

INFORME TRIMESTRAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

JULIO - SEPTIEMBRE 2018



Índice

INTRODUCCIÓN	1
MODIFICACIONES NORMATIVAS	2
1.1. LEGISLACIÓN	2
1.2. REGLAMENTACIÓN	2
1.3. NORMAS TÉCNICAS	2
1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	4
SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	5
2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	5
2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	5
2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE	8
2.4. COSTOS MARGINALES	9
2.5. RESUMEN DE VENTAS	10
2.6. MANTENIMIENTO MAYOR	12
2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	15
2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS	15
2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.	16
ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	19
3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	19
3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO	20
3.3. CONTROL DE TENSIÓN	20
3.4. CONTROL DE FRECUENCIA	22
3.5. TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN Y FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	23
3.6. FALLAS EN EL SEN (POR REGIÓN Y SEGMENTO DE ORIGEN)	23
PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	25
4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO	25

4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS	27
4.3. VENTAS ESPERADAS	30
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	31
5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN	31
5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	32
ANEXO SEN Q3 - 2018	33

INTRODUCCIÓN

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 emitir trimestralmente 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 tercer trimestre de 2018.

MODIFICACIONES NORMATIVAS

El presente capítulo contiene el estado de la normativa vigente, incluyendo aquellas modificaciones relevantes producidas durante el periodo comprendido entre julio y septiembre 2018.

1.1. LEGISLACIÓN

Durante el tercer trimestre de 2018, no se han registrado modificaciones en el ámbito legislativo.

1.2. REGLAMENTACIÓN

1.2.1. REGLAMENTOS DICTADOS EN EL PERÍODO

Durante el tercer trimestre del 2018 no se han dictado Reglamentos.

1.2.2. REGLAMENTOS EN TRÁMITE

Tabla 1: Reglamentos en trámite

Reglamentos en trámite	Estado
Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional	Retirado de la Contraloría con fecha 11 de septiembre de 2018.
Reglamento de Servicios Complementarios:	Retirado de la Contraloría con fecha 27 de septiembre de 2018.

1.3. NORMAS TÉCNICAS

Las siguientes tablas presentan el estado de la Normativa Técnica Sectorial al cierre del tercer trimestre de 2018.

1.3.1. NORMAS TÉCNICAS DICTADAS EN EL PERÍODO

Tabla 2: Modificaciones a las Normas Técnicas.

Normas Técnicas	Comentario
NTSyCS	Res. Exta. CNE N°468 (03Jul18), que Modifica Res. Exta. N°20, de 12 de enero de 2018, que Aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la LGSE, modificada por Res. Exta. N°321, de 2018.

1.3.2. PROCESOS DE DICTACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS EN CURSO

El plan correspondiente al año 2018 con relación a la normativa técnica sectorial, y su avance, se resumen en la siguiente Tabla:

Tabla 3: Estado de Normativa Técnica Sectorial

Normas Técnicas	Comentario
Procesos Normativos	El 24 de mayo se dictaron las siguientes Res. Extas. de la CNE, que “Iniciaron Proceso Normativo” respecto de los temas que se indican, en conformidad con lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 20, de 2018, y sus modificaciones posteriores, que aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. - Res. Exta. N°394, sobre Declaración de Costos Variables. - Res. Exta. N°484 (10Jul18), que Designa Integrantes Comité del Proc. Normativo sobre Declaración de Costos Variables. - Res. Exta. N°393, sobre cálculo de Costos Marginales. - Res. Exta. N°485 (10Jul18), que Designa Integrantes Comité del Proc. Normativo de Cálculo de Costos Marginales. - Res. Exta. N°640 (13Sep18), que Modifica Resolución Exenta CNE N°485 de 2018, que "Designa integrantes del Comité Consultivo Especial que colaborará en el Procedimiento Normativo sobre cálculo de Costos Marginales, contenida en el Plan Normativo Anual correspondiente al año 2018, y fija fecha para la celebración de la primera sesión del mismo”. - Res. Exta. N°392, sobre modificación de la Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural Regasificado. - Res. Exta. N°486 (10Jul18), que Designa Integrantes Comité de Norma Técnica de modificación de NT de Gas Natural Regasificado. - Res. Exta. N°567 (03Ago18), que Modifica Res. Exta. N°486, de 10 de julio de 2018, de la CNE, modificó parte de los integrantes del Comité Consultivo. - Res. Exta. N°391, sobre Transferencias Económicas. - Res. Exta. N°390, sobre la Programación de la Operación. - Res. Exta. CNE N°468 (03Jul18), que Modifica Res. Exta. N°20, de 12 de enero de 2018, que Aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la LGSE, modificada por Res. Exta. N°321, de 2018.
En estado de “Pendiente Resolución Inicio Proceso”	- Elaboración NT sobre funciones de control y despacho. - Modificación de NT de conexión y operación de equipos de generación en baja tensión. - Modificación NT de transferencias de potencia entre empresas.
Otra Normativa Sectorial	- Res. Exta. CNE N°530 (19Jul18), Individualiza clientes libres de empresas generadoras a que se refiere el número 1 del numeral ix. del literal D., del artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N° 20.936. - Res. Exta. CNE N°489 (13Jul18): Aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo.

Normas Técnicas	Comentario
	- Res. Exta. CNE N°557 (31Jul18), que Aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional. - Res. Exta. CNE N°555 (31Jul18), que Modifica Res. Exta. N° 489, de 13 de julio de 2018, que aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N° 20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo. - Res. Exta. CNE N°601 (20Ago18), que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. - Res. Exta. CNE N°597 (17Ago18), que Rectifica Informe Técnico Definitivo, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Res. Exta. N°557, de 31 de julio 2018. - Res. Exta. CNE N°562 (02Ago18), [publicada en Diario Oficial 10Ago18] que Aprueba Normas Sobre Funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y el Procedimiento para la Elección de Miembros del Consejo Directivo Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de su Presidente. - Res. Exta. CNE N°561 (02Ago18), [publicada en Diario Oficial 10Ago18] que deja sin efecto la Res. Exta. N°571, de 2016, de la CNE que Aprueba Normas sobre Funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y el Procedimiento para la Primera Elección de los Miembros del Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de su Presidente y de su modificación efectuada mediante Resolución CNE N°630 Exenta, de 25 de Agosto de 2016. Por último, durante el presente año se ha dictado siguiente normativa sectorial: - Res. Exta. CNE N°634 (11Sep18), que Actualiza Resolución Exenta N°530, de fecha 19 de julio de 2018, que individualiza clientes libres de empresas generadoras a que se refiere el número 1. del numeral ix. del literal D., del artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936. - Res. Exta. CNE N°627 (05Sep18), que Modifica Resolución Exenta N°489, de 13 de julio de 2018, que aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo, modificada por Resolución Exenta N°555, de 31 de julio de 2018. - Res. Exta. CNE N°613 (28Ago18) [publicada en Diario Oficial 4Sep18], que Invalida Resolución Exenta CNE N° 771, de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de Los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023; Resolución Exenta CNE N° 121, de 2018, que Aprueba las Respuestas a Observaciones Formulas al Informe Técnico Preliminar, y Resolución Exenta CNE N° 123, de 2018, que Aprueba el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023.

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 al cierre de septiembre de 2018 alcanza los 24.096,9 MW, de los cuales el 55,0% 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 1.118 MW de generación a conectar durante 2018.

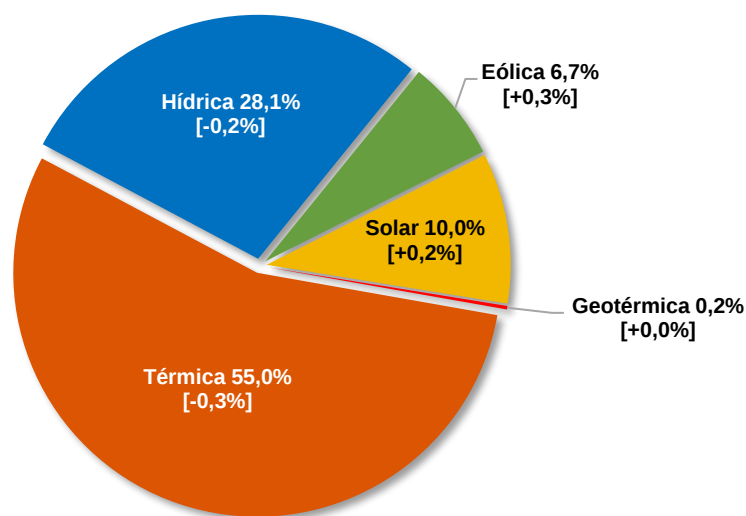


Figura 1: Capacidad instalada de generación SEN a septiembre-18
[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto del último día del trimestre anterior]

2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el tercer trimestre alcanzó los 19.272,2 GWh, mostrando un aumento del 2,3% respecto a igual periodo de 2017 (18.839,4 GWh). La Figura 2 y la Figura 3 presentan la distribución de la energía del tercer trimestre, por tipo de fuente.

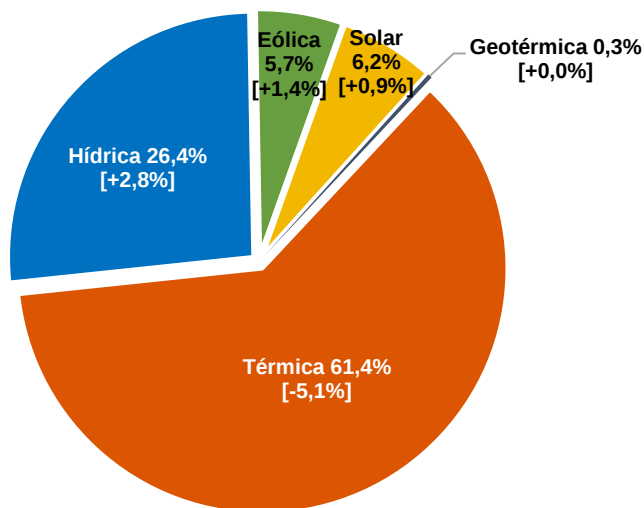


Figura 2: Porcentaje de generación trimestral desagregada según tipo de fuente.

[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto del último día del trimestre anterior]

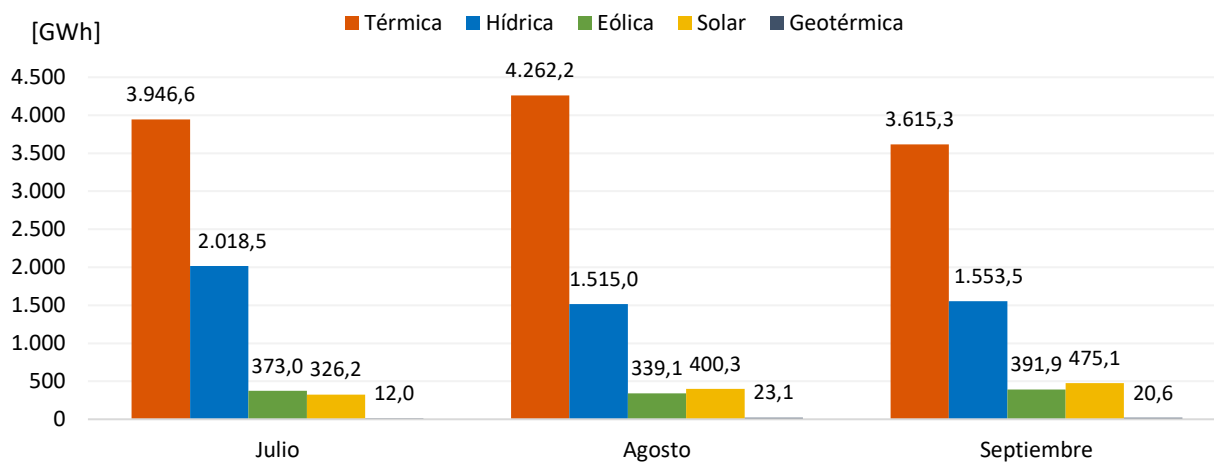


Figura 3: Generación mensual del tercer trimestre 2018 desagregada según tipo de fuente.

Durante el tercer trimestre de 2018, se registró una inyección de energía renovable (ER) que alcanzó los 3.415,4 GWh, lo que representa un aumento del 19,6% respecto a la generación ER producida en igual periodo del año 2017 (2.854,9 GWh), y que equivale al 17,7% de la generación total del SEN en el periodo julio-septiembre del presente año. La Figura 4 muestra el aporte energético de las tecnologías con Energías Renovables durante este tercer trimestre, la cual se contrasta con igual periodo del año anterior.

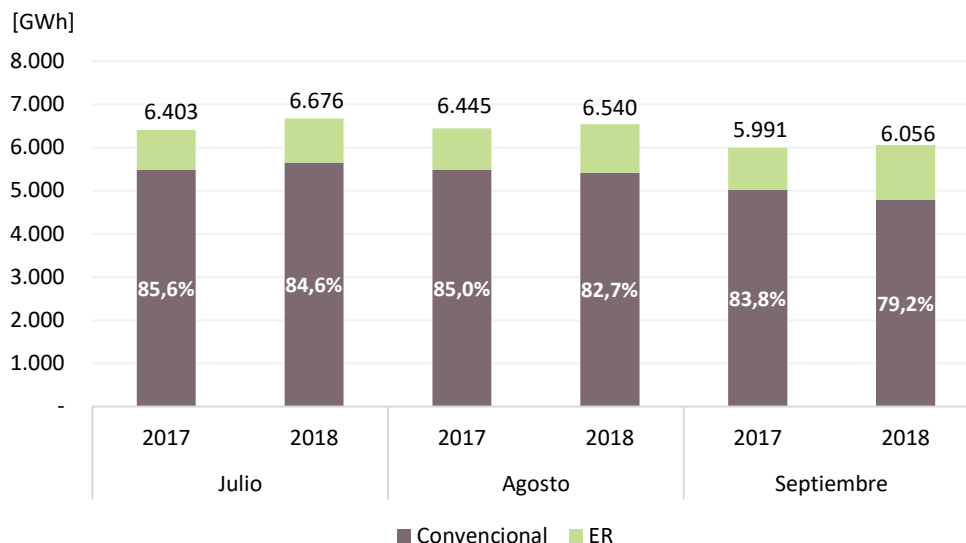


Figura 4: Generación de ER mensual tercer trimestre 2017 y 2018.

La Figura 5 muestra la evolución de la potencia bruta media horaria y la generación bruta diaria del sistema durante el tercer trimestre del año 2018. La máxima demanda horaria se registró el viernes 27 de julio en la hora 13 y alcanzó los 10.570,0 MW, lo que representa un aumento del 3,9% respecto de la máxima demanda horaria registrada en igual periodo de 2017 (10.175,2 MW). De igual manera, la mayor generación diaria del trimestre ocurrió el viernes 27 de julio alcanzando 228,7 GWh, lo que representa un aumento de 3,5% respecto de la máxima generación diaria registrada en igual periodo de 2017 (220,9 GWh).

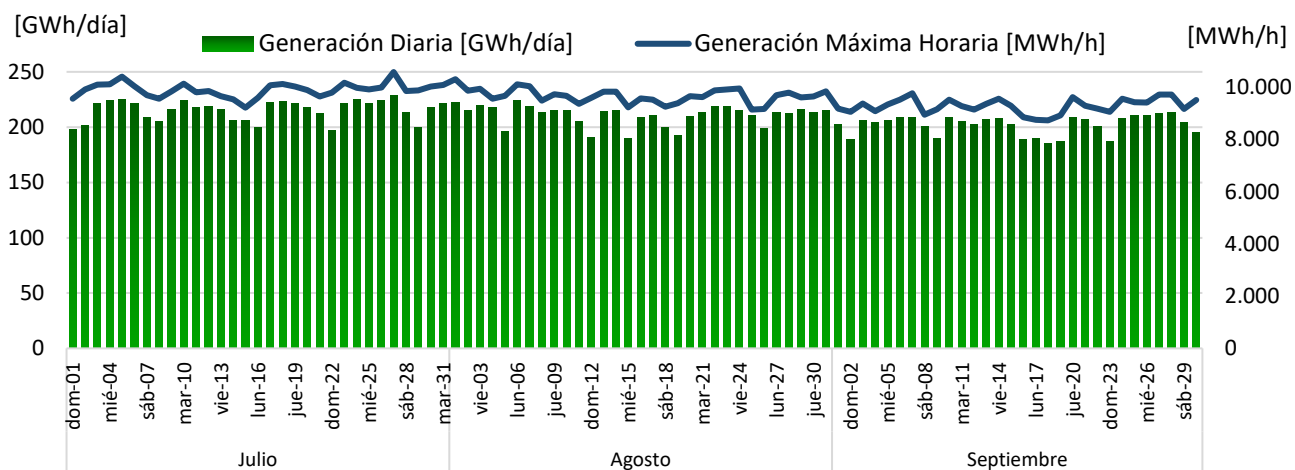


Figura 5: Generación bruta diaria y máxima potencia bruta media horaria para el tercer trimestre.

2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE

Como se ilustra en la Figura 6, las tecnologías con mayor participación en el total de la generación bruta de energía del trimestre corresponden a carbón e hidroelectricidad, con el 41,7% y 26,4% respectivamente.

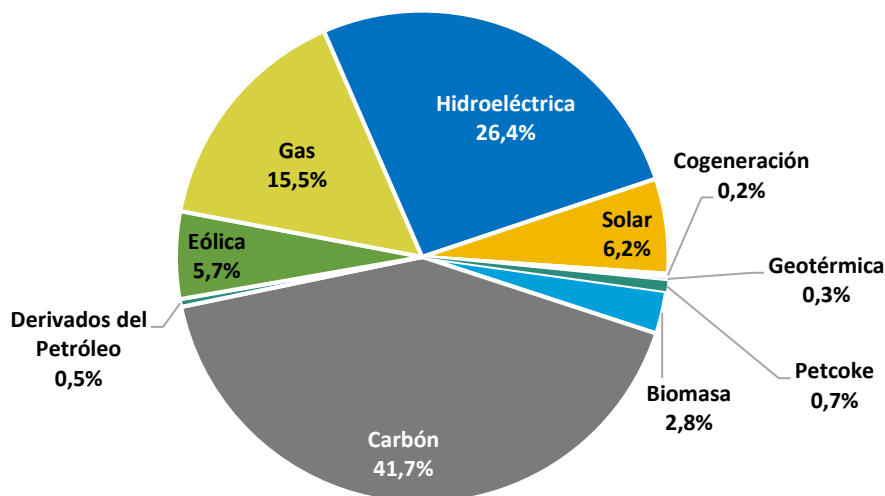


Figura 6: Porcentaje de participación por tipo de combustible en la generación bruta del tercer trimestre 2018.

La Figura 7 muestra la generación bruta diaria del tercer trimestre, desagregada por tipo de combustible.

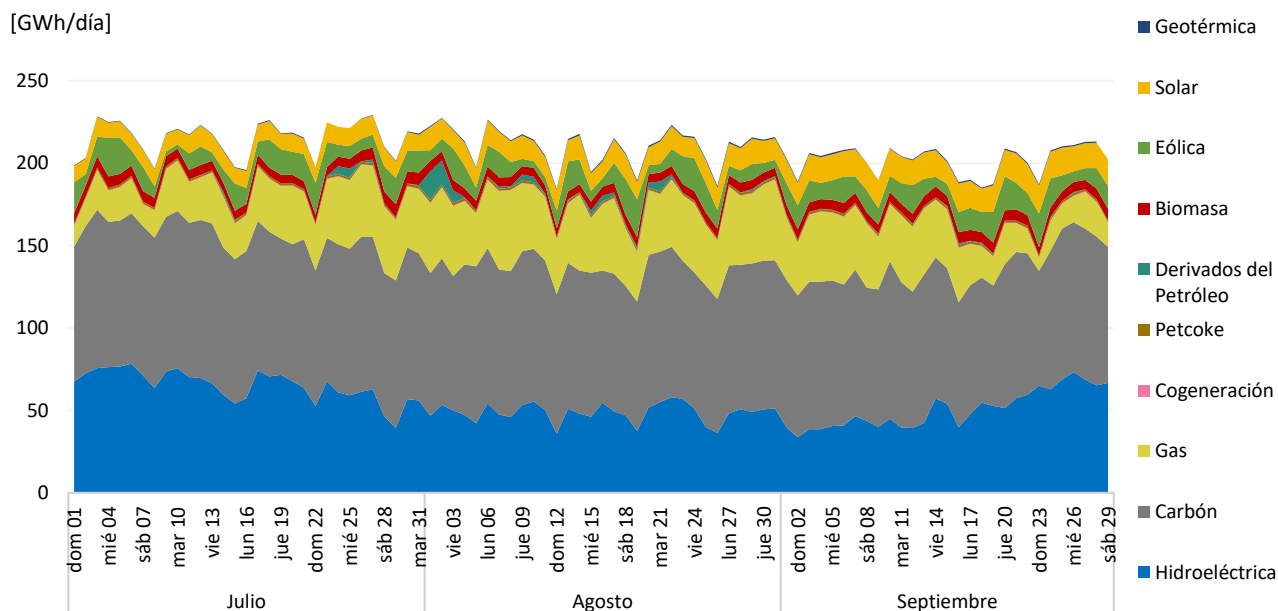


Figura 7: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En la Tabla 4 se presenta la generación bruta por tipo de combustible del tercer trimestre de 2018, la cual indica que el mes con mayor producción de energía fue julio con 6.676,3 GWh, representando el 34,6% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 4: Generación bruta del tercer trimestre de 2018 por tipo de combustible [GWh].

	Julio	Agosto	Septiembre
Hidroeléctrica	2.018,5	1.515,0	1.553,5
Carbón	2.786,9	2.714,3	2.536,9
Gas	901,2	1.246,6	836,6
Solar	326,2	400,3	475,1
Eólica	373,0	339,1	391,9
Biomasa	188,2	171,3	182,3
Derivados Petróleo	16,2	74,9	7,1
Cogeneración	12,1	12,0	11,8
Geotérmica	12,0	23,1	20,6
Petcoke	41,9	43,1	40,6
	6.676,3	6.539,7	6.056,4

2.4. COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del tercer trimestre del año 2018 en la barra Crucero 220 kV fue de 56,8 USD/MWh, lo que corresponde a un aumento del 13,6% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2017 (50,0 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 97,1 USD/MWh, ocurrido el miércoles 15 de agosto, lo que es un 12,7% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo del año 2017 (111,3 USD/MWh). Asimismo, el valor promedio diario mínimo en la barra Crucero 220 kV se produjo el sábado 08 de septiembre con 46,6 USD/MWh, valor 12,8% superior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2017 (41,3 USD/MWh).

Por otro lado, el promedio del tercer trimestre 2018 en la barra Quillota 220 kV fue de 69,6 USD/MWh, lo que corresponde a un aumento del 22,8% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2017 (56,6 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 179,9 USD/MWh, ocurrido el viernes 03 de agosto, un 32,6% superior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2017 (135,7 USD/MWh). El valor promedio diario mínimo en la barra Quillota 220 kV se produjo el domingo 23 de septiembre con 33,8 USD/MWh, valor 11,7% superior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2017 (30,2 USD/MWh).

En la Tabla 5 se presentan los costos marginales para las barras Crucero, Pan de Azúcar, Quillota y Puerto Montt.

Tabla 5: Costo marginal promedio diario en barras representativas SEN para el tercer trimestre 2018.

	Julio				Agosto				Septiembre			
Barra 220 kV	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt
2017 [USD/MWh]	52,4	42,7	53,7	49,3	47,7	52,0	66,1	62,1	50,0	38,5	50,2	46,7
2018 [USD/MWh]	55,4	55,9	65,8	62,6	60,3	64,6	83,6	83,6	54,8	52,4	59,3	61,2
Variación [%]	5,8%	30,8%	22,7%	27,0%	26,3%	24,2%	26,5%	34,6%	9,6%	36,2%	18,2%	31,1%

En la Figura 8, se presentan los costos marginales promedio diarios del tercer trimestre de 2018 en estas cuatro barras representativas del SEN.

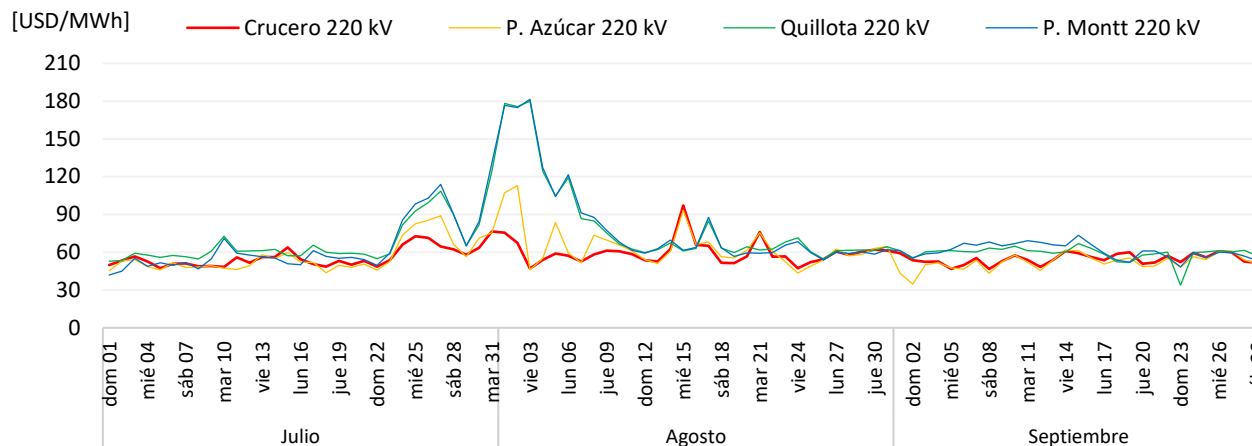


Figura 8: Costos marginales promedio-diarios barras representativas SEN.

2.5. RESUMEN DE VENTAS

En la Tabla 6 se presenta un resumen con las ventas trimestrales efectuadas a clientes libres y clientes en distribución del SEN, y su comparación con años anteriores (tasas de crecimiento ajustadas por año 2016 bisiesto).

Tabla 6: Ventas trimestrales [GWh].

		2016	2017	% Variación 17/16	2018	% Variación 18/17
Distribuidor	T1	9.448,5	8.804,3	(5,8%)	8.268,5	(6,1%)
	T2	9.129,8	8.310,2	(9,0%)	7.886,2	(5,1%)
	T3	8.966,9	8.374,9	(6,6%)	7.821,3	(6,6%)
	T4	8.919,4	8.228,7	(7,7%)		
Libres*	T1	7.690,5	7.982,3	4,9%	9.325,4	16,8%
	T2	7.780,0	8.598,1	10,5%	9.873,8	14,8%
	T3	7.767,2	8.926,1	14,9%	10.069,4	12,8%
	T4	7.714,1	9.043,3	17,2%		

Total Anual [GWh]

	2016	2017	% Variación 17/16
Distribuidor	36.464,6	33.718,1	(7,3%)
Libres	30.951,8	34.549,9	11,9%
Ventas SEN Anual	67.416,4	68.268,0	1,5%

* considera clientes libres conectados en transmisión y clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribuidoras abastecidos por un generador.

Las ventas totales de energía mensuales del SEN durante el período enero-septiembre de 2018, han experimentado un aumento promedio del 4,4% respecto del mismo período del 2017. La mayor desviación porcentual se registró en el mes de febrero, presentándose el detalle en la Figura 9.

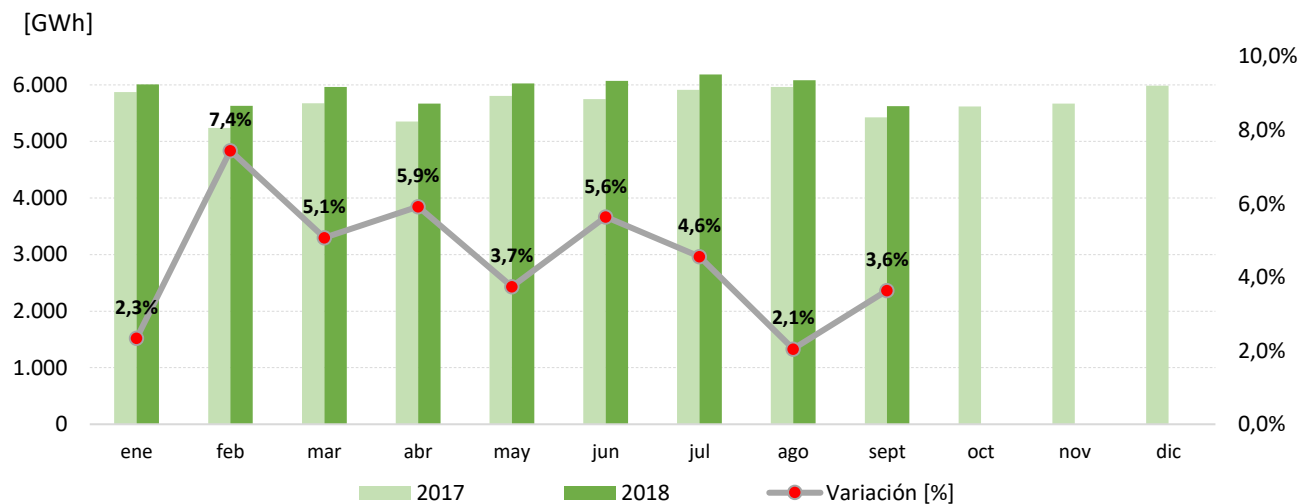


Figura 9: Ventas mensuales SEN 2017 vs 2018.

Las Figuras 10 y 11 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de Cliente. Para el período julio-septiembre, las ventas efectuadas a clientes en distribución experimentaron una disminución del 6,6% (ventas por 7.821,3 GWh en 2018 vs 8.374,9 GWh en 2017). Por otro lado, las ventas efectuadas a clientes libres han experimentado un aumento de 12,8% en este trimestre (ventas por 10.069,4 GWh en 2018 vs 8.926,1 GWh en 2017).

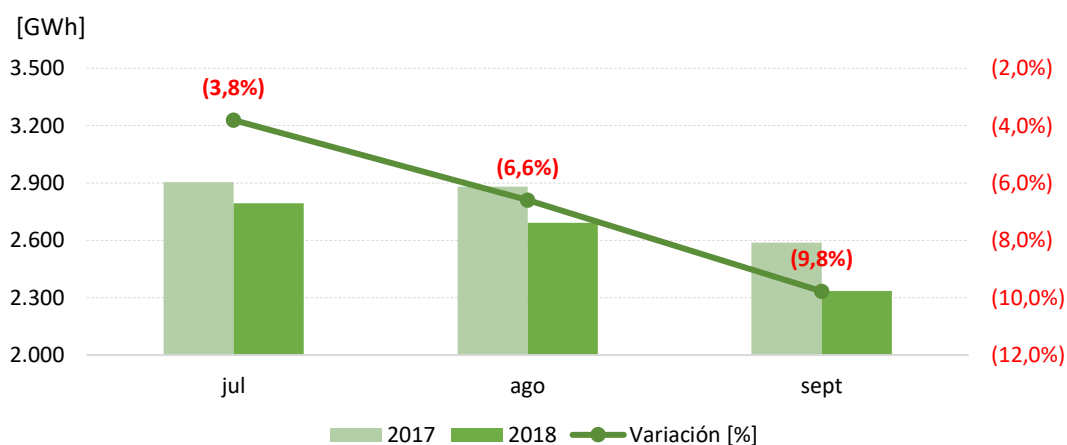


Figura 10: Ventas trimestrales en consumos de clientes en distribución.

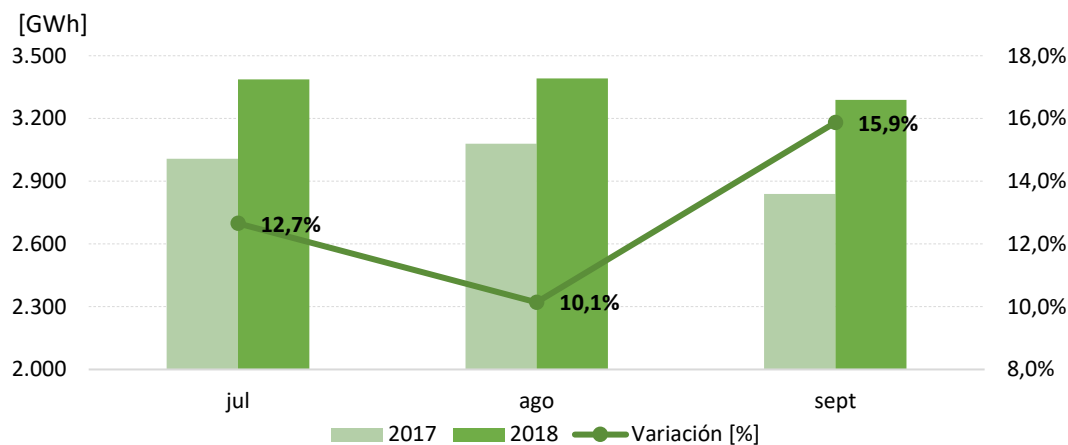


Figura 11: Ventas trimestrales en consumos de clientes libres

(nota: considera clientes libres conectados en transmisión y clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribuidoras abastecidos por un generador).

2.6. MANTENIMIENTO MAYOR

En la Tabla 7 se presentan las unidades de generación del SEN que realizaron mantenimientos mayores durante el tercer trimestre del año 2018.

Tabla 7: Mantenimientos mayores tercer trimestre.

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Alfalfal U2	Aes Gener S.A.	09-jul	19-jul	11
Angamos ANG1	Aes Gener S.A.	25-jul	12-ago	19
Angamos ANG2	Aes Gener S.A.	19-ago	03-sept	16
Antilhue U1	Colbún	18-ago	24-ago	7
Antilhue U2	Colbún	25-ago	03-sept	10
Arica GMAR2	Engie Energía S.A.	13-ago	24-ago	12
Arica GMAR4	Engie Energía S.A.	13-ago	24-ago	12
Arica GMAR3	Engie Energía S.A.	25-jun	06-jul	12
Blanco	Colbún	24-sept	26-oct	33
CalleCalle	SAGESA	16-ago	06-sept	22
Canutillar U1	Colbún	06-ago	21-ago	16
Canutillar U2	Colbún	23-jul	05-ago	14
Carena U1 - U2	Colbún (Eléctrica Industrial)	30-jul	24-ago	26
Carena U3 - U4	Colbún (Eléctrica Industrial)	30-jul	07-sept	40
Chacabuquito	Colbún	03-sept	07-sept	5
Chacabuquito U4	Colbún	30-jul	07-ago	9
Chacayes U1	Pacific Hydro Chacayes S.A.	02-jul	07-jul	6
Chacayes	Pacific Hydro Chacayes S.A.	16-jul	04-ago	20

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Chacayes U2	Pacific Hydro Chacayes S.A.	16-jul	18-ago	34
Chapiquiña U1	Engie Energía S.A.	24-ago	30-ago	7
Chiburgo U2	Colbún	26-jun	06-jul	11
Chuyaca Una a la vez	SAGESA	22-may	06-jul	46
Cipreses U3	Enel Generación	06-ago	10-ago	5
CMPC Cordillera	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC Papeles Cordillera)	30-sept	06-oct	7
Colihues U2	Enorchile (Colihues Energía S.A.)	22-ago	08-sept	18
Colmito TG	Termoeléctrica Colmito S.A.	03-sept	04-sept	2
Curillinque	Enel (Pehuenche)	09-jul	18-jul	10
El Llano	Eléctrica Puntilla S.A.	29-jul	05-oct	69
El Paso	Hydrochile S.A.	18-jun	24-jun	7
El Toro U2	Enel Generación	03-jul	12-jul	10
Guacolda 2 U2	Aes Gener S.A. (Guacolda)	04-sept	07-sept	4
Guacolda 3 U3	Aes Gener S.A. (Guacolda)	09-ago	18-ago	10
Guacolda 4 U4	Aes Gener S.A. (Guacolda)	26-ago	01-sept	7
Guayacán	Energía Coyanco S.A.	01-ago	11-ago	11
Horcones TG	Arauco Bioenergía S.A.	25-jun	30-jun	6
Hornitos	Colbún (Río Tranquilo)	21-ago	29-ago	9
Isla U1	Enel Generación	27-ago	12-sept	17
Juncal	Colbún	24-sept	09-oct	16
Kelar TG1	Tamakaya Energía SpA	24-sept	30-sept	7
La Higuera U2	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	21-ago	15-sept	26
La Higuera	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	22-ago	09-sept	19
La Higuera U1	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	20-sept	15-oct	26
La Mina U1	Colbún	20-ago	31-ago	12
La Mina U2	Colbún	03-sept	14-sept	12
Laja U1	Aes Gener S.A.	28-jul	31-jul	4
Lautaro I U1	Comasa S.A.	10-sept	12-sept	3
Lircay	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	13-ago	23-ago	11
Lircay U1	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	13-ago	20-ago	8
Loma Alta	Enel (Pehuenche)	09-jul	18-jul	10
Los Pinos	Colbún	05-sept	06-sept	2
Los Quilos U3	Colbún	13-ago	05-oct	54
Los Quilos	Colbún	20-ago	14-sept	26
Maitenes U3	Aes Gener S.A.	24-sept	11-oct	18

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Mariposas	Hidromaule S.A.	06-ago	26-ago	21
Nehuenco I	Colbún	15-ago	24-ago	10
Nueva Aldea 1	Arauco Bioenergía S.A.	20-ago	29-ago	10
Nueva Renca	Eléctrica Santiago	30-jun	03-jul	4
Ojos de Agua	ENEL Generación	06-ago	10-ago	5
Providencia	Hidroeléctrica Providencia S.A.	14-ago	16-ago	3
Puntilla U2 - U3	Eléctrica Puntilla S.A.	29-jul	11-ago	14
Puntilla U1	Eléctrica Puntilla S.A.	10-jul	29-jul	20
Queltehues U2	Aes Gener S.A.	06-ago-18	24-ago	19
Río Colorado	Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	09-jul	14-jul	6
San Clemente	Colbún	17-jul	31-jul	15
San Ignacio	Colbún	26-sept	10-oct	15
San Isidro II TV	Enel Generación	30-jun	02-jul	3
Sauzal U2	Enel Generación	04-may	10-jul	68
Sauzal U1	Enel Generación	18-jul	24-jul	7
Sauzal U2	Enel Generación	28-ago	10-sept	14
Sauzalito	Enel Generación	30-jul	01-ago	3
Termoeléctrica Mejillones CTM1	Engie Energía Chile S.A.	05-ago	19-sept	46
Termoeléctrica Tocopilla U15	Engie Energía Chile S.A.	19-jul	20-jul	2
Termoeléctrica Tocopilla U15	Engie Energía Chile S.A.	14-ago	01-sept	19
Termoeléctrica Tocopilla U16	Engie Energía Chile S.A.	10-sept	13-sept	4
Ventanas 1	Aes Gener S.A.	30-sept	09-oct	10
Vertientes	Eléctrica Puntilla S.A.	29-jul	14-sept	48
Los Hierros	Empresa Eléctrica Aguas de Melado	24-sept	28-sept	5
Los Hierros 2	Empresa Eléctrica Portezuelo	24-sept	27-sept	4
Zofri 1	Enorchile S.A.	20-jun	29-jun	10
Zofri 13 (Estandartes)	Enorchile S.A.	20-jun	29-jun	10
Zofri 2-5	Enorchile S.A.	20-jun	29-jun	10
Zofri 6	Enorchile S.A.	20-jun	29-jun	10
Zofri 7-12 (Estandartes)	Enorchile S.A.	20-jun	29-jun	10
Zofri 1	Enorchile S.A.	30-ago	26-sept	28
Zofri 13 (Estandartes)	Enorchile S.A.	30-ago	26-sept	28
Zofri 2-5	Enorchile S.A.	30-ago	26-sept	28
Zofri 6	Enorchile S.A.	30-ago	26-sept	28
Zofri 7-12 (Estandartes)	Enorchile S.A.	30-ago	26-sept	28
Ujina UG1	Enorchile S.A.	16-ago	10-sept	26

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Ujina UG6	Enorchile S.A.	28-sept	02-oct	5
Ujina UG5	Enorchile S.A.	30-sept	-	-

2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el tercer trimestre del año 2018 no se han registrado transferencias entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes.

2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS

En la Figura 12 se presentan los precios promedio para los tres principales combustibles utilizados en el SEN durante el tercer trimestre 2018, período en el cual el precio promedio del carbón alcanzó los 109,3 USD/Ton, el del gas natural 276,8 USD/dam³, mientras que el Petróleo Diésel 723,7 USD/m³.

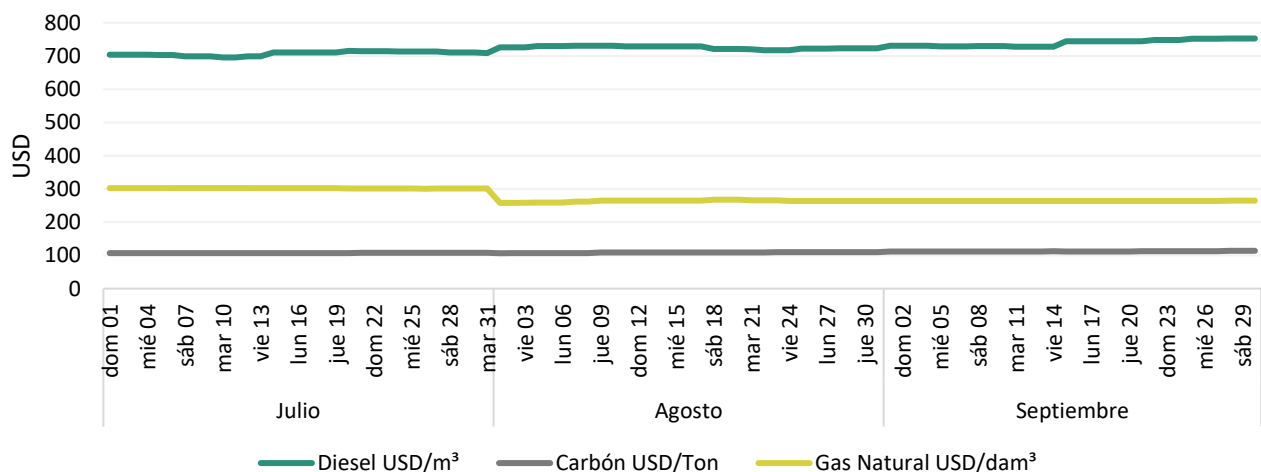


Figura 12: Evolución del precio promedio de combustible.

2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.

Se presenta, a continuación, el listado de nuevas instalaciones de generación y transmisión que, a septiembre de 2018, informaron su sincronización o se mantuvieron en etapa de puesta en servicio (PES).

2.9.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS.

La Tabla 8 muestra el listado de instalaciones de generación interconectadas al sistema y que se encontraban en su etapa de Pruebas de Puesta en Servicio (PES) al cierre del tercer trimestre.

Tabla 8: Centrales Interconectadas y en etapa PES al cierre de septiembre 2018

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
Solar El Águila I	Engie Energía Chile S.A.	Solar	jueves 04/jul13	2,2
Alto Renaico	Mainco S.A.	PMG Hídrico pasada	lunes 19/may14	1,5
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	PMG Solar	lunes 11/may15	1,1
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	PMG Solar	miércoles 21/oct15	3,0
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro SpA	PMG Eólico	domingo 08/nov15	3,5
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PMGD Chanleufu II	Transoceánica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4
PMGD Altos del Paico	Sun Enel Green	PMGD Solar	martes 07/jun16	2,1
PMGD Viña Tarapacá	Andes Energy & Capital S.A.	PMGD Hídrico	martes 02/ago16	0,3
PMGD Molina	Bío Energía Molina	PMGD Térmico	miércoles 16/nov16	1,0
PMGD El Canelo II	Central Eléctrica El Canelo SpA	PMGD Térmico	lunes 20/feb17	3,0
PMGD Cintac	Cintac S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
PMGD Lepanto	Enerkey SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,5
Cerro Pabellón G1A	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	jueves 30/mar17	27,5
Palma Solar	Palma Solar SpA	PMGD Solar	martes 04/abr17	3,0
Laurel	GR Laurel SpA	PMGD Solar	domingo 30/abr17	8,8
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	Solar	jueves 25/may17	34,9
Cerro Pabellón G2A	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	lunes 12/jun17	27,5
Dos Valles	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	PMG Hídrico	viernes 30/jun17	3,0
Quillay Solar XV	Quillay Solar	PMGD Solar	viernes 07/jul17	3,0
El Roble	Chester Solar IV SpA	PMGD Solar	miércoles 09/ago17	9,0
Solar El Pelicano	SunPower Corporation SpA	Solar	lunes 25/sept17	100,3

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
Palacios	Hidroeléctrica Palacios SpA	PMG Hídrico pasada	domingo 14/ene18	3,6
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	jueves 22/mar18	0,2
Central Hidroeléctrica Convento Viejo U1	Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	Hídrico	jueves 26/abr18	8,6
Central Hidroeléctrica Convento Viejo U2	Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	Hídrico	miércoles 02/may18	8,2
Solar Diego de Almagro (Ampliación)	Ameysa Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 30/may18	4,0
PFV Las Palomas	PV Las Palomas SpA	PMGD Solar	martes 05/jun18	3,0
Punta Sierra	Pacific Hydro Punta Sierra SpA	Eólica	domingo 08/jul18	81,6
Encon Solar	Loa Solar SpA	PMGD Solar	viernes 20/jul18	9,0
Catan Solar	Planeta Investments	PMGD Solar	martes 31/jul18	3,0
Piquero	Sociedad Piquero SpA	PMGD Solar	miércoles 01/ago18	3,0
Olivillo	Árbol SpA	PMGD Solar	jueves 23/ago18	9,0
Alicahue	Parque Fotovoltaico Alicahue Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 29/ago18	3,0
PMGD Diego de Almagro	Diego de Almagro SpA	PMGD Solar	lunes 10/sept18	8,0
Valle Solar Este 2	Sinergia Solar SpA	PMGD Solar	martes 11/sept18	3,0
Valle Solar Oeste 2	Solar Brothers SpA	PMGD Solar	martes 11/sept18	7,0
PMGD Alto Solar	Atos de la Manga Energy SpA	PMGD Solar	jueves 13/sept18	3,0
PMGD Rodeo	GR Quillay SpA	PMGD Solar	viernes 28/sept18	3,0

2.9.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA.

La Tabla 9 muestra el listado de instalaciones de transmisión interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional durante el tercer trimestre de 2018.

Tabla 9: Instalaciones de transmisión interconectadas al cierre del tercer trimestre 2018.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
S/E Club Hípico	Enel Distribución	sábado 07/jul18	S/E Club Hípico nuevo transformador N° 4 de 110/12 kV, 50 MVA primera energización.
Línea 220 kV Las Palmas - Punta Sierra, C2.	Transelect S.A.	domingo 08/jul18	Primera energización.
S/E Cunco	Frontel	sábado 14/jul18	Primera energización barra de 110 kV.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
			TR-1 de 110/23 kV, 16 MVA en vacío.
Línea de 220 kV Charrúa - Entre Ríos 1.	Transelec S.A.	martes 17/jul18	Primera energización.
S/E Entre Ríos	Transelec S.A.	martes 17/jul18	Barra N° 2 de 220 kV.
Línea de 220 kV Charrúa - Entre Ríos 2.	Transelec S.A.	martes 17/jul18	Primera energización.
S/E Entre Ríos	Transelec S.A.	martes 17/jul18	Barra N° 1 de 220 kV.
			Transformador de 500/220 kV, 750 MVA en vacío por 220 kV.
S/E Illapa	Celeoredes	sábado 21/jul18	S/E Illapa barra N° 2 de 220 kV.
			S/E Illapa barra N° 1 de 220 kV.
S/E Punta Sierra	Pacific Hydro Chile	miércoles 25/jul18	Transformador de 120 MVA de 220/31,5 kV.
			S/E Punta Sierra Barra de 31,5 kV.
S/E Rancagua	CGE	domingo 26/ago18	Primera Energización nuevo transformador N° 1 de 154/66 kV, 75 MVA.
S/E Chinchorro	Transemel	domingo 09/sept18	Primera energización nuevo Transformador 66/13.8 kV 30 MVA.
Línea 220 kV San Fabián - Ancoa	STS	sábado 15/sept18	Primera energización.
S/E San Antonio	Chilquinta	viernes 28/sept18	Primera energización y puesta en servicio de nuevo Transformador N°5 de 110/23 kV 50 MVA.

ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación, se presenta el comportamiento de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.

3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La Tabla 10 muestra el detalle acumulado con ventana móvil de 12 meses, al mes que se indica, de las ventas reales de energía y de la energía no suministrada por fallas que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF), conforme la NTSyCS. La Figura 13 muestra la relación entre la ENS y las ventas de energía, para cada ventana móvil, y su comparación con el *target* 2018 definido por el Coordinador.

Tabla 10: Energía no suministrada por fallas.

Año	Mes	ENS SEN [GWh]	Ventas SEN [GWh]
2018	Enero	17,4	68.405
	Febrero	15,8	68.795
	Marzo	14,1	69.083
	Abril	12,9	69.400
	Mayo	11,6	69.618
	Junio	13,8	69.942
	Julio	14,3	70.212
	Agosto	14,6	70.334
	Septiembre	14,5	70.530

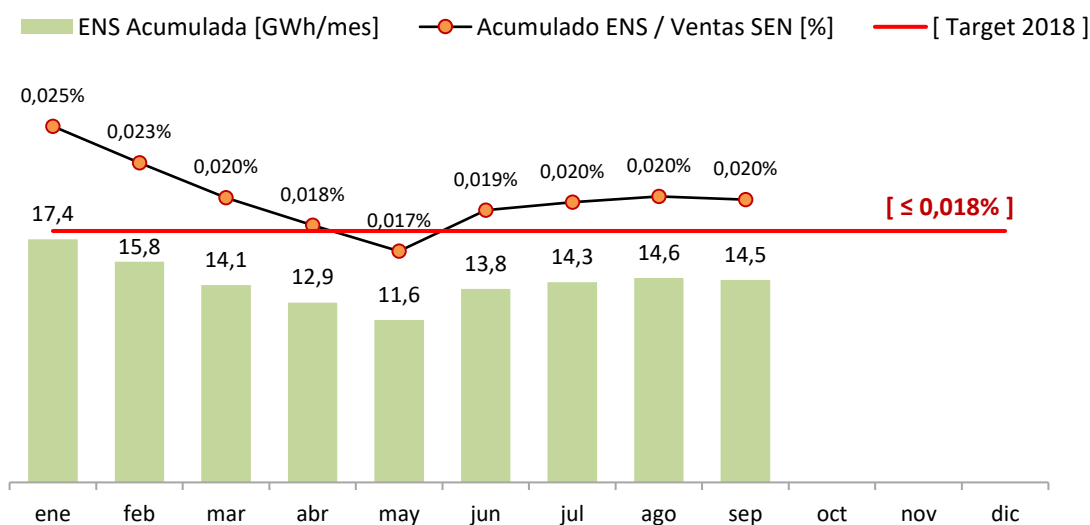


Figura 13: Energía No Suministrada 2018 (ventana móvil 12 meses, al mes que se muestra).

3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO

A continuación, se presentan los tiempos de restablecimiento de servicio promedio, máximo y mínimo, para cada mes, de las fallas que afectaron a instalaciones del SEN que dieron origen a un Estudio de Análisis de Falla, para lo que va del año 2018.

Tabla 11: Tiempo de restablecimiento de servicio promedio, máximo y mínimo mensual.

Mes	Promedio TRS SEN (en horas)	Máximo TRS SEN (en horas)	Mínimo TRS SEN (en horas)
Enero	0,96	7,07	0,03
Febrero	1,62	17,28	0,02
Marzo	2,99	33,60	0,07
Abril	1,24	8,70	0,05
Mayo	1,88	8,83	0,03
Junio	9,58	249,23	0,07
Julio	7,51	398,42	0,03
Agosto	1,76	23,15	0,08
Septiembre	1,63	21,60	0,03

3.3. 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 son evaluadas 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.

Considerando lo planteado, la Tabla 12 presenta los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo SEN Q3-2018, se indica el detalle de las barras que se consideran para cada zona en esta medición.

Tabla 12: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2018.

Subsistema Nacional	Nivel de Tensión [kV]	Cumplimiento [%]								
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
SEN 500 KV Zona Centro	500	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SEN 500 kV Interconexión	500	70%	43%	52%	44%	44%	85%	96%	97%	99%
SEN Norte Grande	220	95%	95%	91%	95%	97%	92%	98%	99%	99%
SEN Norte Chico	220	100%	100%	100%	100%	99%	99%	100%	100%	100%
SEN Centro	220	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SEN Sur	220	100%	100%	99%	100%	99%	99%	100%	100%	100%

De lo anterior se concluye que:

- Para los indicadores asociados al Subsistema SEN 500 kV Interconexión, se observa 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.

A continuación, en la Figura 14 se presenta el cumplimiento promedio mensual para los niveles de tensión de los subsistemas presentados anteriormente, y su comparación con el *target* 2018 definido por el Coordinador.

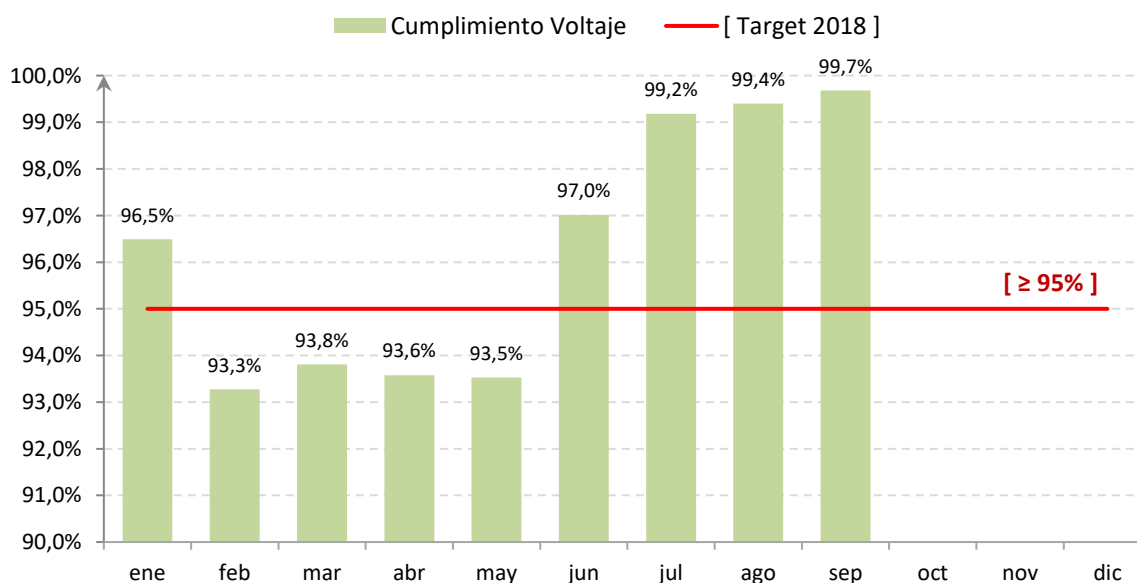


Figura 14: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2018.

3.4. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 9 meses, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS.

Este trimestre 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. Los antecedentes que sustentan el comportamiento de la frecuencia mostrado en la Figura 15, se acompañan en Anexo SEN Q3 – 2018.

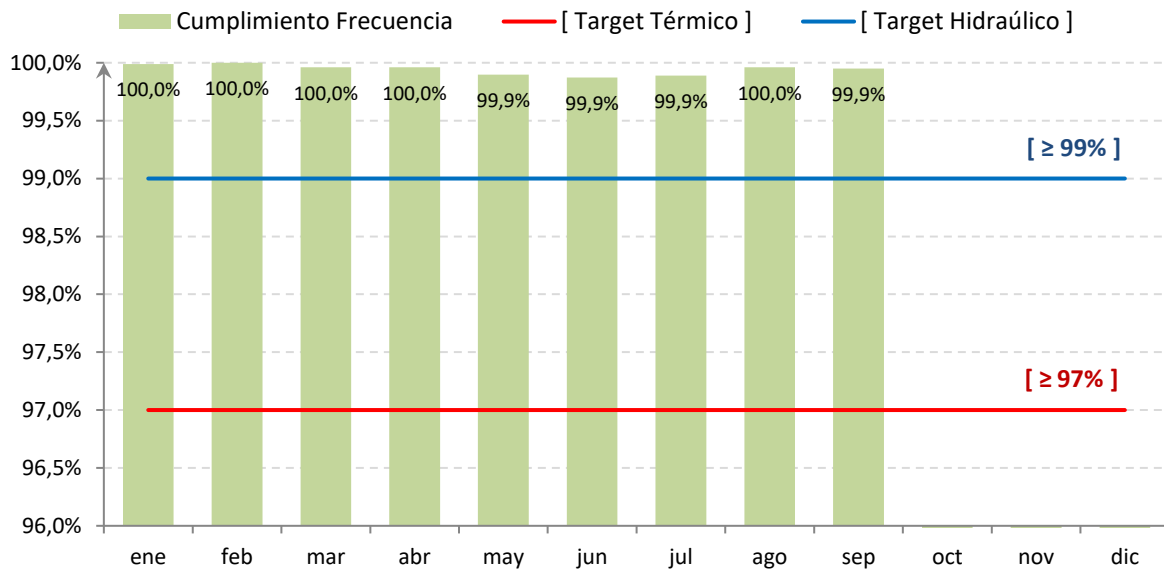


Figura 15: Desempeño mensual promedio de control de frecuencia.

3.5. TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN Y FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN

A continuación, se muestra el promedio de los índices acumulados (12 meses, al mes indicado) de interrupciones de más de 3 minutos en Puntos de Control (Art. 5-62 de la NTSyCS), y su comparación con el *target* 2018 definido por el Coordinador. Los índices TTIK (Tiempo Total de Interrupción) y FMIK (Frecuencia Media de Interrupción) se muestran en las Figura 16 y Figura 17, respectivamente, y sus valores han sido determinados sobre la base de la información de los Estudios de Análisis de Falla elaborados por el Coordinador, en conformidad con la normativa vigente.

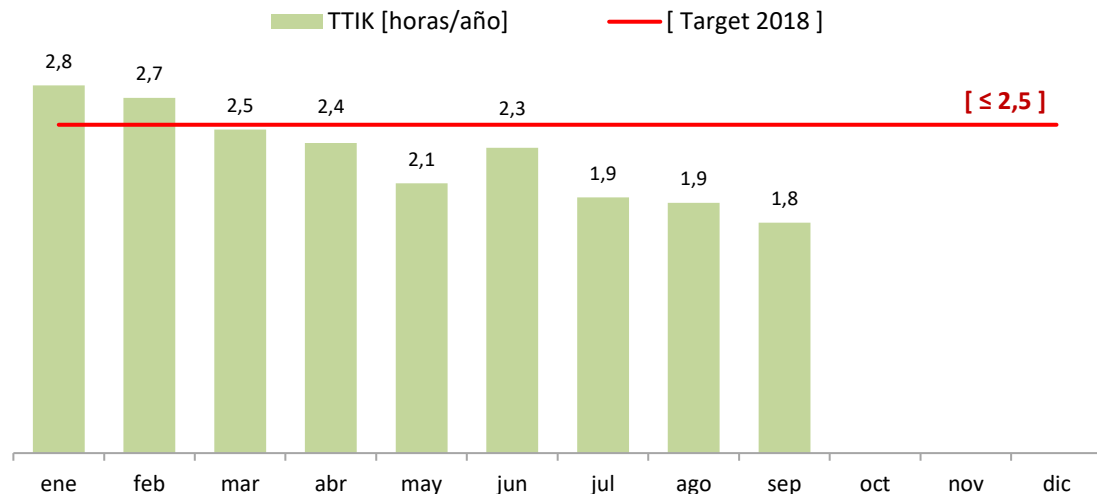


Figura 16: TTIK promedio acumulado 12 meses.

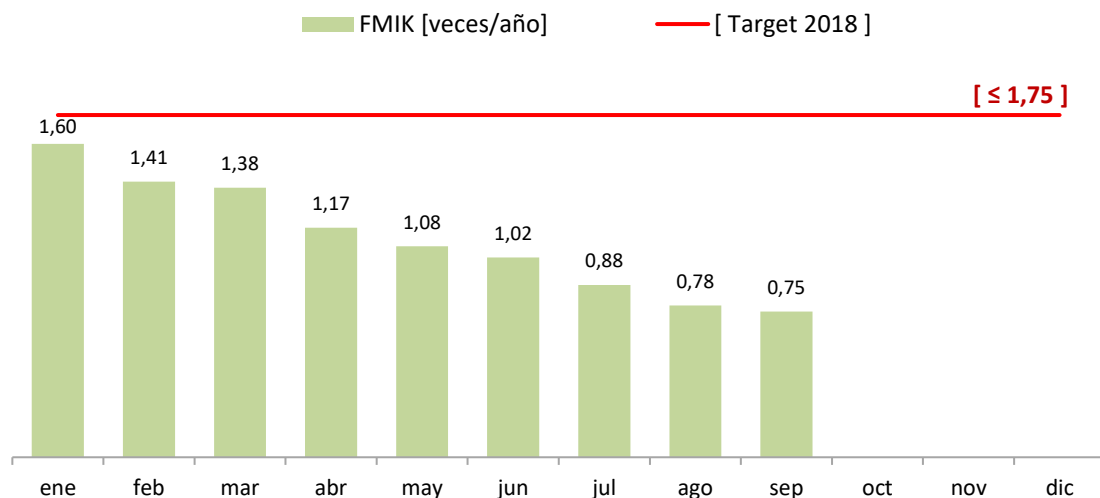


Figura 17: FMIK promedio acumulado 12 meses.

3.6. FALLAS EN EL SEN (POR REGIÓN Y SEGMENTO DE ORIGEN)

La Figura 18 muestra el número acumulado de fallas en el año categorizados por segmento de transmisión o generación, y sus valores han sido determinados sobre la base de la información de los Estudios de Análisis de Falla elaborados por

el Coordinador, en conformidad con la normativa vigente (que considera al cierre de septiembre un total de 259 Informes EAF).

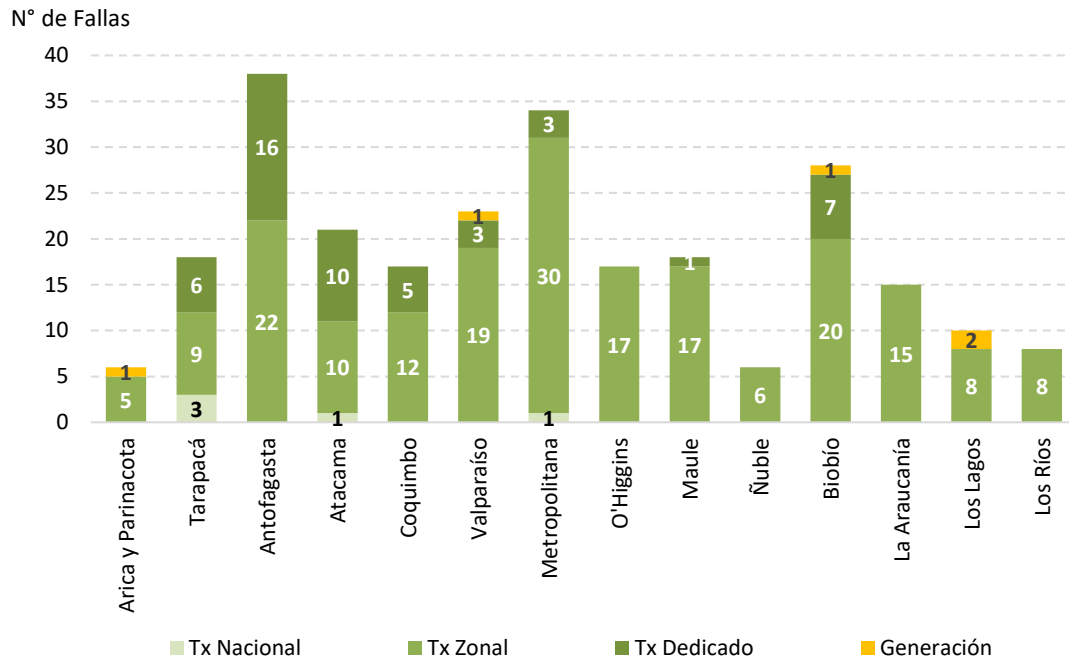


Figura 18: Cantidad de Fallas por región y segmento de pertenencia al Sistema Eléctrico.

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, para el horizonte noviembre 2018 a octubre 2019, el cual consta de tres escenarios posibles de abastecimiento para el SEN, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

- noviembre 2018 – marzo 2019: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°3.
- abril – octubre 2019: Caudales estadísticos según Hidrología seca (prob. excedencia 90%), Hidrología media (prob. excedencia 50%) e Hidrología húmeda (prob. excedencia 20%).

4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En la Figura 19, Figura 20 y Figura 21, se muestra la proyección porcentual de abastecimiento para los próximos 12 meses desagregada por tipo de fuente y según hidrología (detalle en Anexo SEN Q3-2018).

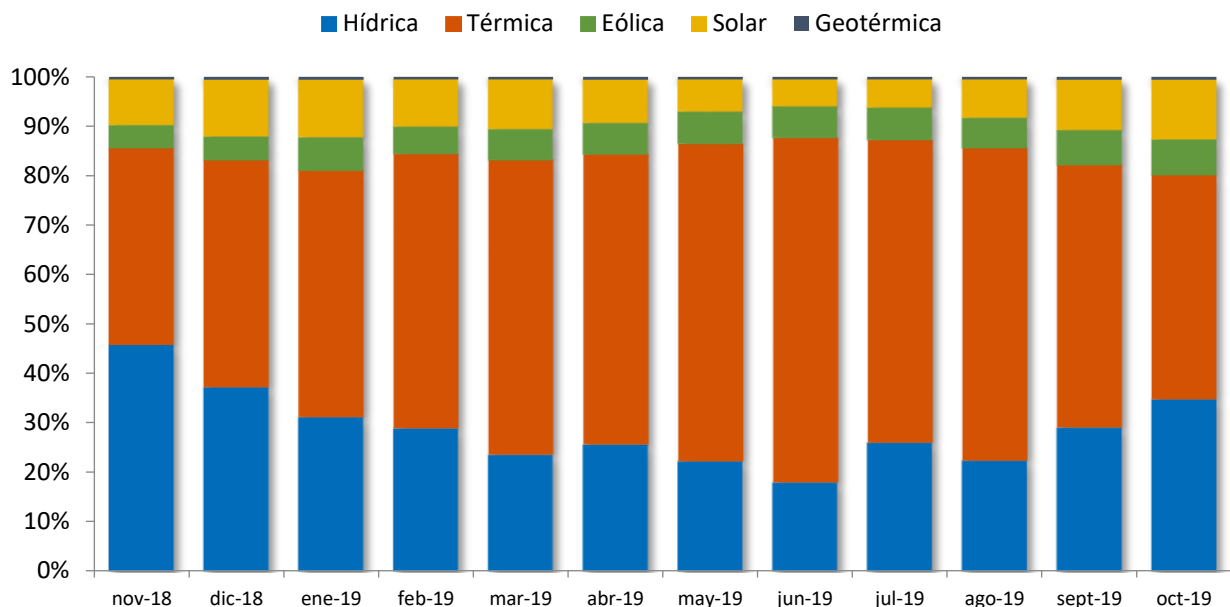


Figura 19: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología seca.

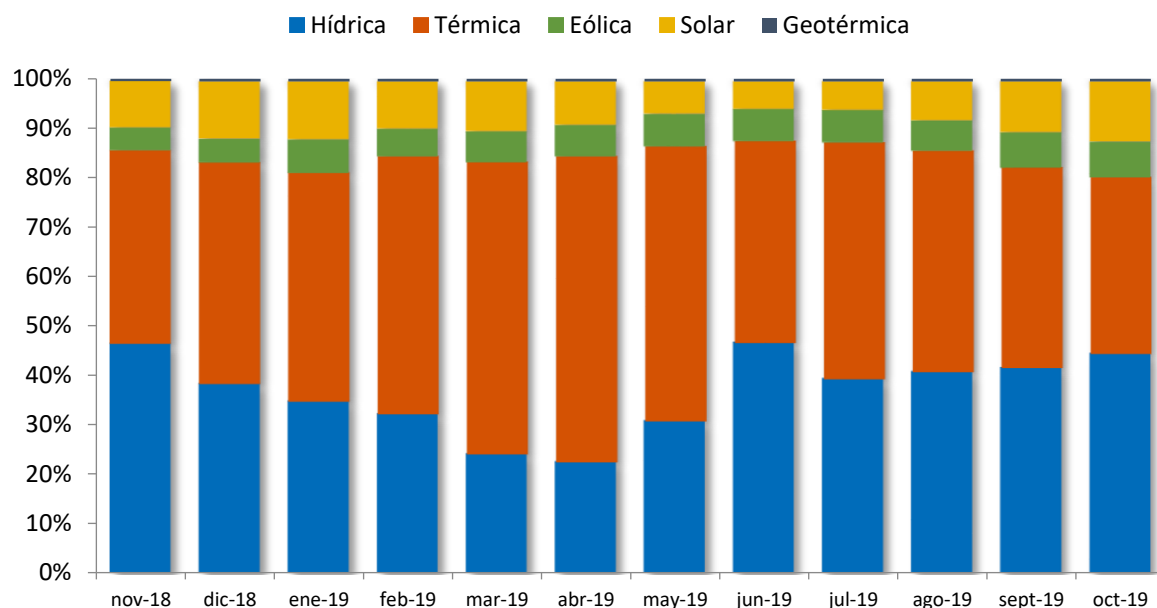


Figura 20: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología media.

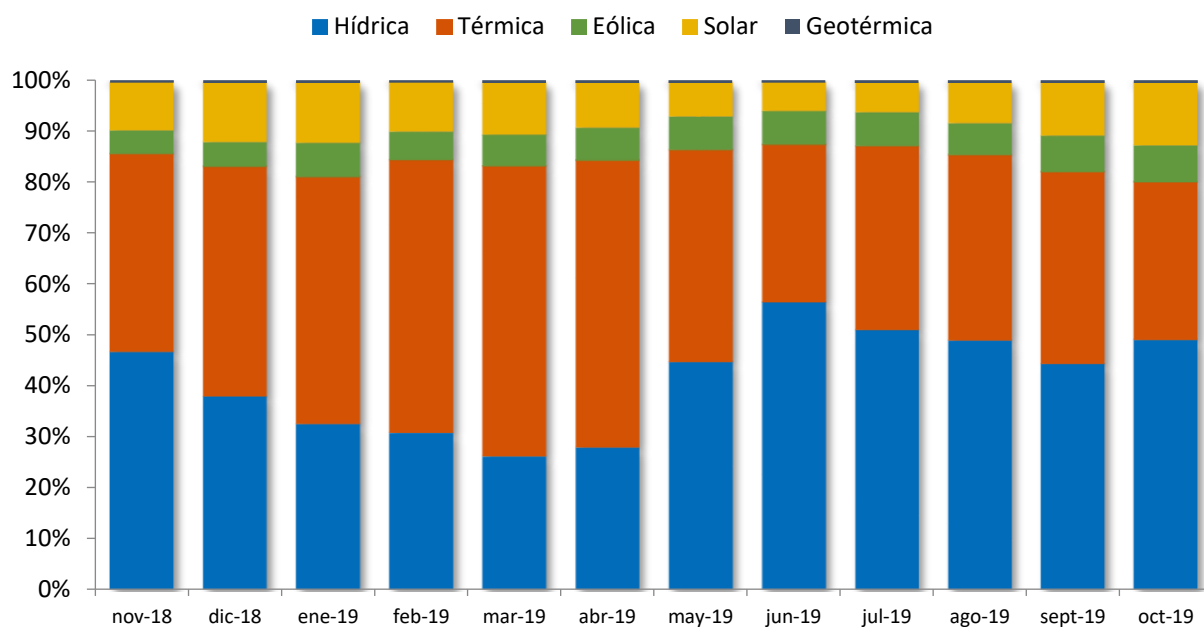


Figura 21: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología húmeda.

La Tabla 13 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses noviembre 2018 a octubre 2019.

Tabla 13: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	28,5%	36,8%	41,3%
Térmica	55,8%	47,4%	42,8%
Eólica	6,2%	6,2%	6,2%
Solar	9,0%	9,0%	9,1%
Geotérmica	0,5%	0,5%	0,5%

4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

En las siguientes Figuras se presentan los costos marginales máximos, mínimos y promedio esperados para los 12 meses siguientes en barras representativas del SEN (Crucero, Maitencillo, Diego de Almagro, Quillota y Charrúa). El detalle de esta proyección se encuentra disponible en el Anexo SEN Q3-2018.

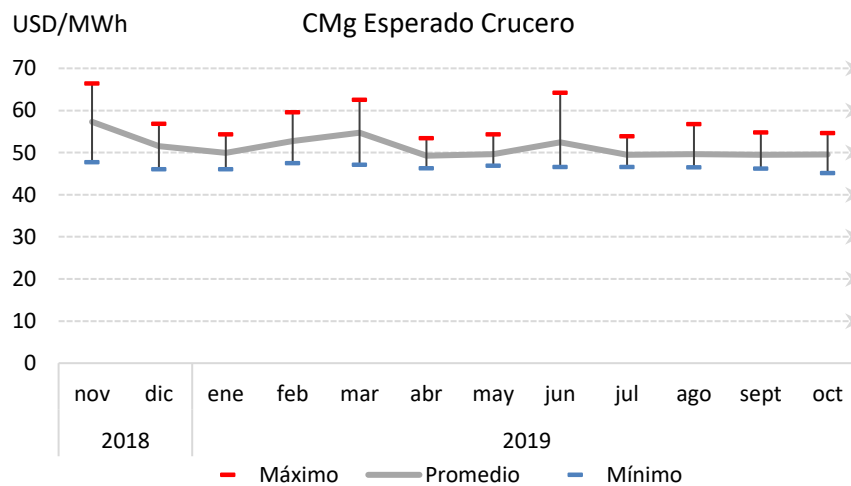


Figura 22: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Crucero 220 kV.

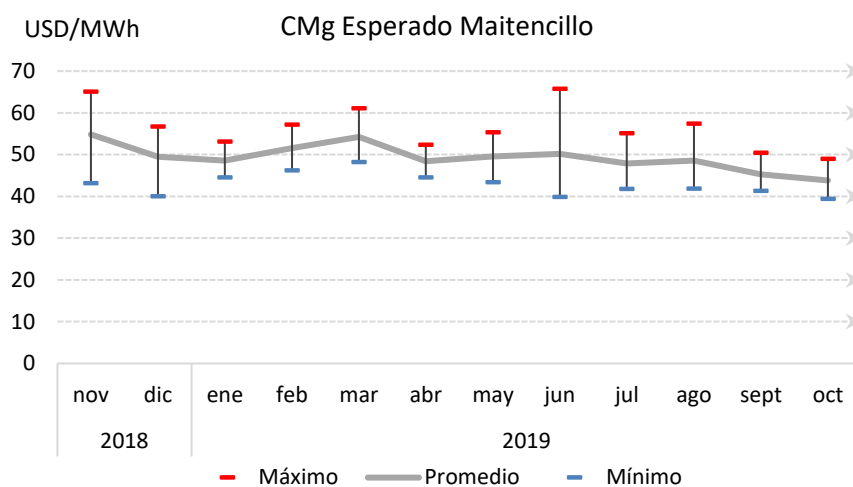


Figura 23: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV.

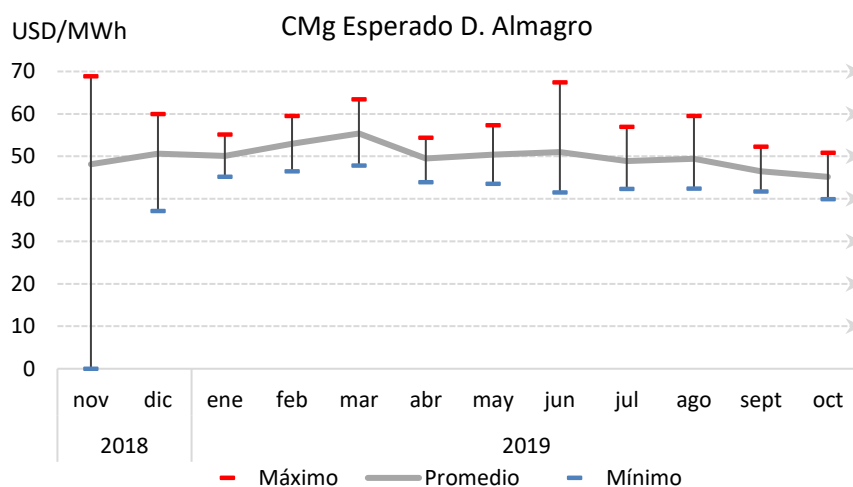


Figura 24: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV.

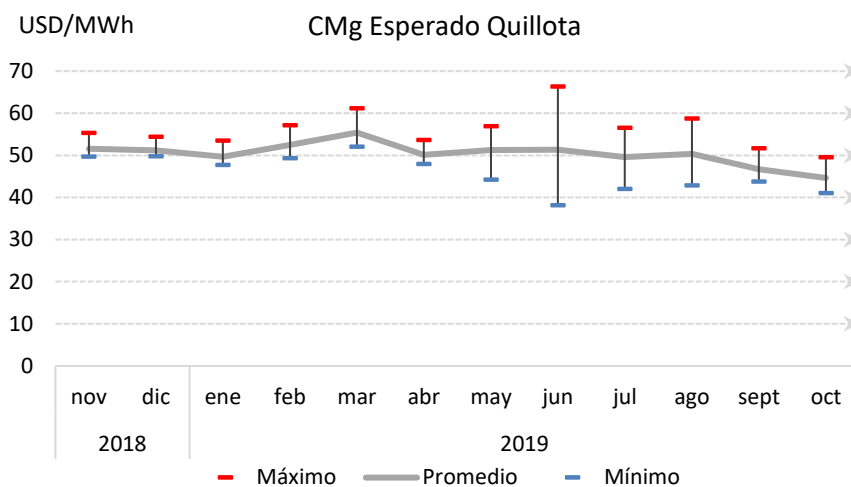


Figura 25: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Quillota 220 kV.

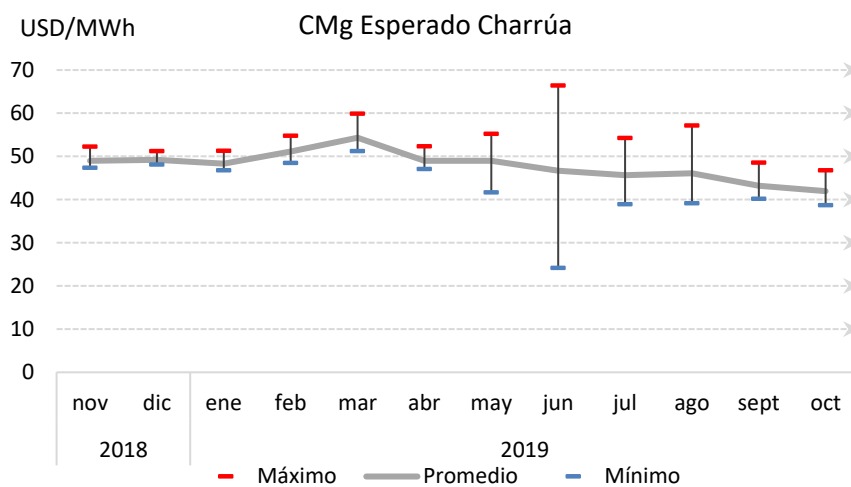


Figura 26: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Charrúa 220 kV.

4.3. VENTAS ESPERADAS

La Figura 27 muestra la estimación de ventas del sistema eléctrico nacional para los próximos 12 meses.

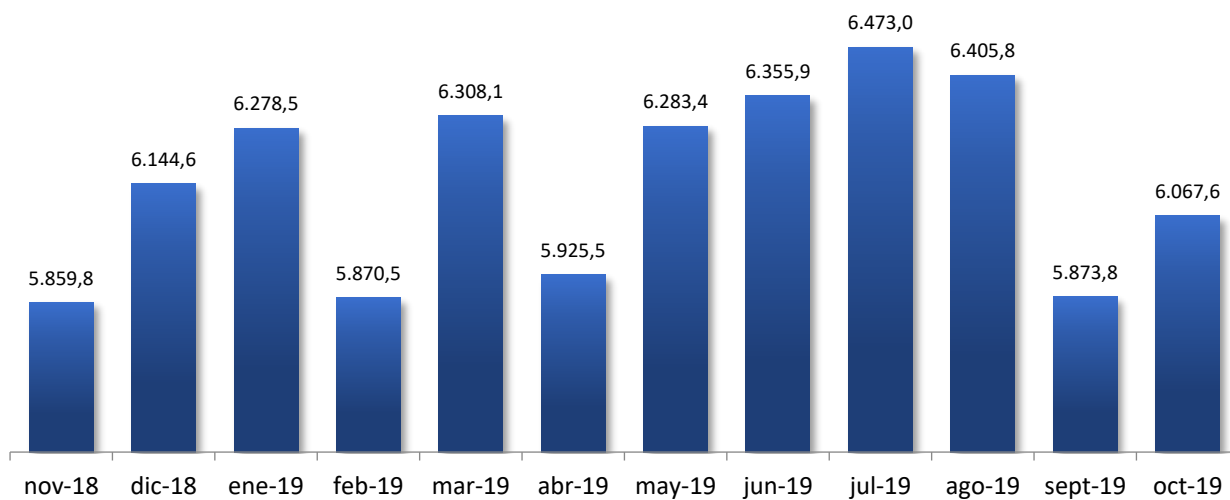


Figura 27: Ventas estimadas SEN.

La comparación de esta ventana de doce meses, con aquella que considera el período noviembre 2017-octubre 2018, prevé una tasa de crecimiento del orden de 4,3%.

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

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

5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Figura 28 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 noviembre 2018 hasta finales de 2020, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

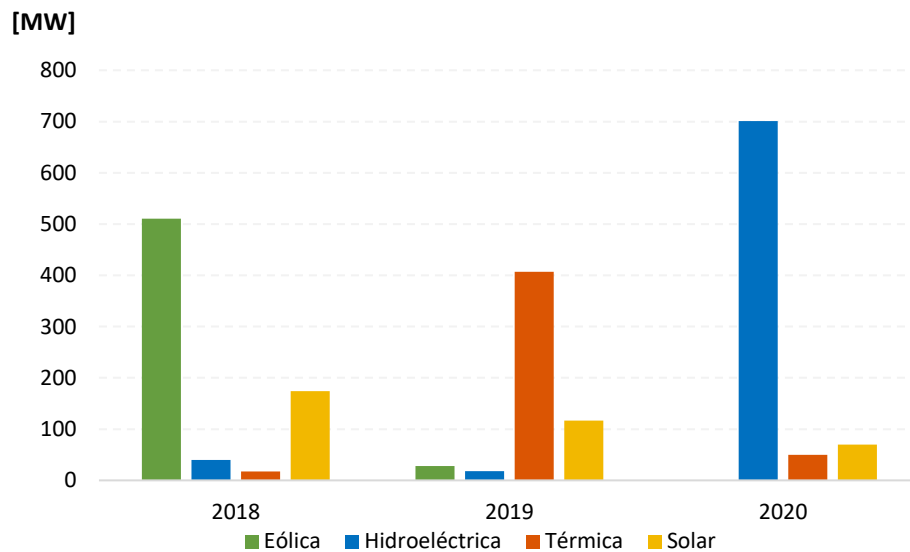


Figura 28: Potencia de proyectos de generación en construcción.

5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Figura 29, 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 entre noviembre 2018 hasta finales 2020, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

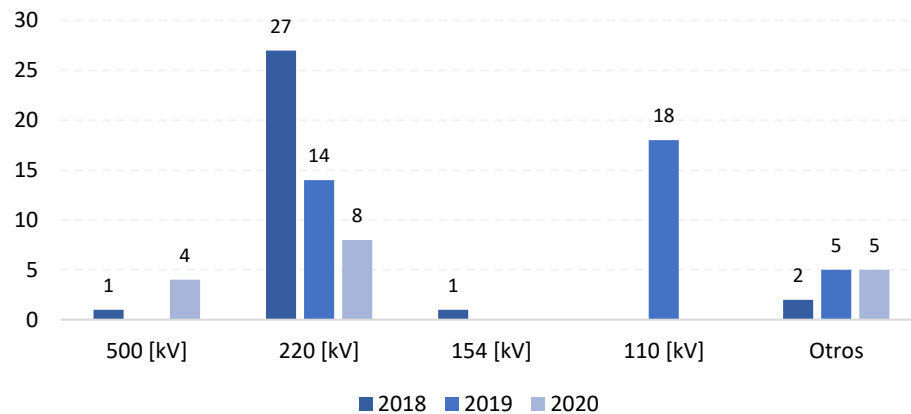


Figura 29: Cantidad de proyectos de transmisión en construcción.

ANEXO SEN Q3 - 2018
