presente año. La siguiente figura presenta el aporte energético de las tecnologías ERNC durante este cuarto trimestre, la cual se contrasta con igual periodo del año anterior.

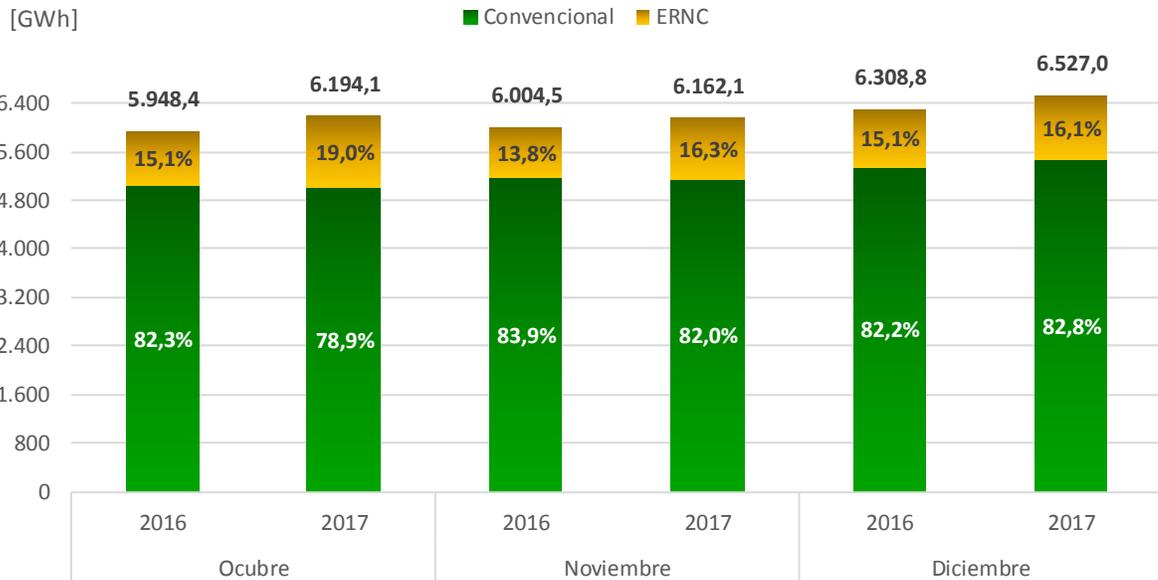


Figura 4: Generación ERNC mensual cuarto trimestre 2016 y 2017.

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria y la generación bruta diaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2017. La máxima demanda horaria se registró el martes 19 de diciembre en la hora 16 y alcanzó los 10.363,2 MW, lo que representa un aumento del 2,4% respecto de la máxima demanda horaria registrada en igual periodo de 2016 (10.115,5 MW). Además, la mayor generación diaria del trimestre ocurrió el jueves 28 de diciembre alcanzando 226,4 GWh, lo que representa un aumento de 4,1% respecto de la máxima generación diaria registrada en igual periodo de 2016 (217,4 GWh).

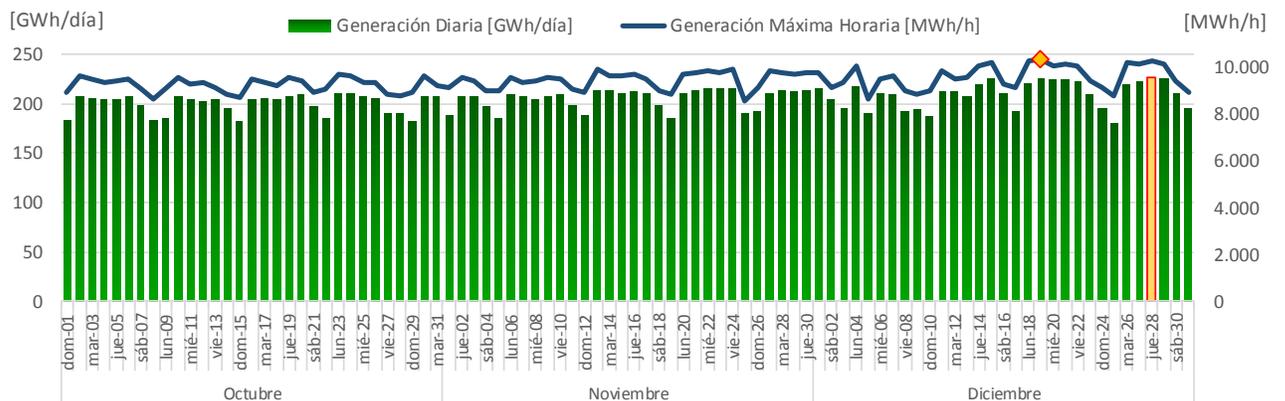


Figura 5: Generación bruta diaria y máxima potencia bruta media horaria cuarto trimestre.

### 2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE

Como se ilustra en la siguiente figura, las tecnologías con mayor participación en el total de la generación bruta de energía del trimestre corresponden a hidroelectricidad y carbón, con el 43,1% y 34,0% respectivamente.

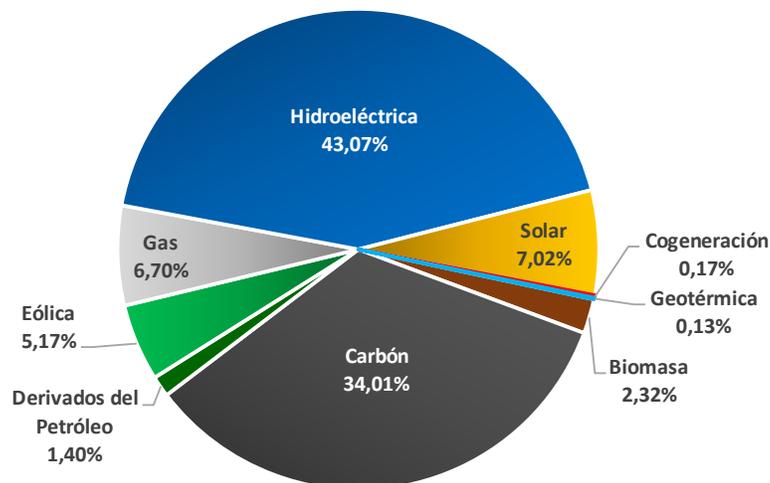


Figura 6: Porcentaje de participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

En la figura siguiente se muestra la generación bruta diaria del cuarto trimestre del año, desagregada por tipo de combustible.

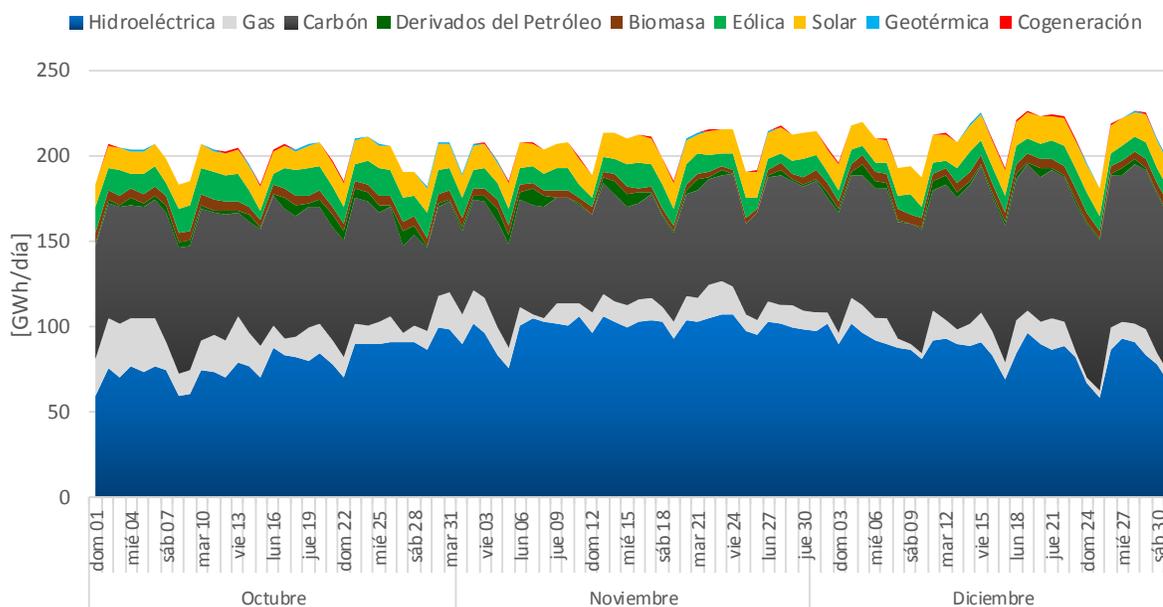


Figura 7: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En la tabla siguiente se presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre, la cual indica que el mes con mayor producción de energía fue diciembre con 6.527,0 GWh, lo que corresponde al 34,6% de la generación bruta del trimestre.

	Oct	Nov	Dic
Biomasa	167,5	108,4	162,8
Carbón	2.066,0	1.843,9	2.511,5
Derivados del Petróleo	101,7	88,9	74,5
Eólica	398,0	307,4	271,1
Gas	554,4	375,6	335,4
Hidroeléctrica	2.463,4	2.988,8	2.681,3
Solar	422,3	430,9	473,2
Cogeneración	9,8	10,6	11,9
Geotérmica	10,8	7,7	5,3
	<b>6.194,1</b>	<b>6.162,1</b>	<b>6.527,0</b>

Tabla 5: Generación bruta mensual por tipo de combustible [GWh].

#### 2.4. COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del cuarto trimestre del año 2017 en la barra Crucero 220 kV fue de 56,9 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución del 9,4% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2016 (62,8 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 88,6 USD/MWh, ocurrido el miércoles 18 de octubre, lo que es un 26,9% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2016 (121,2 USD/MWh). Por otro lado, el valor promedio diario mínimo en la barra Crucero 220 kV se produjo el domingo 10 de diciembre con 38,5 USD/MWh, valor 10,4% superior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2016 (34,9 USD/MWh). Asimismo, el promedio trimestral en la barra Quillota 220 kV fue de 39,7 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución del 15,7% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2016 (47,1 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 60,3 USD/MWh, ocurrido el viernes 8 de diciembre, lo que es un 2,4% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2016 (61,8 USD/MWh). Por otro lado, el valor promedio diario mínimo en la barra Quillota 220 kV se produjo el domingo 10 de diciembre con 38,5 USD/MWh, valor 26,9% superior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2016 (30,3 USD/MWh).

Barra 220 kV	Octubre				Noviembre				Diciembre			
	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt
2016 [USD/MWh]	47,5	31,3	48,8	52,2	60,4	39,2	45,9	50,5	80,7	36,1	46,7	54,4
2017 [USD/MWh]	55,3	31,4	39,1	37,1	59,9	39,4	34,0	31,9	55,5	47,5	46,2	45,4
<b>Variación [%]</b>	<b>16,54%</b>	<b>0,16%</b>	<b>-20,03%</b>	<b>-29,05%</b>	<b>-0,72%</b>	<b>0,52%</b>	<b>-25,96%</b>	<b>-36,78%</b>	<b>-31,14%</b>	<b>31,74%</b>	<b>-1,17%</b>	<b>-16,59%</b>

Tabla 6: Costo marginal promedio diario cuarto trimestre 2017 [USD/MWh] en barras representativas SEN.

En la siguiente figura, se presentan los costos marginales promedio diarios del cuarto trimestre de 2017 en cuatro barras con mayor representatividad del SEN.

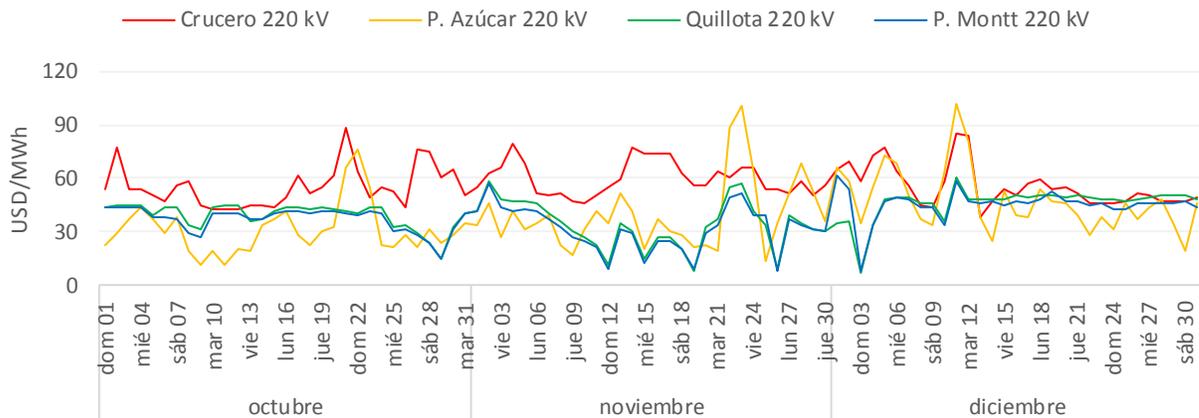


Figura 8: Costos marginales promedio-diaros barras representativas SEN.

## 2.5. RESUMEN DE VENTAS

En el siguiente cuadro se presenta un resumen con las ventas trimestrales efectuadas a clientes interconectados a instalaciones de transmisión y distribución del SEN, y su comparación con años anteriores (tasas de crecimiento ajustadas por año 2016 bisiesto). Las ventas totales del periodo enero – diciembre de 2017 totalizaron 68.268,0 GWh, de los cuales el 50,6% correspondió a ventas a clientes interconectados a instalaciones de transmisión, y el 49,4% a ventas a clientes interconectados en distribución.

		2015	2016	% Variación 16/15	2017	% Variación 17/16
Distribución	T1	9.313,0	9448,5	0,19%	8.804,3	-5,78%
	T2	8.956,8	9129,8	1,92%	8.310,2	-8,98%
	T3	9.050,7	8966,9	-0,89%	8.374,9	-6,60%
	T4	8.973,3	8919,4	0,87%	8.228,7	-7,74%
Transmisión	T1	7.223,4	7.690,5	6,41%	7.982,3	4,95%
	T2	7.435,1	7.780,0	7,08%	8.598,1	10,52%
	T3	7.615,3	7.767,2	4,53%	8.926,1	14,92%
	T4	7.901,0	7.714,11	1,28%	9.043,3	17,23%
<b>Total Anual [GWh]</b>						
<b>Distribución</b>		36.293,8	36.464,6	0,20%	33.718,1	-7,28%
<b>Transmisión</b>		30.174,8	30.951,8	2,29%	34.549,9	11,93%
<b>Ventas SEN Anual</b>		<b>66.468,6</b>	<b>67.416,5</b>	<b>1,15%</b>	<b>68.268,0</b>	<b>1,54%</b>

Tabla 7: Ventas trimestrales [GWh].

Las ventas de energía mensuales del SEN durante 2017, han sufrido un aumento promedio del 1,5% respecto del mismo periodo del 2016. La mayor desviación porcentual se registró en el mes de agosto, presentándose el detalle en la siguiente figura (mes de diciembre 17, dato preliminar).

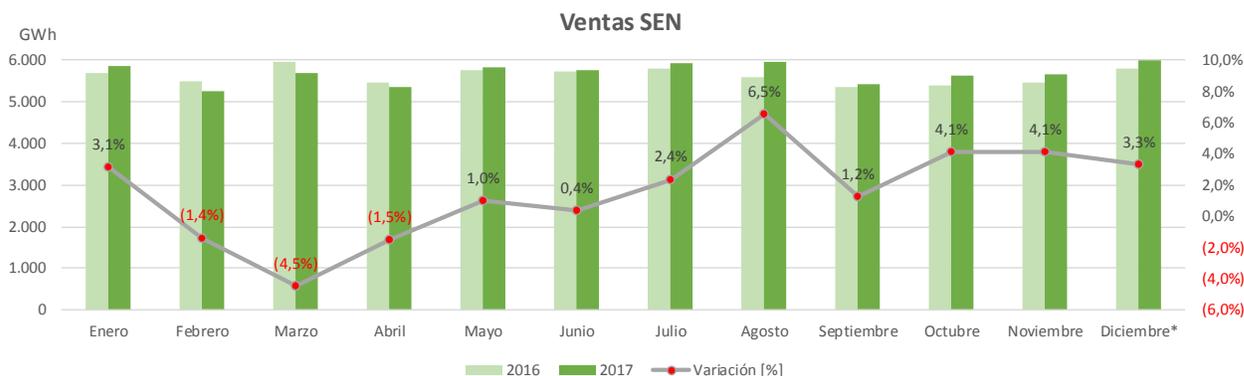


Figura 9: Ventas mensuales SEN 2017 vs 2016.

Las figuras 10 y 11 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período octubre-diciembre, las ventas efectuadas a consumos conectados en instalaciones de distribución experimentaron una disminución del 7,7% (ventas por 8.228,7 GWh en 2017 vs 8.919,4 GWh en 2016). Por otro lado, las ventas efectuadas a consumos conectados en instalaciones de transmisión han experimentado un aumento de 17,2% en este cuarto trimestre (ventas por 9.043,3 GWh en 2017 vs 8.919,4 GWh en 2016).

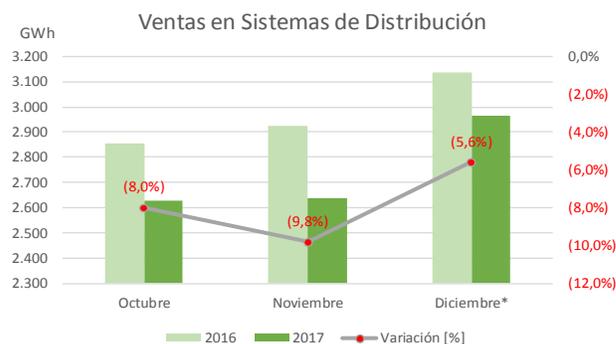


Figura 10: Ventas trimestrales en consumos de distribución.

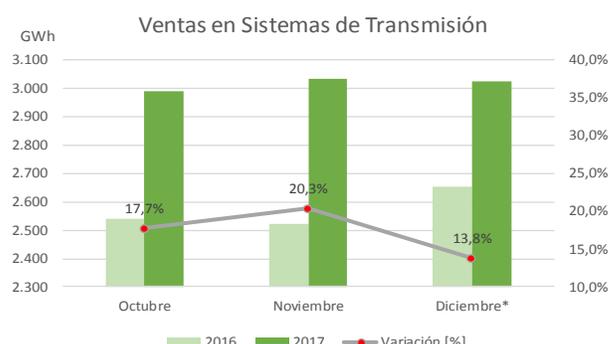


Figura 11: Ventas trimestrales en consumos de transmisión.

## 2.6. MANTENIMIENTO MAYOR

En el siguiente cuadro, se presentan las unidades de generación del SEN que realizaron mantenimientos mayores durante el cuarto trimestre del año 2017.

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [Días]
UG5	MINERA COLLAHUASI	26-ago	05-dic	101
La Higuera U2	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	21-sept	05-oct	14
Central Nueva Aldea 1	Arauco Bioenergía S.A.	24-sept	02-oct	8
Ojos de Agua	ENEL GENERACIÓN	25-sept	30-sept	5
El Toro U4	ENEL GENERACIÓN	25-sept	29-sept	4
Cipreses U3	ENEL GENERACIÓN	25-sept	30-sept	5
San Ignacio	COLBÚN	25-sept	12-oct	17
Bocamina	ENEL GENERACIÓN	01-oct	23-oct	22
M1AR2	Engie	01-oct	06-oct	5
Arauco TG4 / TG5	Arauco Bioenergía S.A.	02-oct	27-oct	25
Hornitos	COLBÚN (RÍO TRANQUILO)	02-oct	13-oct	11
San Isidro I TG	ENEL GENERACIÓN	02-oct	13-oct	11
El Paso	HYDROCHILE S.A.	02-oct	09-oct	7
CMPC Pacifico Turbina 1	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC CELULOSA)	08-oct	07-nov	30
Cardones	Central Cardones S.A.	09-oct	22-oct	13
CalleCalle U 4	SAGESA	10-oct	17-oct	7
Taltal U2	ENEL GENERACIÓN	10-oct	11-dic	62
CMPC Santa Fe	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC CELULOSA)	13-oct	26-oct	13
CMPC Laja	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC CELULOSA)	13-oct	30-nov	48
ZOFRI_11	ENORCHILE S.A	14-oct	20-nov	37
Nehuenco I	COLBÚN	15-oct	14-dic	60
Chacabuquito U2	COLBÚN	16-oct	23-oct	7
Central Coronel TG	SAGESA	16-oct	27-oct	11
Laja	AES GENER S.A.	16-oct	14-nov	29
Los Vientos	AES GENER S.A. (ELÉCTRICA SANTIAGO)	17-oct	28-oct	11
Guacolda 3	AES GENER S.A. (GUACOLDA)	18-oct	27-oct	9
CalleCalle U 3	SAGESA	18-oct	20-oct	2
CHAP_1	Engie	20-oct	26-oct	6
CTM2	Engie	20-oct	28-nov	39
Puntilla U1	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	23-oct	30-oct	7
MIMB_3	Minera Mantos Blancos	23-oct	30-oct	7
CMPC Tissue	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC TISSUE)	25-oct	03-nov	9
PAM	Noracid	26-oct	02-nov	7
Nueva Renca	AES GENER S.A. (ELÉCTRICA SANTIAGO)	27-oct	27-oct	0

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [Días]
GMAR1	Engie	30-oct	10-nov	11
San Isidro II TG	ENEL GENERACIÓN	30-oct	10-nov	11
Colmito TG	Termoeléctrica Colmito S.A.	30-oct	12-nov	13
Bocamina II	ENEL GENERACIÓN	01-nov	01-dic	30
UG5 UG5	MINERA COLLAHUASI	01-nov	05-dic	34
Santa María	COLBÚN	04-nov	24-nov	20
CMPC Cordillera	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC PAPELES CORDILLERA)	05-nov	11-nov	6
Laja	AES GENER S.A.	05-nov	16-nov	11
Vertientes	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	06-nov	21-nov	15
Chacabuquito U1	COLBÚN	06-nov	13-nov	7
CalleCalle U 1	SAGESA	07-nov	09-nov	2
Yungay U1	Duke Energy International Duqueco Spa	07-nov	14-nov	7
Yungay U2	Duke Energy International Duqueco Spa	07-nov	14-nov	7
Yungay U3	Duke Energy International Duqueco Spa	07-nov	14-nov	7
Yungay U4	Duke Energy International Duqueco Spa	07-nov	14-nov	7
Viñales	Arauco Bioenergía S.A.	07-nov	18-nov	11
Guacolda 2	AES GENER S.A. (GUACOLDA)	08-nov	30-nov	22
El Toro U2	ENEL GENERACIÓN	13-nov	17-nov	4
Maitenes U1	AES GENER S.A.	13-nov	02-dic	19
Los Espinos U1	TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	14-nov	15-nov	1
CMPC Laja	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC CELULOSA)	14-nov	28-nov	14
Olivos 1	TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	16-nov	17-nov	1
Lautaro II U2	COMASA S.A.	17-nov	27-nov	10
Lautaro I U1	COMASA S.A.	17-nov	28-nov	11
Rapel U1	ENEL GENERACIÓN	20-nov	25-nov	5
El Toro U1	ENEL GENERACIÓN	20-nov	24-nov	4
Central Nueva Aldea 3	Arauco Bioenergía S.A.	20-nov	02-dic	12
San Isidro II TV	ENEL GENERACIÓN	24-nov	26-nov	2
Itata	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	27-nov	08-dic	11
Canutillar	COLBÚN	01-dic	03-dic	2
Pulelfu	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	01-dic	02-dic	1
Capullo	CAPULLO	02-dic	05-dic	3
Pullinque U3	ENEL GREEN (E.E. PANGUIPULLI)	04-dic	15-dic	11
Rapel U5	ENEL GENERACIÓN	04-dic	07-dic	3
Quellón II U1	SAGESA	05-dic	07-dic	2

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [Días]
Termoeléctrica Mejillones CTM-3	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	05-dic	06-dic	1
M1AR M1AR1	ENGIE ENERGIA S.A.	11-dic	22-dic	11
Quellón II U3	SAGESA	12-dic	15-dic	3
Santa Lidia	AES GENER S.A. (ELÉCTRICA SANTIAGO)	13-dic	21-dic	8
Quellón II U4	SAGESA	15-dic	15-dic	0
ZOFRI_2-5 Unidad 3	ENORCHILE S.A.	22-dic	15-ene	24
Taltal U2	ENEL GENERACIÓN	27-dic	29-dic	2

Tabla 8: Mantenimientos mayores cuarto trimestre.

## 2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

El viernes 12 de febrero de 2016, el entonces 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 el cuarto trimestre de 2017 no se registraron intercambios de energía.

A continuación, se presentan los intercambios de energía entre el SEN y el SADI durante el año 2017.

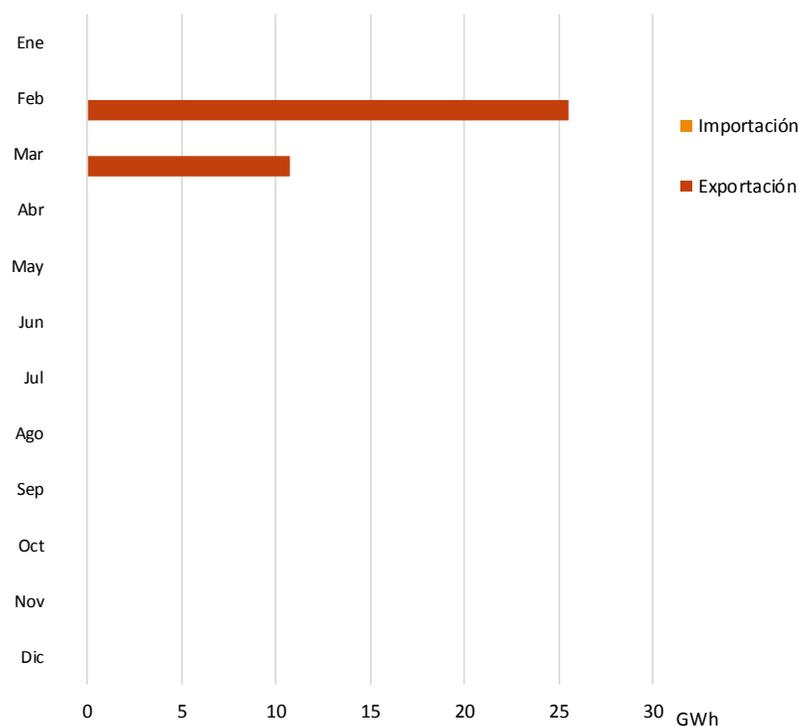


Figura 12: Intercambios de Energía entre el SEN y el SADI en 2017.

## 2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS

En la siguiente figura se presentan los precios promedio para los tres principales combustibles utilizados en el SEN durante el cuarto trimestre 2017, período en el cual el precio promedio del carbón alcanzó los 100,3 USD/Ton, el del gas natural 246,9 USD/dam<sup>3</sup>, mientras que el Petróleo Diésel 594,3 USD/m<sup>3</sup>.

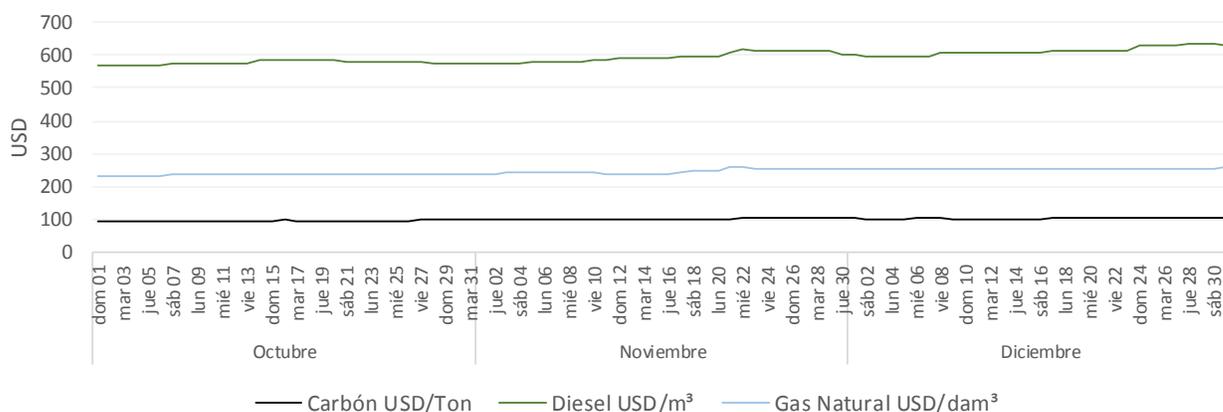


Figura 13: Evolución del precio promedio de combustible.

## 2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.

Se presenta, a continuación, el listado de nuevas instalaciones de generación y transmisión que durante este cuarto trimestre se informó su entrada a la operación o se mantuvieron en etapa de puesta en servicio (PES) a diciembre de 2017.

### 2.9.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO.

El siguiente es el listado de instalaciones de generación en etapa puesta en servicio.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
<b>PFV Santiago Solar</b>	<b>Santiago Solar S.A.</b>	Solar	domingo 31/dic17	<b>115,0</b>
<b>Portezuelo</b>	<b>GR Radal SpA</b>	Solar	domingo 31/dic17	<b>3,0</b>
<b>Cabilsol</b>	<b>GR Guayacán S.p.A.</b>	Solar	----	<b>3,0</b>
<b>Embalse Ancoa</b>	<b>Hidroeléctrica Ancoa S.A.</b>	Hidro Pasada	martes 26/sept17	<b>27,0</b>
<b>Solar El Pelicano</b>	<b>SunPower Corporation S.p.A.</b>	Solar	lunes 25/sept17	<b>100,3</b>
<b>PV Cerro Dominador</b>	<b>ABENGOA SOLAR CHILE</b>	Solar	lunes 17/jul17	<b>99,1</b>
<b>Dos Valles</b>	<b>Hidroeléctrica Dos Valles SpA</b>	PMG Hídrico	viernes 30/jun17	<b>3,0</b>
<b>Cerro Pabellón G2A</b>	<b>Geotérmica del Norte S. A.</b>	Geotérmica	lunes 12/jun17	<b>27,5</b>

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
Cerro Pabellón G1A	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	martes 30/may17	27,5
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	Solar	jueves 25/may17	34,9
PMGD La Viña - Alto la Viña	Hidro Munilque SpA	PMGD Hídrico	viernes 19/may17	0,6
PMGD La Bifurcada	Hidro Munilque SpA	PMGD Hídrico	viernes 19/may17	0,2
La Mina	Colbún	Hídrico	viernes 05/may17	40,0
PMGD Lepanto	ENERKEY SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,5
PMGD Cintac	CINTAC S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
Río Colorado	Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	Hídrico	jueves 02/mar17	15,0
FV Bolero	Helio Atacama Tres SpA	Solar	sábado 25/feb17	146,6
PMGD El Canelo II	Central Eléctrica El Canelo S.p.A.	PMGD Térmico	lunes 20/feb17	3,0
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Enel Green Power del Sur	Eólica	viernes 09/dic16	112,0
PMGD Cuz Cuz	Parque Solar Cuz Cuz SpA	PMGD Solar	miércoles 07/dic16	3,0
PMGD Molina	Bío Energía Molina	PMGD Térmico	miércoles 16/nov16	1,0
PMGD Viña Tarapacá	Andes Energy & Capital S.A.	PMGD Hídrico	martes 02/ago16	0,3
PMGD Altos del Paico	Sun Enel Green	PMGD Solar	martes 07/jun16	2,1
PMGD Chanleufu II	Transoceanica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A.	PMG Eólico	domingo 08/nov15	3,5
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	PMG Solar	miércoles 21/oct15	3,0
La Huayca II	SPS La Huayca S.A.	Solar	viernes 03/jul15	25,1
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	PMG Solar	lunes 11/may15	1,1
Alto Renaico	Mainco S.A.	PMG Hídrico pasada	lunes 19/may14	1,5
Solar El Águila I	Engie Energía Chile S.A.	Solar	sábado 04/may13	2,0

Tabla 9: Centrales en etapa de puesta en servicio (PES)

## 2.9.2. INSTALACIONES DE GENERACIÓN ENTREGADAS A LA OPERACIÓN.

El siguiente es el listado de instalaciones de generación cuya entrega a la operación se informó durante el cuarto trimestre de 2017.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE ENTREGA	POTENCIA [MW]
La Frontera	La Frontera	Solar	viernes 22/dic17	4,8
El Cernícalo 2	El Cernícalo 2	Solar	jueves 21/dic17	1,5
Arrayán	Hidroeléctrica Arrayán SpA	Solar	miércoles 20/dic17	1,2
La Manga I	La Manga Energy SpA	Solar	miércoles 13/dic17	3,0
PMGD Los Pinos (Etapa I)	Genera Austral S.A.	PMGD Biogás	martes 05/dic17	3,0
San Francisco Solar	San Francisco Solar S.p.A	PMGD Solar	miércoles 08/nov17	3,0
Solar Antay	Genpac	Solar	viernes 03/nov17	13,0
PFV Panquehue II	GR Lingue SpA	PMGD Solar	domingo 08/oct17	6,0
Santuario Solar	California Ventures S.p.A.	PMGD Solar	domingo 01/oct17	3,4
Francisco Solar	GR Boldo S.p.A	PMGD Solar	viernes 29/sep17	3,0
El Pilpen	Sybac Solar Systems Chile SpA	PMGD Solar	martes 29/ago17	3,0
La Quinta Solar	La Quinta Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 02/ago17	2,9
El Queltehue	Sybac Solar Project Company SpA	PMGD Solar	martes 01/ago17	3,0
Don Eugenio	Orion Power S.A.	PMGD Solar	lunes 31/jul17	3,0
Valle de la Luna II	Valle de la Luna II S.p.A	PMGD Solar	jueves 27/jul17	3,0
Parque Fotovoltaico Homero	GR Espino SpA	PMGD Solar	miércoles 26/jul17	3,0
La Montaña 2	Hidroeléctrica Río Claro S.A.	PMGD Hídrico	miércoles 19/jul17	1,9
PMGD Melo	SOCER S.A.	PMGD Hídrico	jueves 08/jun17	3,1
PMGD Caliboro	SOCER S.A.	PMGD Hídrico	martes 06/jun17	1,5
PMGD Santa Isabel	SOCER S.A.	PMGD Hídrico	lunes 05/jun17	1,5
PMGD Chile Generación (Mostos del Pacífico)	PMGD Chile Generación Ltda.	PMGD Térmico	lunes 27/mar17	1,5
PMGD Piutel	Generadora Piutel Ltda.	PMGD Hídrico	viernes 16/dic16	0,8

Tabla 10: Centrales entregadas a la operación informadas durante el cuarto trimestre 2017.

### 2.9.3. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ENTREGADAS A LA OPERACIÓN.

El siguiente es el listado de instalaciones de transmisión cuya entrega a la operación se informó durante el cuarto trimestre de 2017.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
<b>S/E GIS Neptuno</b>	Transelec	miércoles 11/oct17	S/E GIS Neptuno Entrada en Operación.
<b>S/E Peñablanca</b>	Chilquinta	viernes 23/dic16	Entrada en operación Nueva S/E Peñablanca
<b>S/E Temuco</b>	Transelec	viernes 28/jul17	Entrada en operación ampliación S/E Temuco

Tabla 11: Instalaciones de transmisión entregadas a la operación informadas durante el cuarto trimestre 2017.

## ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación, se presenta el comportamiento durante los últimos seis meses de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Interconectado del Norte Grande.

### 3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La siguiente tabla muestra el detalle mensual de la energía no suministrada por fallas que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF), conforme la NTSyCS. Esto se compara con las ventas y generación bruta de energía. Durante el cuarto trimestre de 2017, la ENS por fallas alcanzó los 3.332,30 MWh, lo que equivale al 0,019% de las ventas SEN efectuadas en el mismo periodo.

Mes	ENS SIC [MWh]	Ventas SIC [GWh]	ENS SING [MWh]	Ventas SING [GWh]	ENS SEN [MWh]	Ventas SEN [GWh]
Enero	1.337,90	4.464,60	462,00	1.405,92		
Febrero	2.123,29	4.092,38	98,00	1.146,60		
Marzo	2.064,80	4.492,66	83,00	1.184,45		
Abril	984,20	4.033,79	575,80	1.320,68		
Mayo	1.461,99	4.340,77	1.120,43	1.466,14		
Junio	1.393,73	4.380,43	242,79	1.366,52		
Julio	747,20	4.466,53	42,43	1.445,51		
Agosto	473,43	4.450,18	121,81	1.511,31		
Septiembre	304,0	4.068,73	103,67	1.358,75		
Octubre	1.011,1	4.178,66	111,70	1.438,63		
Noviembre	226,8	4.125,61	270,00	15.32,44		
Diciembre					1.712,76	5.984,70

Tabla 12: Energía no suministrada por fallas.

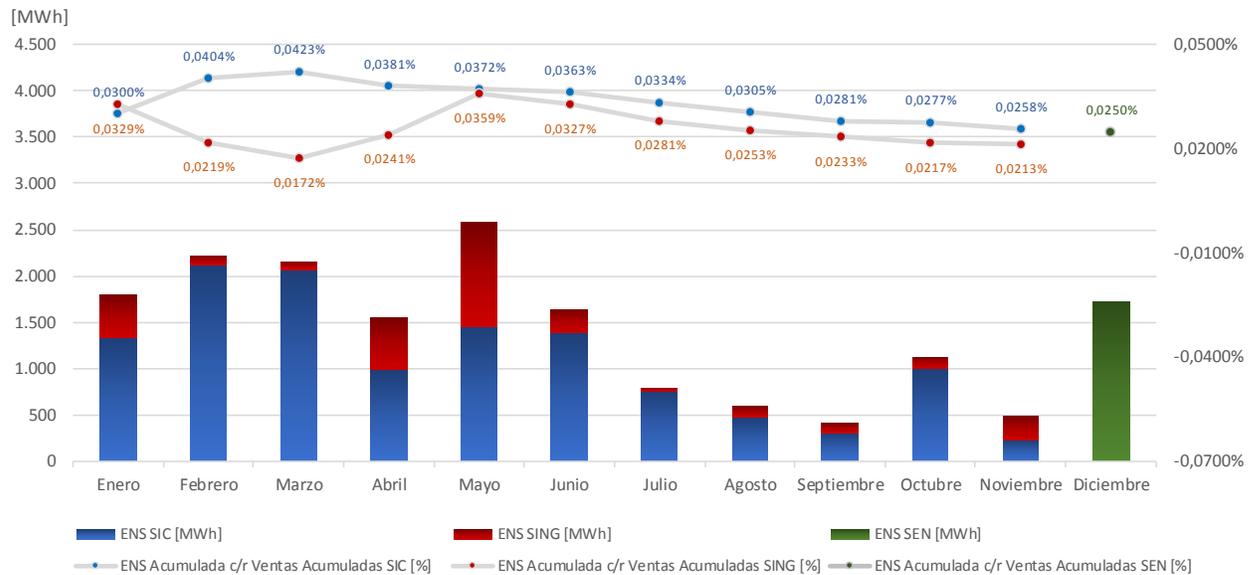


Figura 14: Energía No Suministrada 2017.

### 3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO

A continuación, se presenta la distribución de horas de duración promedio y máximo, por mes, de las fallas que afectaron a instalaciones del SEN que dieron origen a un Estudio de Análisis de Falla, durante 2017. Ésta estadística considera la duración promedio de cada falla.

Mes	Promedio TRS SING	Máximo TRS SING	Promedio TRS SIC	Máximo TRS SIC	Promedio TRS SEN	Máximo TRS SEN
Enero	2,55	17,10	7,72	132,00		
Febrero	1,02	2,78	1,53	7,27		
Marzo	1,96	8,90	1,16	12,76		
Abril	1,77	4,16	2,42	44,26		
Mayo	17,27	85,42	33,36	503,93		
Junio	1,46	3,33	6,20	236,24		
Julio	0,77	1,51	2,40	23,00		
Agosto	1,78	5,58	2,63	13,62		
Septiembre	0,8	1,87	1,60	9,32		
Octubre	2,7	4,30	3,33	17,32		
Noviembre	6,9	45,33	4,26	29,38		
Diciembre					2,26	16,29

Tabla 13: Tiempo (cantidad de horas) de restablecimiento de servicio promedio y máximo mensual.

### 3.3. 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.

Tensión de Servicio	Límite Inferior [kV]	Límite Superior [kV]	Cumplimiento Junio [%]	Cumplimiento Julio [%]	Cumplimiento Agosto [%]	Cumplimiento Septiembre [%]	Cumplimiento Octubre [%]	Cumplimiento Noviembre [%]	Cumplimiento Diciembre [%]
510 [kV]	494,7	525,3	99,98%	99,99%	99,52%	99,99%	99,52%	100,00%	100,00%
504 [kV]	488,9	519,1	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
500 [kV]	485,0	515,0	99,97%	99,94%	99,54%	99,94%	99,60%	99,95%	100,00%
232 [kV]	220,4	243,6	100,00%	100,00%	99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	99,98%
230 [kV]	218,5	241,5	99,96%	100,00%	99,69%	100,00%	100,00%	99,87%	100,00%
228 [kV]	216,6	239,4	99,99%	99,80%	99,75%	99,80%	99,51%	99,61%	99,97%
226 [kV]	214,7	237,3	99,94%	99,85%	99,86%	99,85%	100,00%	100,00%	99,95%
224 [kV]	212,8	235,2	99,96%	99,58%	99,74%	99,58%	99,59%	99,91%	99,98%
222 [kV]	210,9	233,1	98,73%	99,99%	99,99%	99,99%	99,82%	99,63%	97,99%
220 [kV]	209,0	231,0	98,99%	97,64%	95,90%	97,64%	95,05%	96,92%	96,12%

Tabla 13: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del Sistema Eléctrico Nacional para los últimos 6 meses.

### 3.4. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 6 meses, 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.

		Desempeño Mensual de Control de Frecuencia				
		[Hz] < 49,3	49,3<= f [Hz] <49,8	49,8 <= f [Hz] <= 50,2	50,2 < f [Hz] <= 50,7	[Hz] > 50,7
Exigencia según aporte hídrico	Aporte hídrico < 60%	0%	1,5%	97,0%	1,5%	0%
	Aporte hídrico > 60%	0%	0,50%	99%	0,50%	0%
SING	Junio	0,0%	1,7%	91,8%	6,4%	0,01%
	Julio	0,0%	1,1%	97,4%	1,6%	0,0%
	Agosto	0,003%	0,9%	97,8%	1,2%	0,0%
	Septiembre	0,007%	1,3%	97,0%	1,7%	0,0%
	Octubre	0,0%	0,83%	98,12%	1,05%	0,0%
	Noviembre	0,0%	0,50%	98,53%	0,96%	0,0%
SIC	Junio	0,0%	1,6%	97,6%	0,8%	0,0%
	Julio	0,0%	0,2%	99,7%	0,2%	0,0%
	Agosto	0,0%	0,2%	99,7%	0,0%	0,0%
	Septiembre	0,0%	0,2%	99,8%	0,1%	0,0%
	Octubre	0,0%	0,05%	99,90%	0,06%	0,0%
	Noviembre	0,0%	0,07%	99,86%	0,07%	0,0%
SEN	Diciembre	0,0%	0,05%	99,92%	0,04%	0,0%

Tabla 14: Desempeño mensual promedio de control de frecuencia en los últimos 6 meses.

## PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

En archivo anexo al presente informe se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El horizonte de planificación comienza a partir del 1 de enero de 2018 y considera los siguientes escenarios:

- Hidrología media: considera un año con 50% de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluente del año hidrológico 1969 - 1970.
- Hidrología Seca: considera un año con 90% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año hidrológico 2007 - 2008.
- Hidrología Húmeda: considera un año con 20% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año hidrológico 1986 - 1987.

Los datos corresponden a la estadística de caudales de los últimos 57 años utilizados en el proceso de planificación de la operación semanal. Adicionalmente, para el período enero- 2018, marzo-2018 se han limitado los volúmenes afluentes de ajustados a los resultados del quinto pronóstico de deshielo de la temporada.

### 4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En las siguientes figuras se presenta la proyección porcentual de abastecimiento para los próximos 12 meses desagregada por tipo de fuente y según la hidrología. El detalle de esta proyección se encuentra disponible en el anexo SEN.

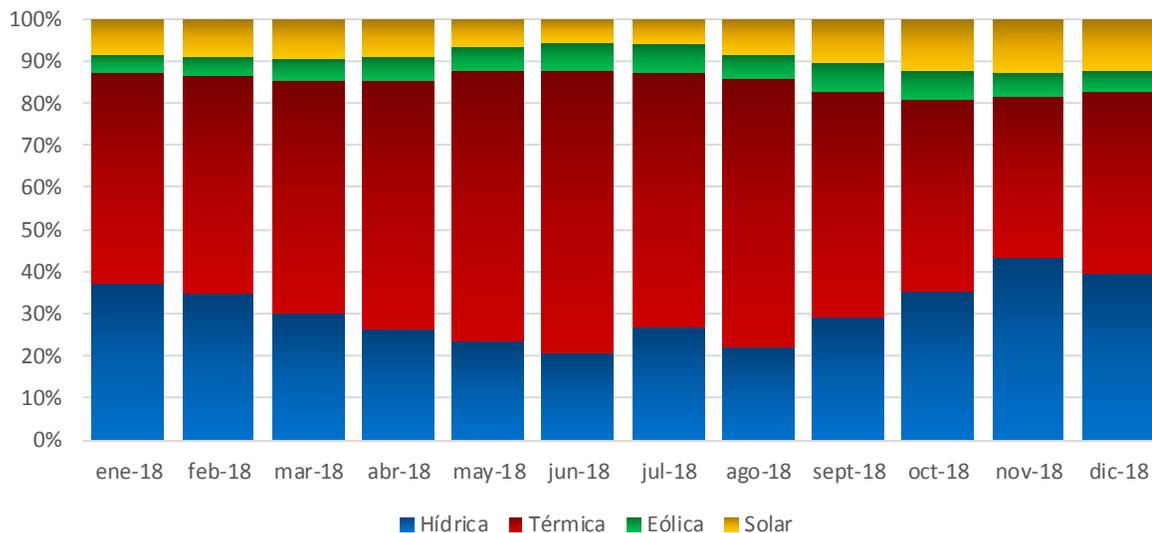


Figura 15: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología seca.

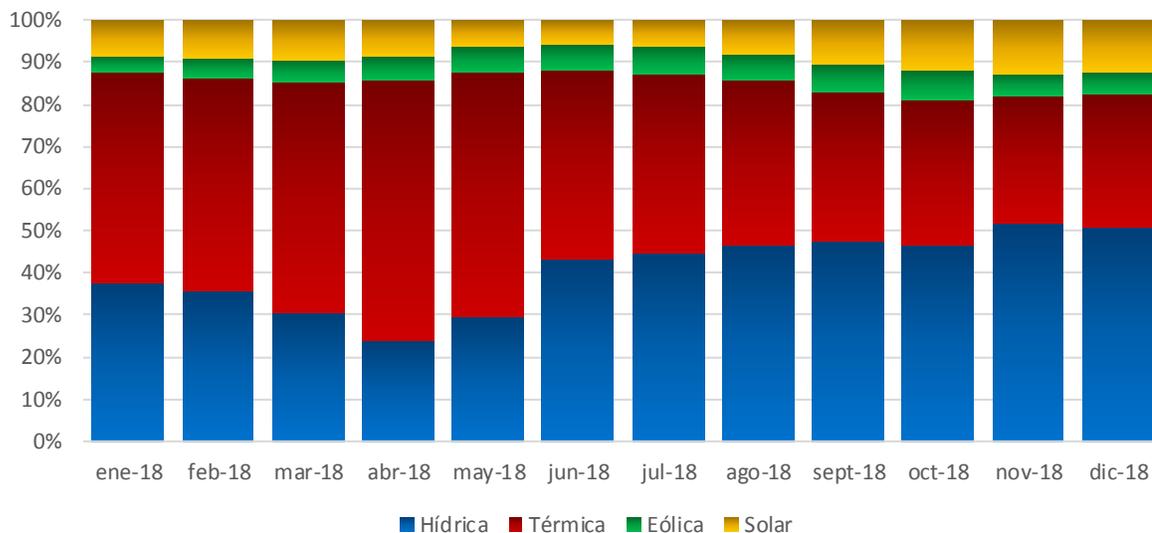


Figura 16: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología media.

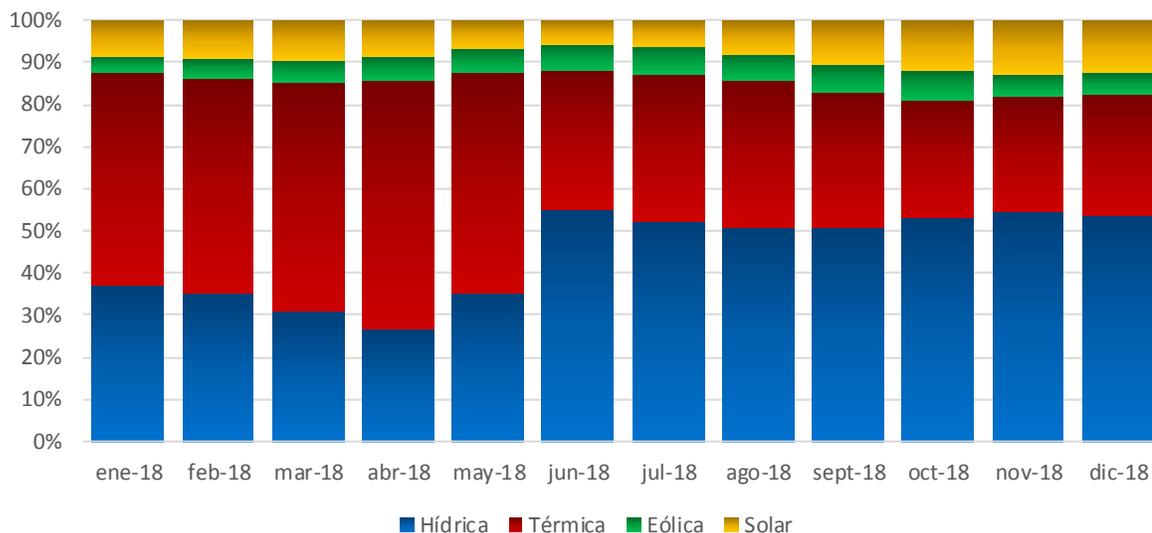


Figura 17: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología húmeda.

#### 4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

En la siguiente figura se presentan los costos marginales máximos, mínimos y promedio esperados para los 12 meses siguientes en barras representativas del SEN. El detalle de esta proyección se encuentra disponible en el anexo SEN.

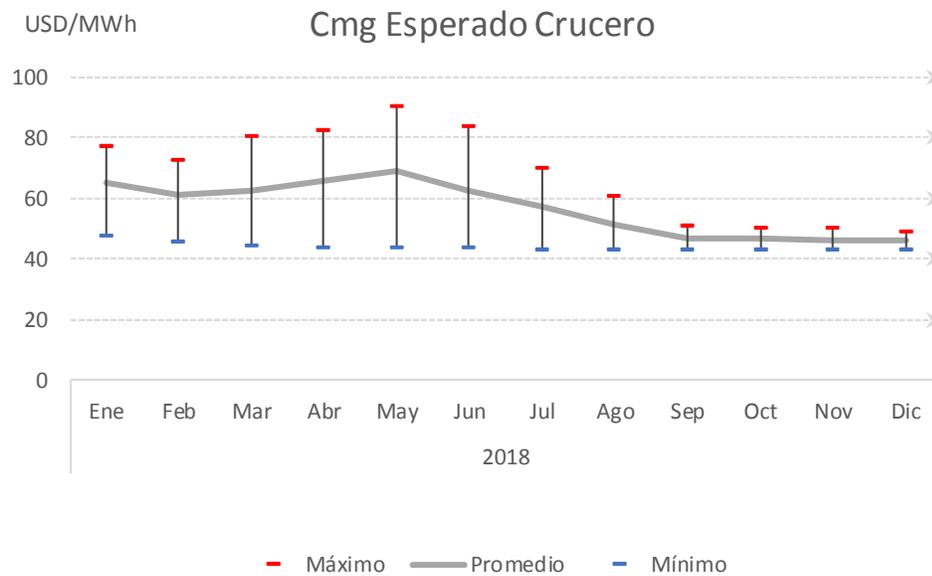


Figura 18: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Crucero 220 kV.

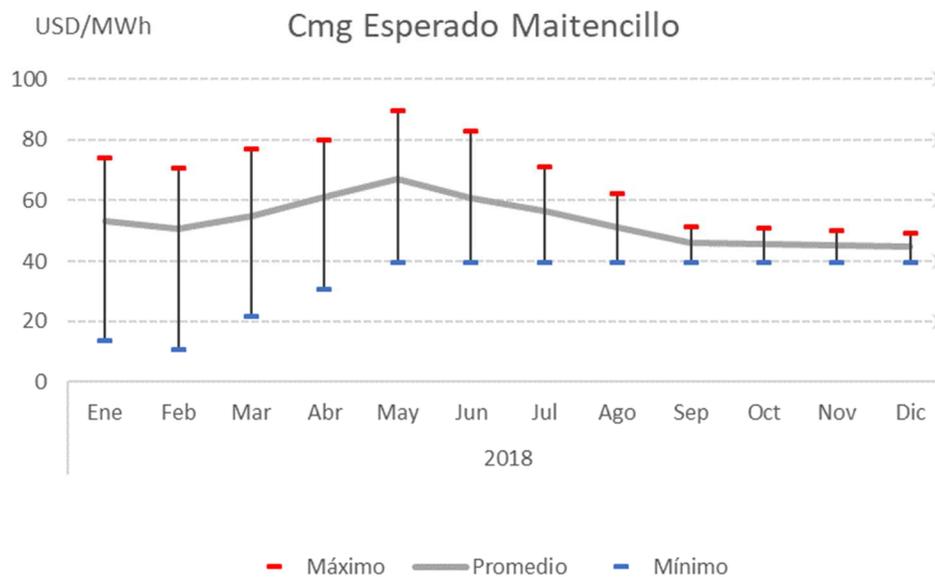


Figura 19: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV.

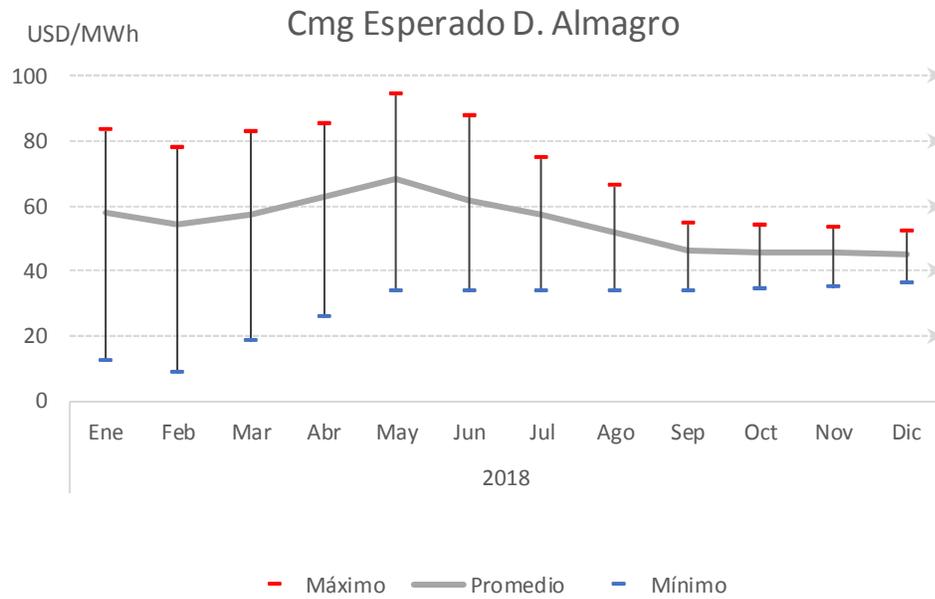


Figura 20: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV.

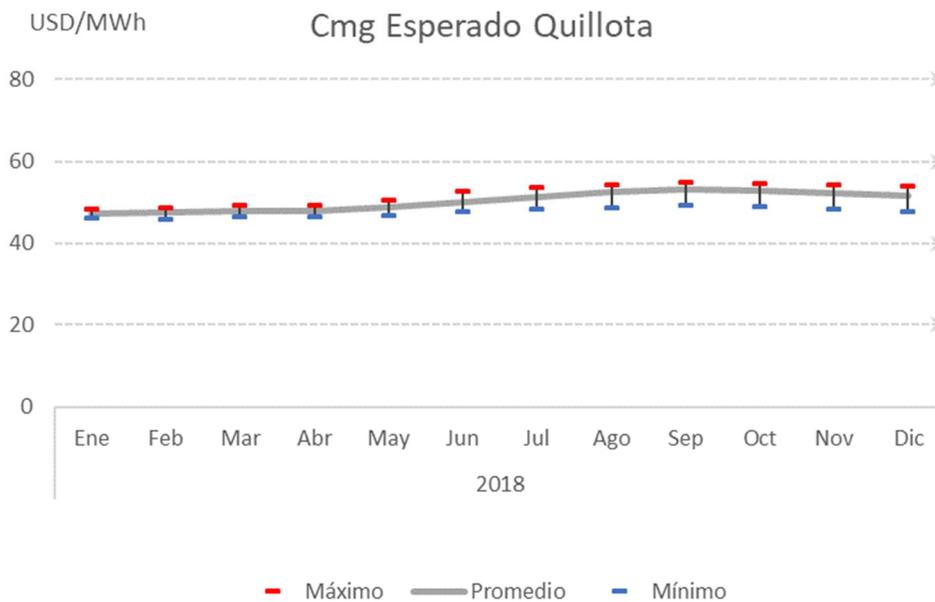


Figura 21: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Quillota 220 kV.

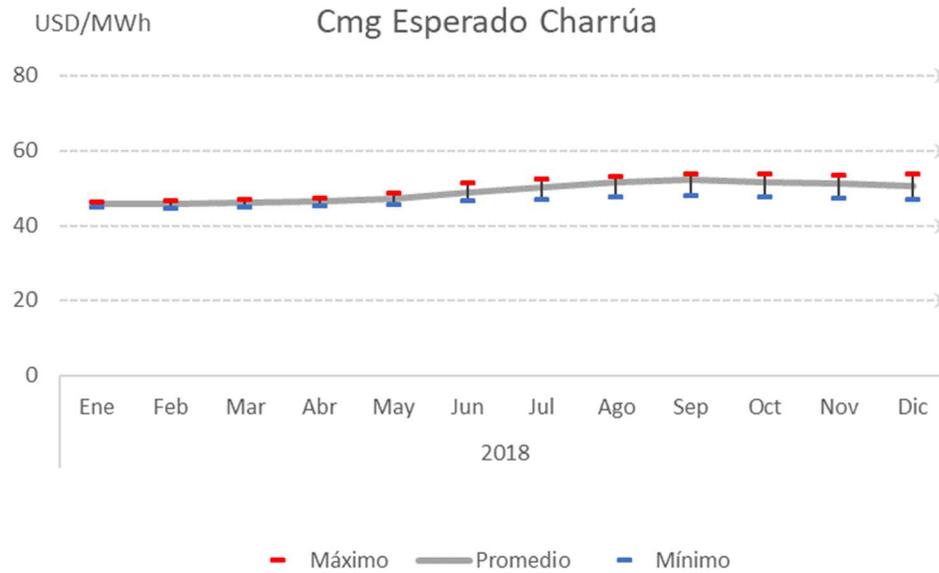


Figura 22: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Charrúa 220 kV.

### 4.3. VENTAS ESPERADAS

La siguiente figura muestra la estimación de ventas del sistema eléctrico nacional para los próximos 12 meses.

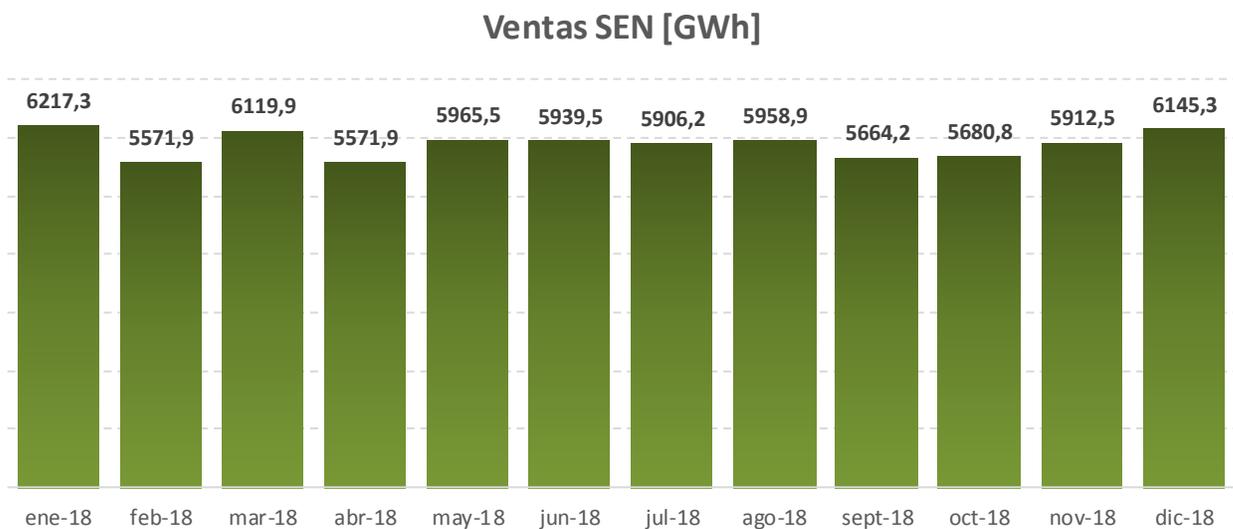


Figura 23: Ventas estimadas SEN.

## PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación, se presenta un resumen los principales proyectos de generación y transmisión SEN que se encuentran en construcción según lo comunicado por la Comisión Nacional de Energía.

### 5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la siguiente figura, se consolida la potencia que incorporarán al sistema los proyectos de generación con fecha estimada de entrada a la operación entre los años 2018 y 2020, desagregados por tipo de fuente.



Figura 24: Potencia de proyectos de generación en construcción.

### 5.2. 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, según nivel de tensión.

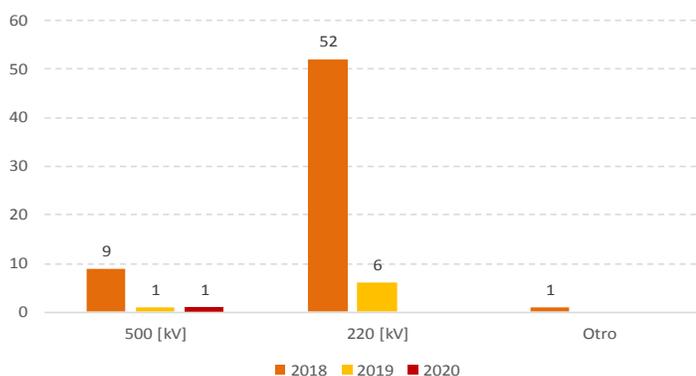


Figura 25: Cantidad de proyectos de transmisión en construcción.

## ANEXO SEN

---

### 1. PROGRAMA DE OPERACIÓN PERÍODO ENERO 2018 – DICIEMBRE 2018 SEN.