

INFORME TRIMESTRAL
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

OCTUBRE - DICIEMBRE 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	11
2.6. MANTENIMIENTO MAYOR	13
2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	14
2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS	14
2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.	15
ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	18
3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	18
3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO	19
3.3. CONTROL DE TENSIÓN	20
3.4. CONTROL DE FRECUENCIA	21
3.5. TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN Y FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	22

3.6. FALLAS EN EL SEN (POR REGIÓN Y SEGMENTO DE ORIGEN)	23
PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	24
<hr/>	
4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO	24
4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS	26
4.3. VENTAS ESPERADAS	29
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	30
<hr/>	
5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN	30
5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	31
ANEXO SEN Q4 - 2018	32
<hr/>	

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 cuarto 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 octubre y diciembre 2018.

1.1. LEGISLACIÓN

Durante el cuarto trimestre de 2018, se ha registrado las siguientes modificaciones en la legislación.

Legislación	Estado
Ley General de Servicios Eléctrico, respecto de Generación Distribuida.	El sábado 17 de noviembre se publicó la Ley N°21.118 que modifica la Ley General de Servicios Eléctrico, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

1.2. REGLAMENTACIÓN

1.2.1. REGLAMENTOS DICTADOS EN EL PERÍODO

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

1.2.2. REGLAMENTOS EN TRÁMITE

Tabla 1: Reglamentos en trámite

Reglamentos en trámite	Estado
Reglamento Valorización, Remuneración y Pago Transmisión.	El 15 de noviembre se inició Consulta Ciudadana; disponiéndose como el plazo para realizar comentarios y observaciones hasta el 6 de diciembre de 2018.

1.3. NORMAS TÉCNICAS

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

1.3.1. NORMAS TÉCNICAS DICTADAS EN EL PERÍODO

Durante el cuarto trimestre del 2018 no se han dictado Normas Técnicas.

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 2: Estado de Normativa Técnica Sectorial

Normas Técnicas	Comentario
Procesos Normativos	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. N°391, sobre Transferencias Económicas. <ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. N°709 (30Oct18), que Designa Integrantes Comité del Proc. Normativo sobre Transferencias Económicas. - Res. Exta. N°390, sobre la Programación de la Operación. <ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. N°699 (25Oct18), que Designa Integrantes Comité del Proc. Normativo sobre Programación de la Operación.
En estado de “Pendiente Resolución Inicio Proceso”	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. CNE N°675 (09Oct18) [publicada en Diario Oficial 17Oct18], que modifica la Resolución Exenta N°711 de 2017, que establece la metodología aplicable al proceso de Planificación Anual de la Transmisión a realizarse conforme al artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. - Res. Exta. CNE N°677 (09Oct18) [publicada en Diario Oficial 13Oct18], que Informa y Comunica Nuevos Valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos. - Res. Exta. CNE N°676 (09Oct18), que Aprueba informe técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 15° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. - Res. Exta. SubEnergía N°118 (09Oct18) [publicada en Diario Oficial 22Nov18], que Aprueba Imputación de Saldos a favor que indica al ejercicio de Cálculo del Presupuesto Anual para la realización de Estudios de Franjas para el año 2019. - Res. Exta. CNE N°773 (27Nov18), que Aprueba el 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, de noviembre de 2018. - Res. Exta. CNE N°776 (28Nov18), que Modifica el artículo Primero Transitorio de la Resolución Exenta N°154 de 2017 que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por Resolución Exentas N°606 de 2017, y N°257 de 2018. - Res. Exta. CNE N°777 (29Nov18), que Aprueba la actualización del Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2017, de conformidad a lo dispuesto en el D.S. N°130 de 2011. - Res. Exta. CNE N°778 (29Nov18), que Aprueba el Informe “Sistema de Pronóstico de Caudales” para la Programación de la Operación. - Res. Exta. CNE N°753 (16Nov18), que Fija y comunica Cargo por Servicio Público.

Normas Técnicas	Comentario
	<ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. CNE N°752 (16Nov18), que Aprueba presupuesto anual del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, para el año 2019. - Res. Exta. CNE N°747 (14Nov18), que Aprueba informe técnico preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018. - Res. Exta. CNE N°827 (27Dic18), que modifica Resolución Exenta N° 676 de la Comisión Nacional de Energía, de 09 de octubre de 2018, que aprueba informe técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. - Oficio Ord. N°727/2018 CNE (21Dic18), que Comunica Informe Técnico Preliminar de Precios de nudo, diciembre 2018. - Res. Exta. CNE N°812 (21Dic18), que Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. - Oficio Ord. N°717/2018 CNE (19Dic18), que Comunica Informe de Previsión de Demanda Preliminar 2018 – 2019 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, diciembre 2018. - Res. Exta. CNE N°802 (19Dic18), que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Determinación de Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal, de acuerdo con los artículos duodécimo y decimotercero transitorios de la Ley N°20.936. - Res. Exta. CNE N°801 (18Dic18), que Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. - Res. Exta. CNE N°800 (18Dic18), que Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios 2018 de conformidad a lo dispuesto en el D.S. N° 130 de 2011. - Res. Exta. CNE N°790 (10Dic18), que Aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

No se han efectuado modificaciones a los Estatutos vigentes a la fecha de emisión de este informe.

SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La capacidad instalada del SEN al cierre de diciembre de 2018 alcanza los 24.586,4 MW, de los cuales el 55,5% 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 1.184 MW de generación a conectar durante 2019 (proyectos en construcción con Resolución CNE vigente al 15 de enero 2019).

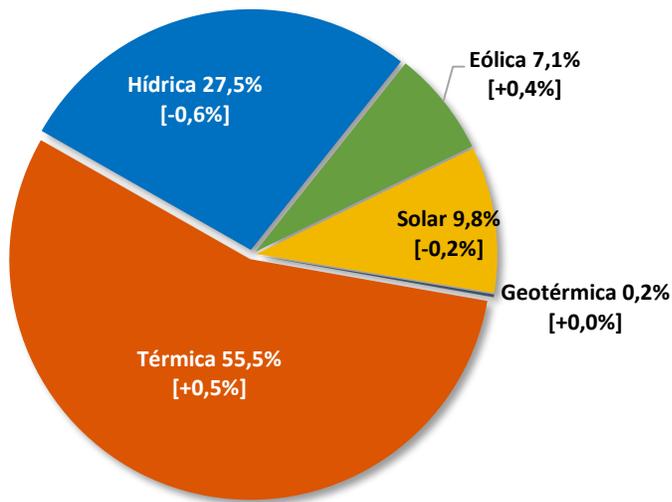


Figura 1: Capacidad instalada de generación SEN a diciembre-18
 [Porcentaje en paréntesis indica variación respecto del último día del trimestre anterior]

2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el cuarto trimestre alcanzó los 19.143,4 GWh, mostrando un aumento del 1,5% respecto a igual periodo de 2017 (18.857,3 GWh). La Figura 2 y la Figura 3 presentan la distribución de la energía del cuarto trimestre, por tipo de fuente.

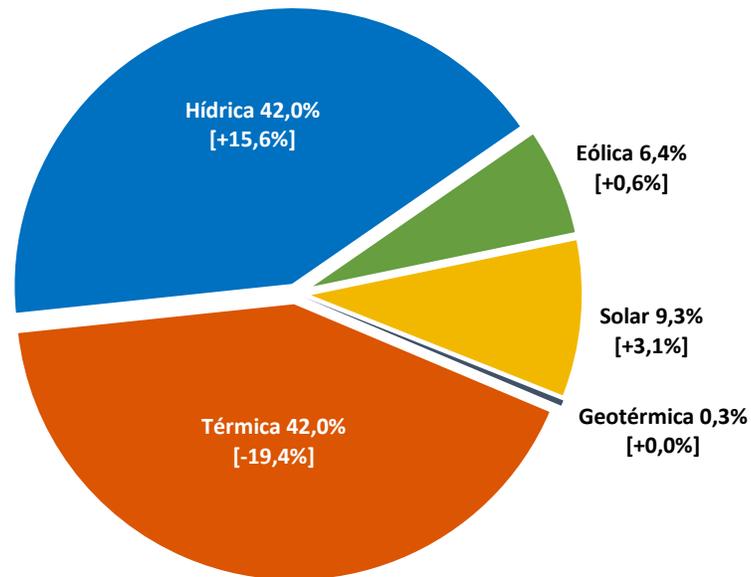


Figura 2: Generación trimestral desagregada según tipo de fuente.
[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto de la producción del trimestre anterior]

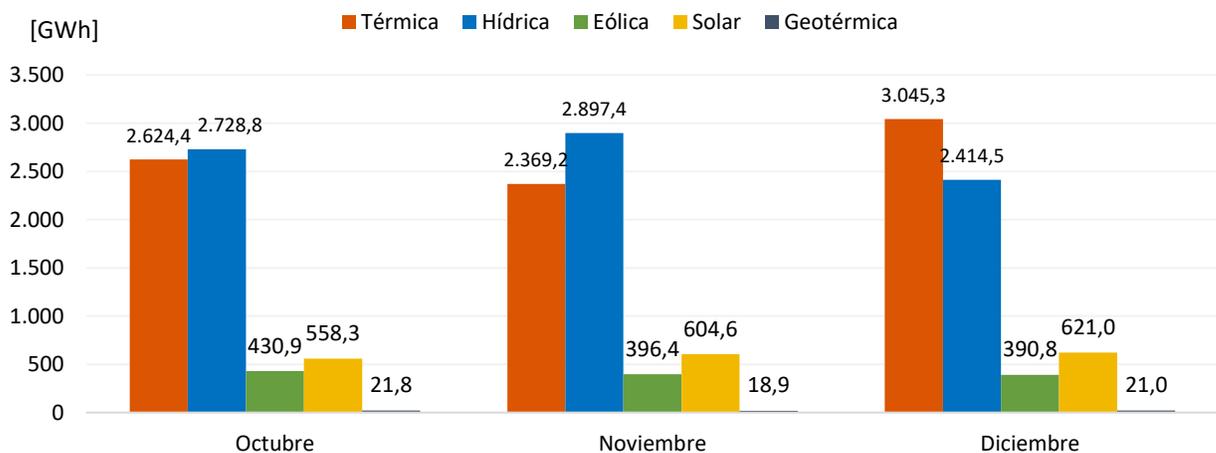


Figura 3: Generación mensual del cuarto trimestre 2018 desagregada según tipo de fuente.

Durante el cuarto trimestre de 2018, se registró una inyección de Energía Renovable (ER) que alcanzó los 4.107,2 GWh, lo que representa un aumento del 26,9% respecto a la generación ER producida en igual periodo del año 2017 (3.236,7 GWh), y que equivale al 21,5% de la generación total del SEN en el periodo octubre-diciembre del presente año. La Figura 4 muestra el aporte energético de las tecnologías con Energías Renovables durante este cuarto trimestre, la cual se contrasta con igual periodo del año anterior.

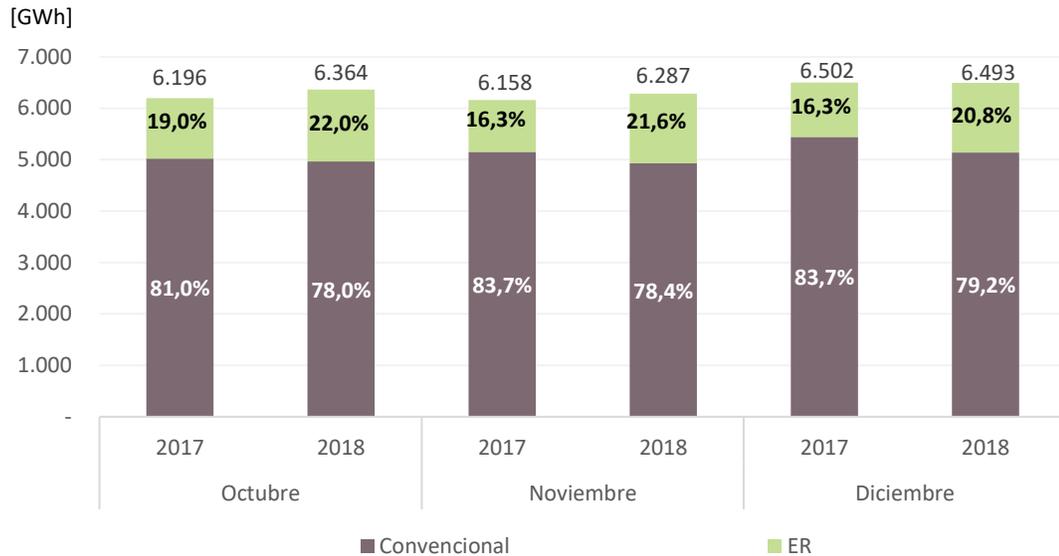


Figura 4: Generación de ER mensual cuarto trimestre 2017 y 2018.

La Figura 5 muestra la evolución de la potencia bruta media horaria y la generación bruta diaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2018. La máxima demanda horaria se registró el martes 18 de diciembre en la hora 16 y alcanzó los 10.307,3 MW, lo que representa una disminución del 0,5% respecto de la máxima demanda horaria registrada en igual periodo de 2017 (10.363,2 MW). De igual manera, la mayor generación diaria del trimestre ocurrió el viernes 27 de noviembre alcanzando 223,0 GWh, lo que representa una disminución de 1,5% respecto de la máxima generación diaria registrada en igual periodo de 2017 (226,4 GWh).

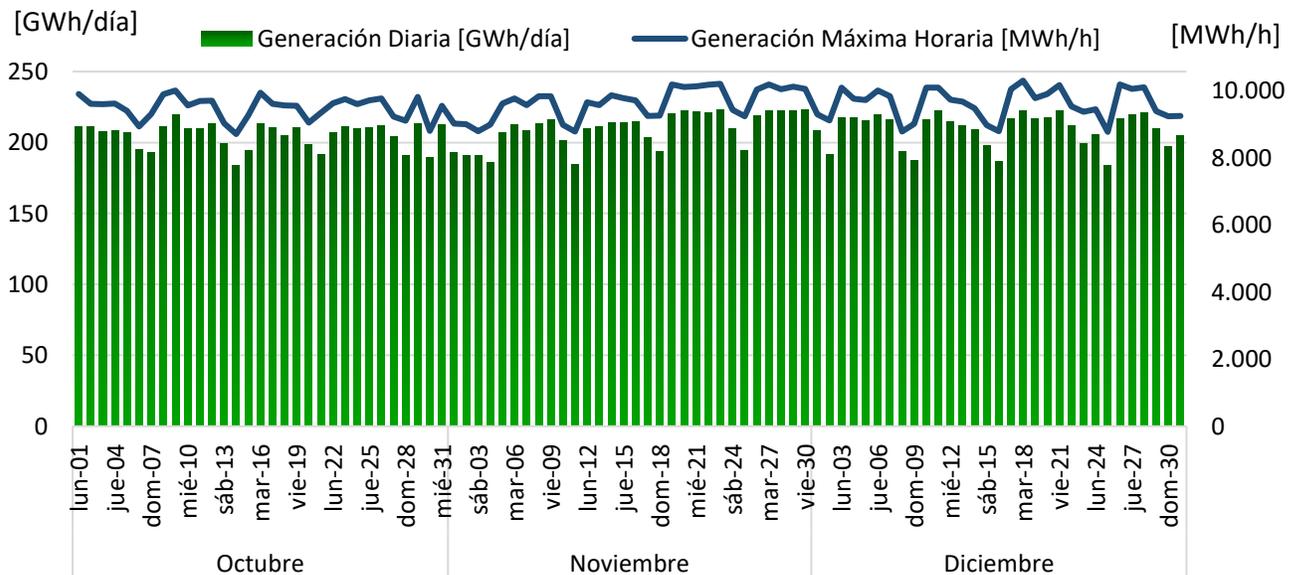


Figura 5: Generación bruta diaria y máxima potencia bruta media horaria para el cuarto trimestre.

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 hidroelectricidad y carbón, con el 42,0% y 29,4% respectivamente.

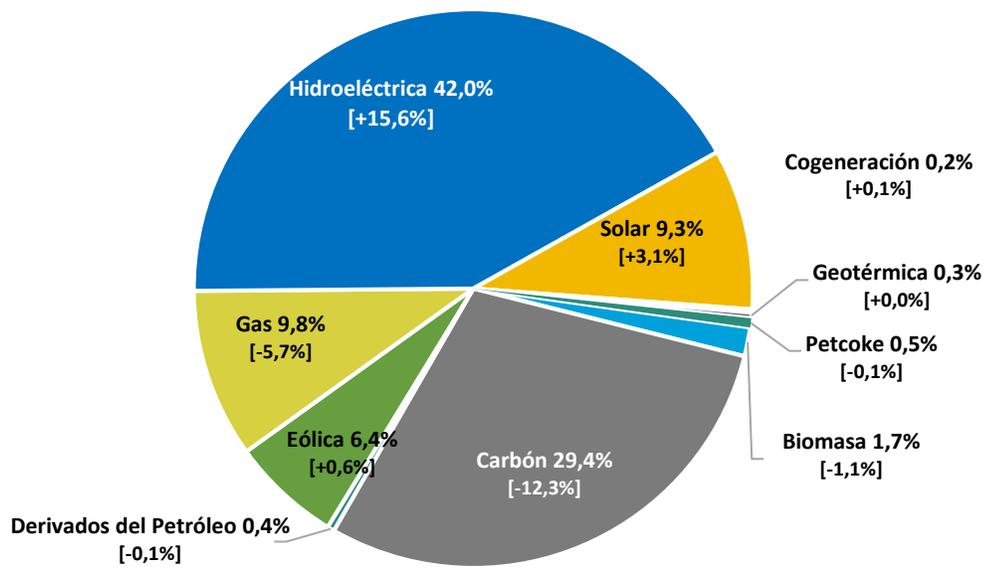


Figura 6: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del cuarto trimestre 2018.

[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto de la producción del trimestre anterior]

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

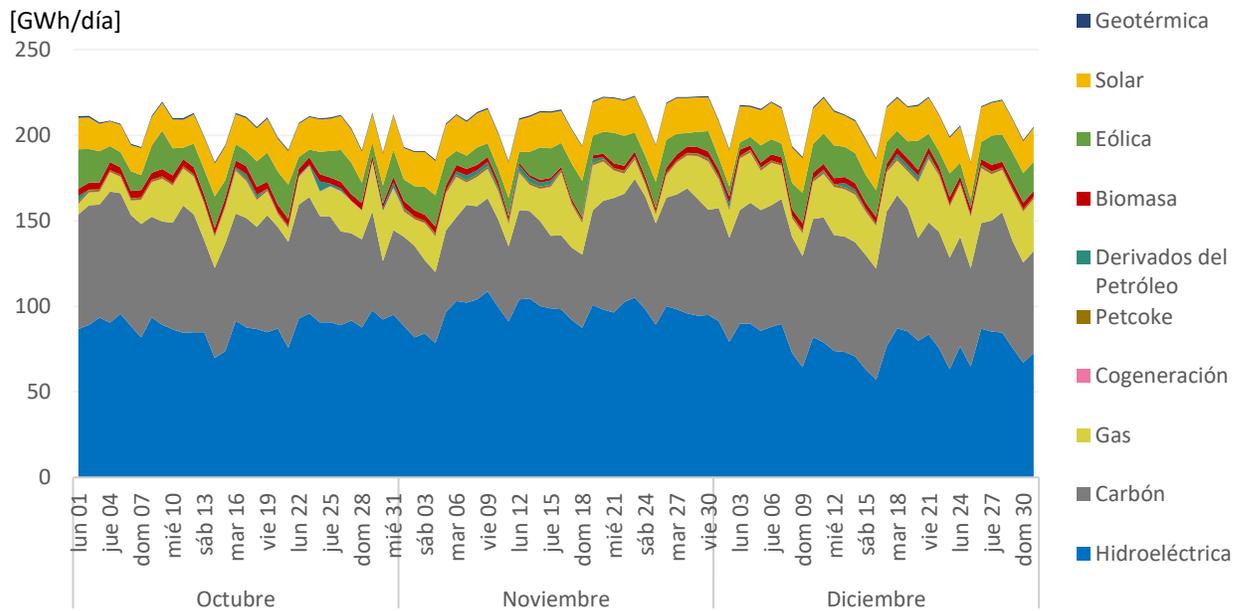


Figura 7: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En la Tabla 3 se presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre de 2018, la cual indica que el mes con mayor producción de energía fue diciembre con 6.492,5 GWh, representando el 33,9% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 3: Generación bruta del cuarto trimestre de 2018 por tipo de combustible [GWh].

	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidroeléctrica	2.728,8	2.897,4	2.414,5
Carbón	1.908,6	1.648,5	2.073,6
Gas	528,8	556,8	787,5
Solar	558,3	604,6	621,0
Eólica	430,9	396,4	390,8
Biomasa	124,9	84,0	112,0
Derivados Petróleo	24,9	31,7	21,9
Cogeneración	12,1	11,4	11,6
Geotérmica	21,8	18,9	21,0
Petcoke	25,2	36,7	38,7
	6.364,3	6.286,5	6.492,5

2.4. COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del cuarto trimestre del año 2018 en la barra Crucero 220 kV fue de 54,1 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución del 5,9% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2017 (57,6 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 120,2 USD/MWh, ocurrido el lunes 19 de noviembre, lo que es un 35,7% superior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo del año 2017 (88,6 USD/MWh). Asimismo, el valor promedio diario mínimo en la barra Crucero 220 kV se produjo el domingo 14 de octubre con 36,3 USD/MWh, valor 5,7% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2017 (38,5 USD/MWh).

Por otro lado, el promedio del cuarto trimestre 2018 en la barra Quillota 220 kV fue de 52,9 USD/MWh, lo que corresponde a un aumento del 33,0% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2017 (39,8 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 74,2 USD/MWh, ocurrido el martes 16 de octubre, un 23,0% superior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2017 (60,3 USD/MWh). El valor promedio diario mínimo en la barra Quillota 220 kV se produjo el domingo 11 de noviembre con 9,7 USD/MWh, valor 74,7% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2017 (38,5 USD/MWh).

En la Tabla 4 se presentan los costos marginales para las barras Crucero, Pan de Azúcar, Quillota y Puerto Montt.

Tabla 4: Costo marginal promedio diario en barras representativas SEN para el cuarto trimestre 2018.

Barra 220 kV	Octubre				Noviembre				Diciembre			
	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt
2017 [USD/MWh]	55,3	31,4	39,1	37,1	59,8	39,4	34,0	31,9	57,6	49,5	46,2	45,4
2018 [USD/MWh]	55,8	52,2	56,4	51,3	55,2	52,1	48,7	46,4	51,4	48,8	53,5	56,9
Variación [%]	1,0%	66,38%	44,2%	38,3%	(7,6%)	32,2%	43,4%	45,3%	(10,8%)	(1,3%)	15,8%	25,2%

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

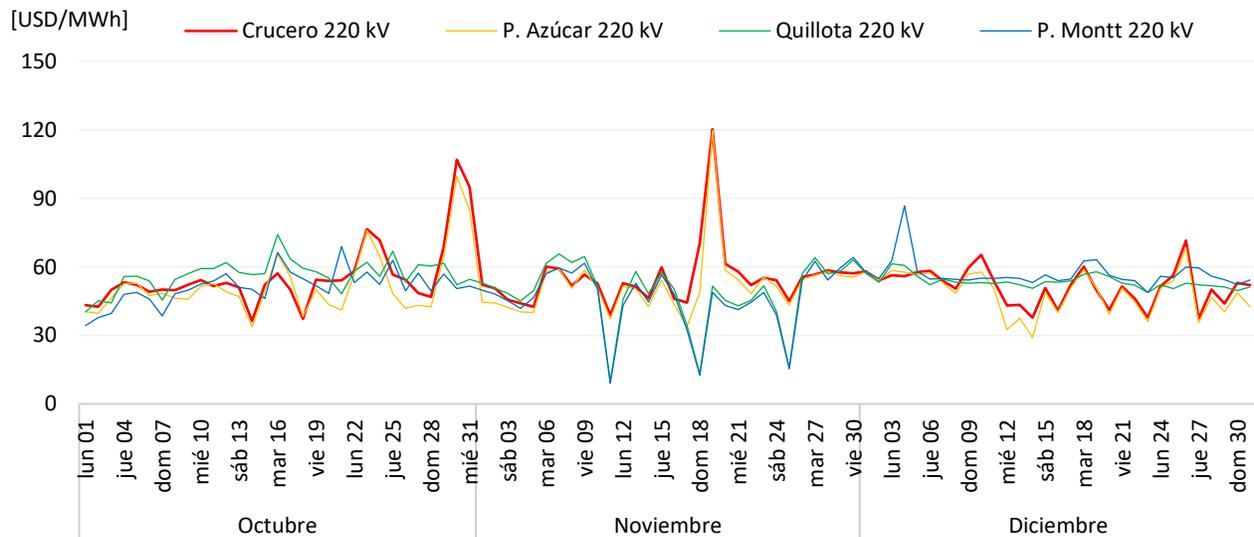


Figura 8: Costos marginales promedio-diaros barras representativas SEN.

2.5. RESUMEN DE VENTAS

En la Tabla 5 se presenta un resumen con las ventas trimestrales efectuadas a clientes libres y clientes regulados del SEN, y su comparación con años anteriores (tasas de crecimiento ajustadas por año 2016 bisiesto).

Tabla 5: Ventas trimestrales [GWh].

		2016	2017	% Variación 17/16	2018	% Variación 18/17
Regulados	T1	9.448,5	8.804,3	(5,8%)	8.276,5	(6,0%)
	T2	9.129,8	8.310,2	(9,0%)	7.892,9	(5,0%)
	T3	8.966,9	8.374,9	(6,6%)	7.821,3	(6,6%)
	T4	8.919,4	8.228,7	(7,7%)	7.434,6	(9,7%)
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%	10.426,7	15,3%

Total Anual [GWh]

	2016	2017	% Variación 17/16	2018	% Variación 18/17
Regulados	36.464,6	33.718,1	(7,3%)	31.425,3	(6,8%)
Libres	30.951,8	34.549,9	11,9%	39.695,3	14,9%
Ventas SEN Anual	67.416,4	68.268,0	1,5%	71.120,6	4,2%

*Considera clientes libres conectados en transmisión y clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribuidoras.

Las ventas totales de energía mensuales del SEN durante el período enero-diciembre de 2018, han experimentado un aumento promedio del 4,2% respecto del mismo período del 2017. La mayor desviación porcentual se registró en el mes de febrero, presentándose el detalle en la Figura 9.

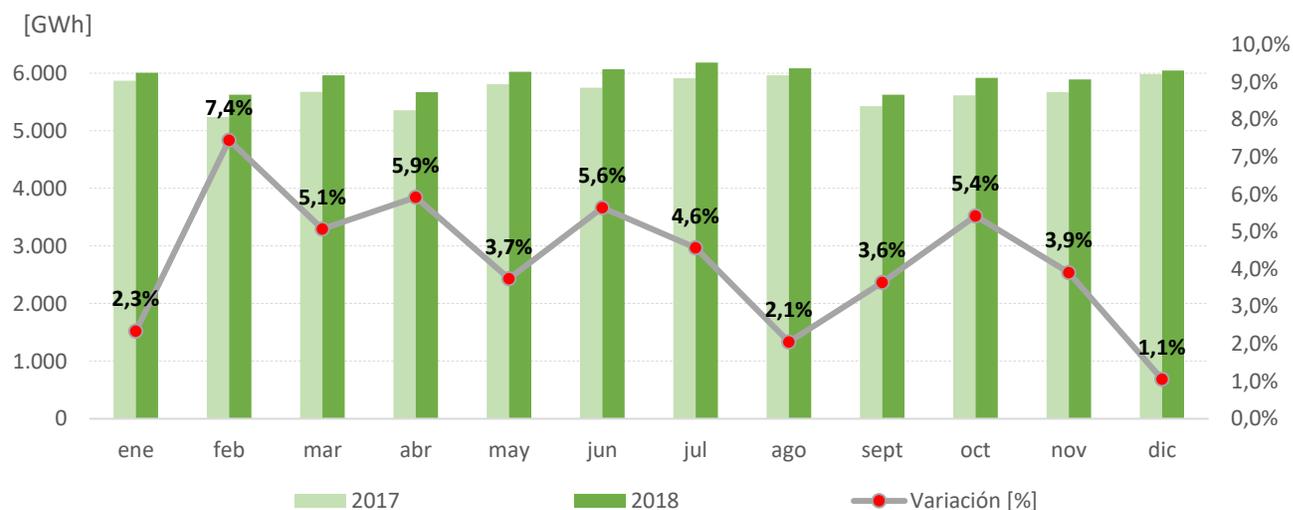


Figura 9: Ventas mensuales SEN 2017 vs 2018.

Las Figuras 10 y 11 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de Cliente. Para el período octubre-diciembre, las ventas efectuadas a clientes regulados experimentaron una disminución del 9,7% (ventas por 7.434,6 GWh en 2018 vs 8.228,7 GWh en 2017). Por otro lado, las ventas efectuadas a clientes libres han experimentado un aumento de 15,3% en este trimestre (ventas por 10.426,7 GWh en 2018 vs 9.043,3 GWh en 2017).

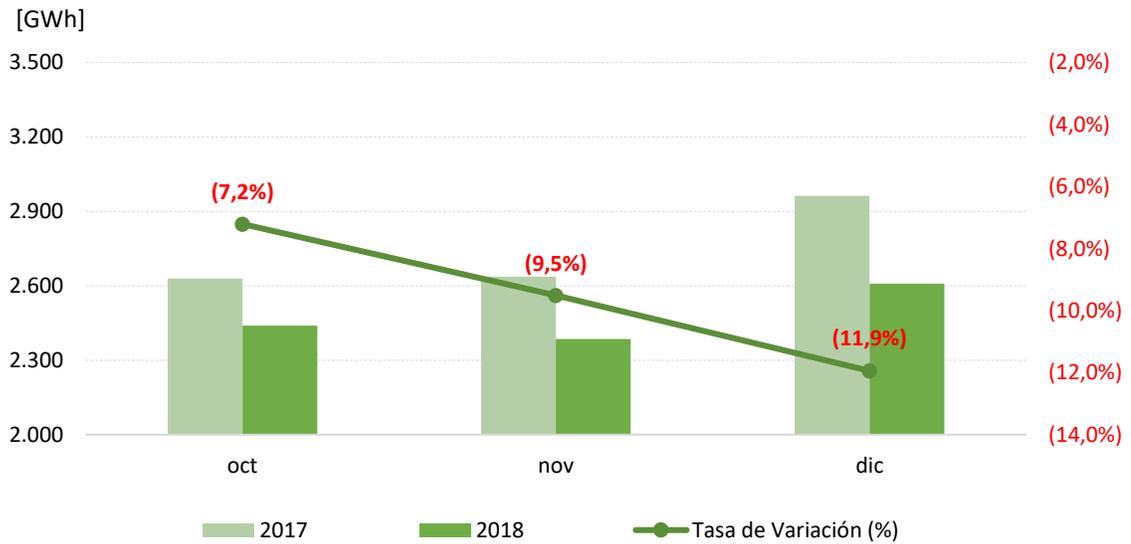


Figura 10: Ventas trimestrales en consumos de clientes regulados.

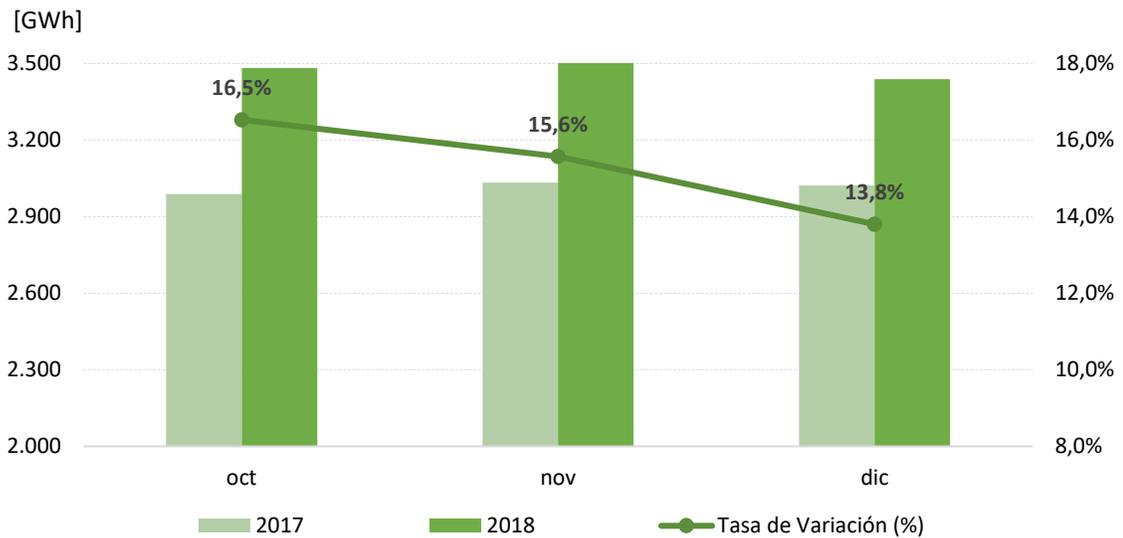


Figura 11: Ventas trimestrales en consumos de clientes libres

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

2.6. MANTENIMIENTO MAYOR

En la Tabla 6 se presentan las unidades de generación del SEN que realizaron mantenimientos mayores durante el cuarto trimestre del año 2018. Conforme lo indicado en el Anexo Técnico (Programa de Mantenimiento Mayor), se entiende por mantenimiento mayor los trabajos declarados por un periodo mayor a 24 horas continuas.

Tabla 6: Mantenimientos mayores cuarto trimestre.

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Abanico	Enel Generación	08-oct	14-oct	7
Abanico	Enel Generación	26-nov	30-nov	5
Abanico	Enel Generación	05-nov	09-nov	5
Arica	Engie Energía S.A.	10-dic	21-dic	12
Blanco	Colbún	24-sept	19-oct	26
Bocamina II	Enel Generación	29-nov	13-dic	15
CalleCalle	Sagesa	01-oct	31-oct	31
Candelaria	Colbún	28-oct	13-nov	17
Capullo	Empresa Eléctrica Capullo S.A.	01-dic	03-dic	3
Cardones	Central Cardones S.A.	08-oct	21-oct	14
Central Coronel TG	Sagesa	01-oct	14-oct	14
Cerro Dominador	Atacama Generación Chile	19-nov	21-nov	3
Chacabuquito	Colbún	16-oct	27-oct	12
Chacabuquito	Colbún	19-nov	30-nov	12
Chacabuquito	Colbún	05-nov	16-nov	12
CMPC Cordillera	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC Papeles Cordillera)	30-sept	07-oct	8
CMPC Laja	Bioenergías Forestales S.A. (CMPC Celulosa)	29-oct	05-nov	8
Colmito TG	Termoeléctrica Colmito S.A.	10-dic	21-dic	12
El Toro	Enel Generación	18-oct	27-oct	10
Guacolda 1	Aes Gener S.A. (Guacolda)	26-nov	01-dic	6
Guacolda 2	Aes Gener S.A. (Guacolda)	11-oct	14-oct	4
Guacolda 5	Aes Gener S.A. (Guacolda)	12-dic	19-dic	8
Juncal	Colbún	24-sept	05-oct	12
Juncal	Colbún	06-oct	19-oct	14
Kelar	Tamakaya Energía SpA	01-oct	07-oct	7
La Higuera	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	20-sept	15-oct	26
Laja	Aes Gener S.A.	12-nov	23-nov	12
Los Molles	Enel Generación	10-dic	16-dic	7
Maitenes	Aes Gener S.A.	24-sept	23-oct	30
Nehuenco 9B	Colbún	03-dic	07-dic	5

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Nehuenco I	Colbún	12-nov	28-nov	17
Nehuenco II	Colbún	01-oct	15-oct	15
Olivos	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	18-oct	19-oct	2
Olivos	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	13-nov	14-nov	2
PETROPOWER	Enap	22-oct	31-oct	10
Pullinque	Enel Green (E.E. Panguipulli)	03-dic	12-dic	10
San Ignacio	Colbún	26-sept	10-oct	15
San Isidro II	Enel Generación	20-oct	21-oct	2
Termoeléctrica Mejillones	Engie Energía Chile S.A.	11-oct	15-dic	66
Termoeléctrica Mejillones	Engie Energía Chile S.A.	25-oct	31-oct	7
Trapen	Enlasa	05-dic	06-dic	2
Ujina	Enorchile S.A.	01-dic	15-dic	15
Ujina	Enorchile S.A.	28-sept	02-oct	5
Ujina	Enorchile S.A.	18-oct	23-nov	37
Valdivia	Arauco Bioenergía S.A.	23-nov	06-dic	14
Ventanas 1	Aes Gener S.A.	30-sept	10-oct	11
Viñales	Arauco Bioenergía S.A.	12-nov	22-nov	10
Yungay	Orazul Energy Chile	06-nov	19-nov	14
Ujina UG5	Enorchile S.A.	30-sept	-	-

2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el cuarto 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 cuarto trimestre 2018, período en el cual el precio promedio del carbón alcanzó los 116,1 USD/Ton, el del GNL 312,2 USD/dam³, el Gas Natural 216,2 USD/dam³, mientras que el Petróleo Diésel 745,6 USD/m³.

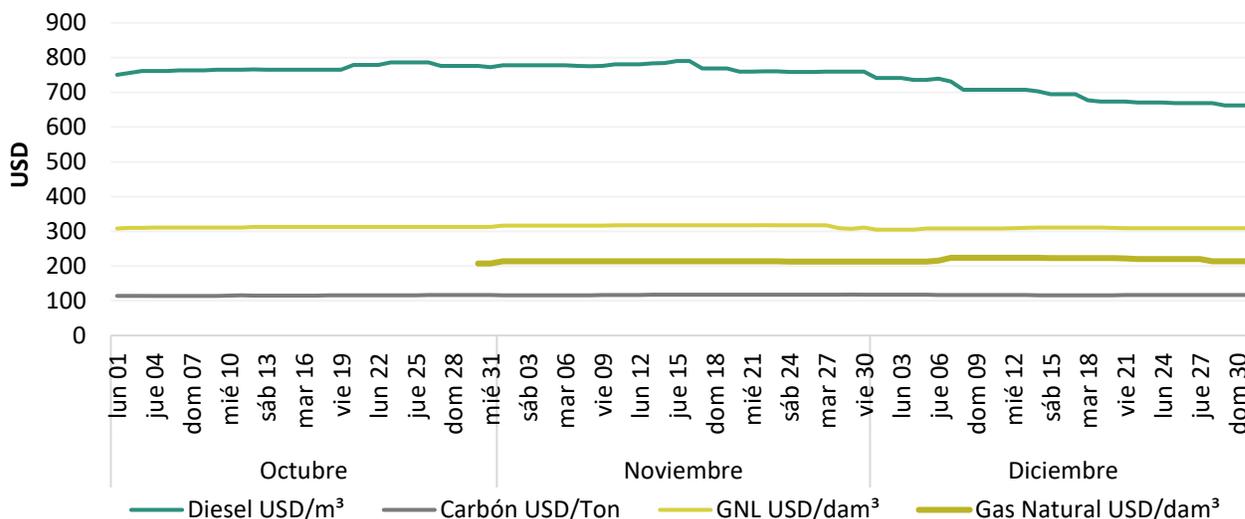


Figura 12: Evolución del precio promedio de combustible.

2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.

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

2.9.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS.

La Tabla 7 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 cuarto trimestre.

Tabla 7: Centrales Interconectadas y en etapa PES al cierre de diciembre 2018

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
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 S.p.A.	PMG Eólico	domingo 08/nov15	3,5
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PMGD Chanleufu II	Transóceánica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4
PMGD Altos del Paico	Sun Enel Green	PMGD Solar	martes 07/jun16	2,1

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
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 Cintac	Cintac S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
PMGD Lepanto	Enerkey SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,5
Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	jueves 30/mar17	44,9
Palma Solar	Palma Solar SpA	PMGD Solar	martes 04/abr17	3,0
Laurel	GR Laurel SpA	PMGD Solar	domingo 30/abr17	7,5
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	Solar	jueves 25/may17	34,9
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
Cogeneración Lomas Coloradas	Eléctrica Nueva Energía S.A.	PMGD Térmico	martes 03/oct17	3,4
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)	Ameyda Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 30/may18	4,0
Punta Sierra	Pacific Hydro Punta Sierra SpA	Eólica	domingo 08/jul18	81,6
El Quemado	Rigel SpA	PMGD Solar	jueves 19/jul18	3,0
Encon Solar	Loa Solar SpA	PMGD Solar	viernes 20/jul18	9,0
Olivillo	Arbol 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

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
Fotovolt Solar I	Fotovolt Energía Ltda	PMGD Solar	miércoles 10/oct18	1,5
Luna	Luna Energy SpA	PMGD Solar	jueves 25/oct18	2,7
Central IEM	Engie Energía Chile S.A.	Carbón	lunes 29/oct18	375,0
Punta Baja Solar I	Parque Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 14/nov18	2,0
El Queule	El Queule SpA	PMGD Solar	jueves 15/nov18	7,0
Malaquita Solar 2	Apolo del Norte SpA	PMGD Solar	viernes 23/nov18	3,0
Cachiyuyo Solar 2	Nuovosol SpA	PMGD Solar	viernes 23/nov18	5,0
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	sábado 15/dic18	129,0
Mimbre	Generadora Mimbre SpA	PMGD Térmico	jueves 20/dic18	3,0

2.9.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA.

La Tabla 8 muestra el listado de instalaciones de transmisión interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional durante el cuarto trimestre de 2018.

Tabla 8: Instalaciones de transmisión interconectadas al cierre del cuarto trimestre 2018.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
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.
LT 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia N°1	Transelec S.A.	jueves 01/nov18	Primera energización de línea.
S/E Cerro Navia	Transelec S.A.	jueves 15/nov18	Primera energización de línea.
S/E Kimal	STN S.A.	viernes 16/nov18	Primera energización de nuevo ATR 3 de 220/110/13.2 kV, 400 MVA.
S/E Punta Sierra	Enorchile	jueves 29/nov18	Primera energización de barra 220 kV N° 1 y N° 2.
S/E Pan de Azúcar	Transelec	jueves 20/dic18	Banco Condensador de 10 MVAR (52E7) en 23 kV.
S/E Mariscal	CGE	jueves 27/dic18	Primera Energización ATR10 220/110 kV, 150 MW.

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 9 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 9: 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	14,4	70.531
	Octubre	13,9	70.836
	Noviembre	14,5	71.057
	Diciembre	15,0	71.121

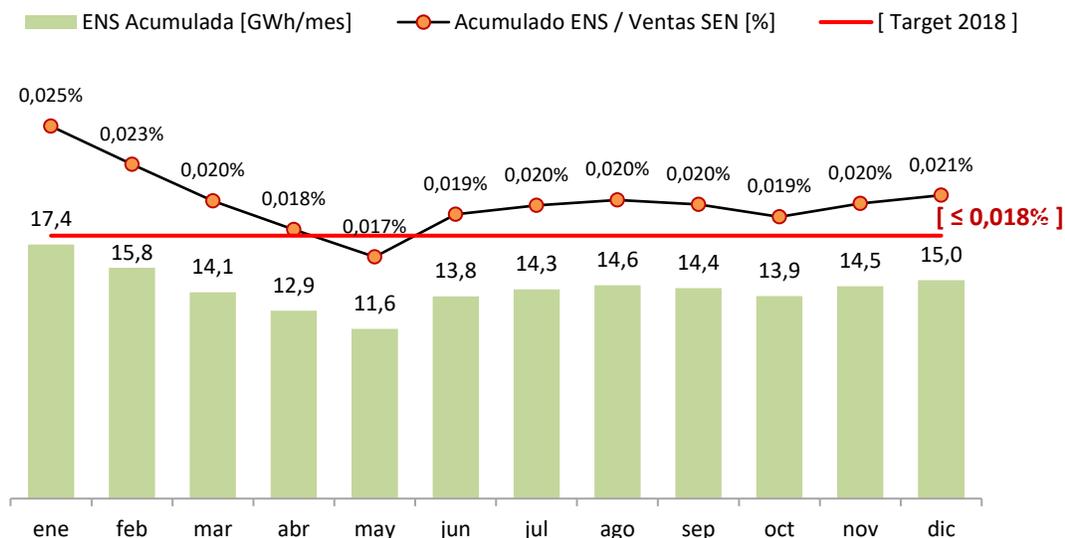


Figura 13: Energía No Suministrada 2018 (ventana móvil 12 meses, al mes que se muestra).

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 el año 2018.

Tabla 10: 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
Octubre	1,59	17,80	0,06
Noviembre	2,60	17,64	0,01
Diciembre	2,61	26,49	0,07

Los altos valores de TRS máximos en junio y julio se deben a la desconexión forzada del transformador N°4 110/12 kV de S/E Maitenes, y falla en línea 66 kV Chiguayante – Quilacoya, respectivamente. En ambos casos, las instalaciones afectadas corresponden a elementos de transmisión dedicada.

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 es evaluada mensualmente, utilizando los registros de tensión disponibles en el SITR. Para realizar dicha evaluación, se ha definido que la tensión en las barras de control debe permanecer en las bandas descritas previamente al menos un 95% del período de evaluación, siendo este período el correspondiente a un mes calendario.

Considerando lo planteado, la Tabla 11 presenta los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo SEN Q4-2018, se indica el detalle de las barras que se consideran para cada zona en esta medición.

Tabla 11: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2018.

Subsistema Nacional	Nivel de Tensión [kV]	Cumplimiento [%]											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SEN 500 KV Zona Centro	500	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SEN 500 kV Interconexión	500	70%	43%	52%	44%	44%	85%	96%	97%	99%	98%	99%	99%
SEN Norte Grande	220	95%	95%	91%	95%	97%	92%	98%	99%	99%	98%	98%	98%
SEN Norte Chico	220	100%	100%	100%	100%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SEN Centro	220	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SEN Sur	220	100%	100%	99%	100%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

De lo anterior se concluye que:

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

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.

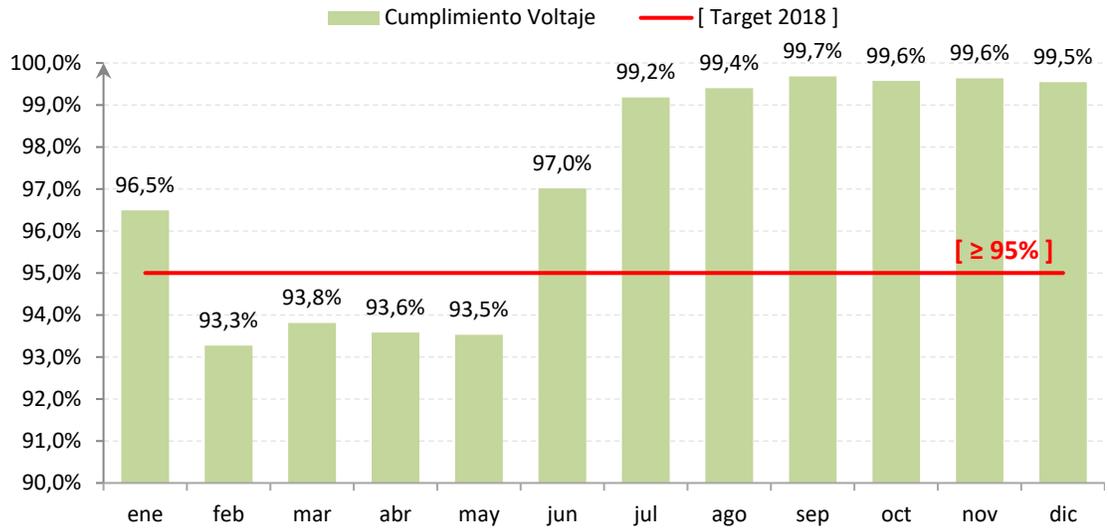


Figura 14: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2018.

3.4. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 12 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 Q4 – 2018.

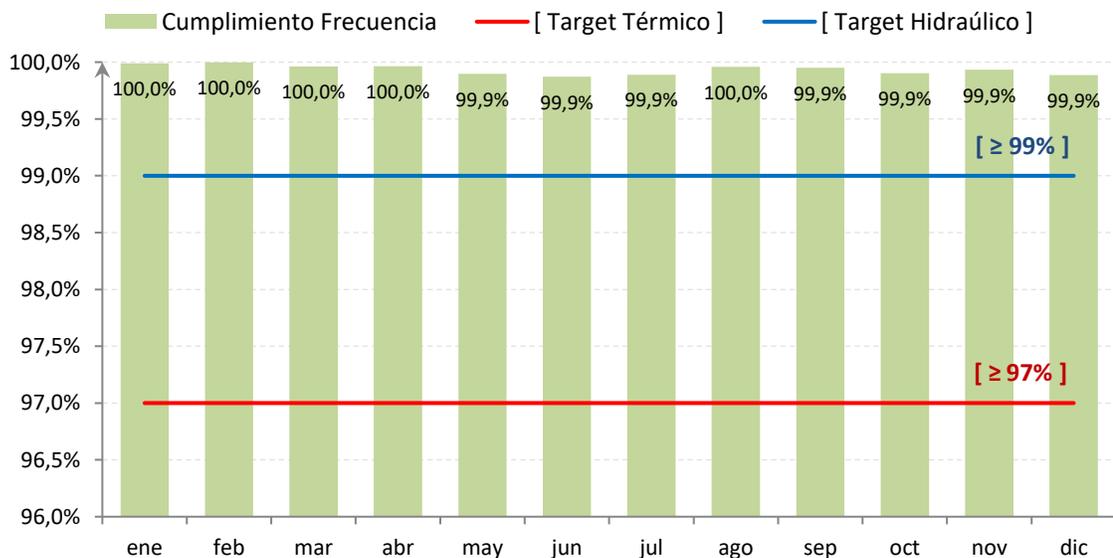


Figura 15: Desempeño mensual promedio de control de frecuencia.

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.

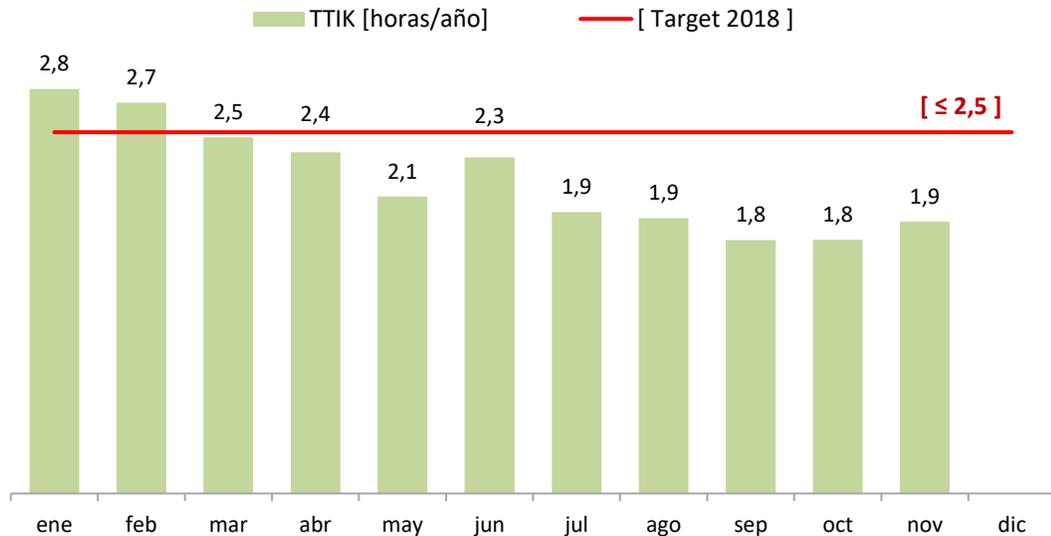


Figura 16: TTIK promedio acumulado 12 meses.

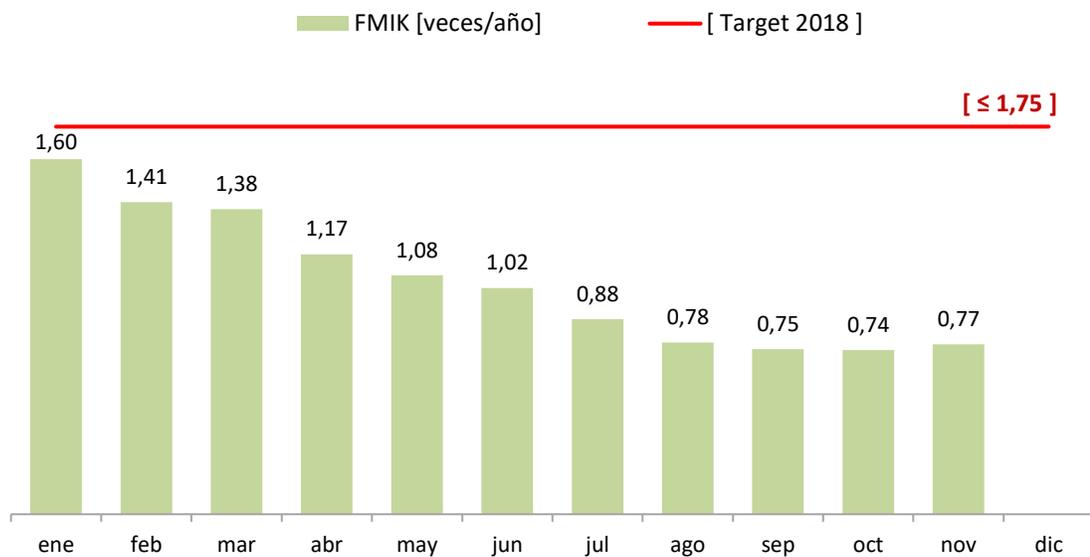


Figura 17: FMIK promedio acumulado 12 meses.

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 diciembre un total de 374 Informes EAF).

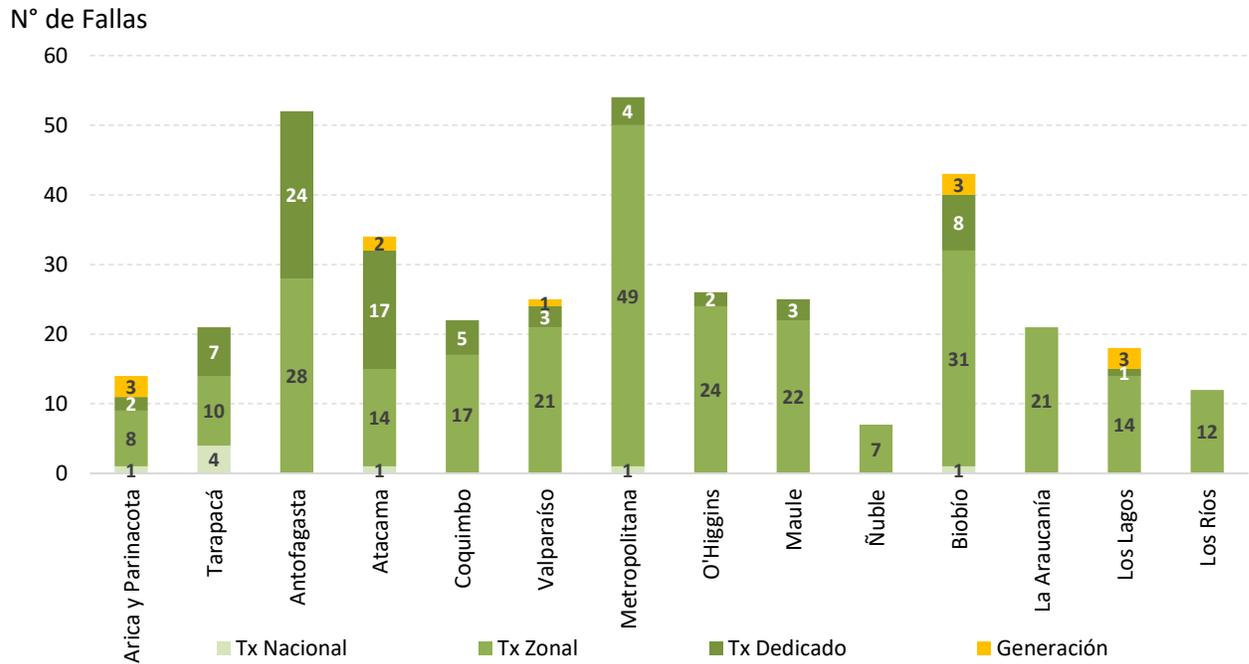


Figura 18: Cantidad de Fallas por región y segmento de pertenencia al Sistema Eléctrico.

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 enero 2019 a diciembre 2019, el cual consta de tres escenarios posibles de abastecimiento para el SEN, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

- enero 2019 – marzo 2019: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°5.
- 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 Q4-2018).

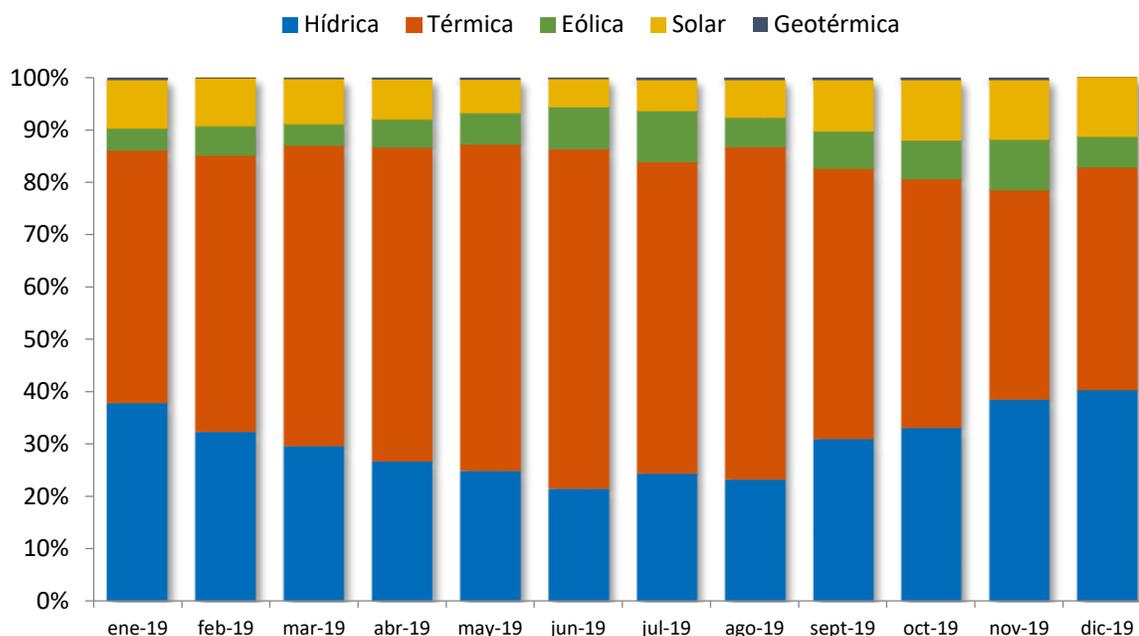


Figura 19: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología seca.

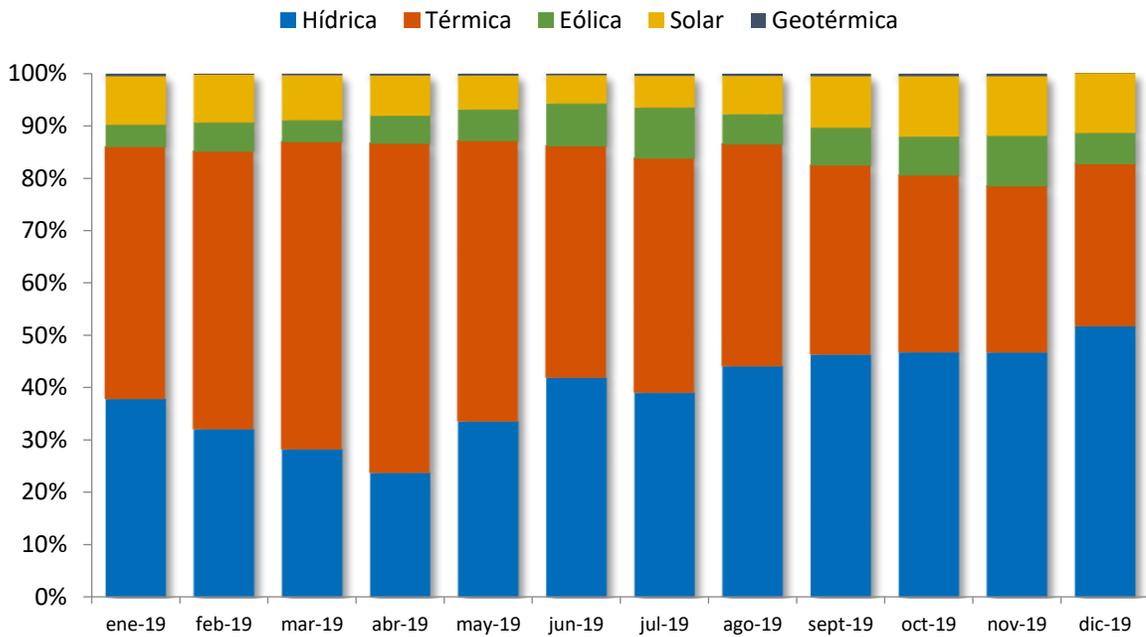


Figura 20: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología media.

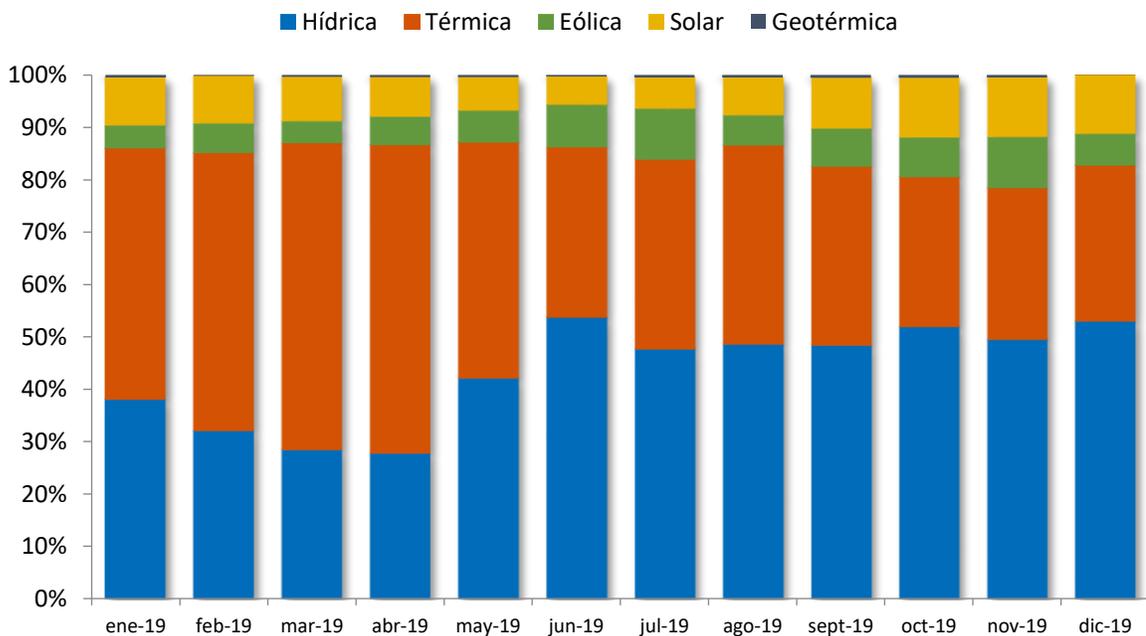


Figura 21: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología húmeda.

La Tabla 12 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses enero 2019 a diciembre 2019.

Tabla 12: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	30,1%	39,3%	43,5%
Térmica	54,3%	45,1%	40,9%
Eólica	6,7%	6,7%	6,7%
Solar	8,5%	8,6%	8,6%
Geotérmica	0,4%	0,4%	0,4%

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 Q4-2018.

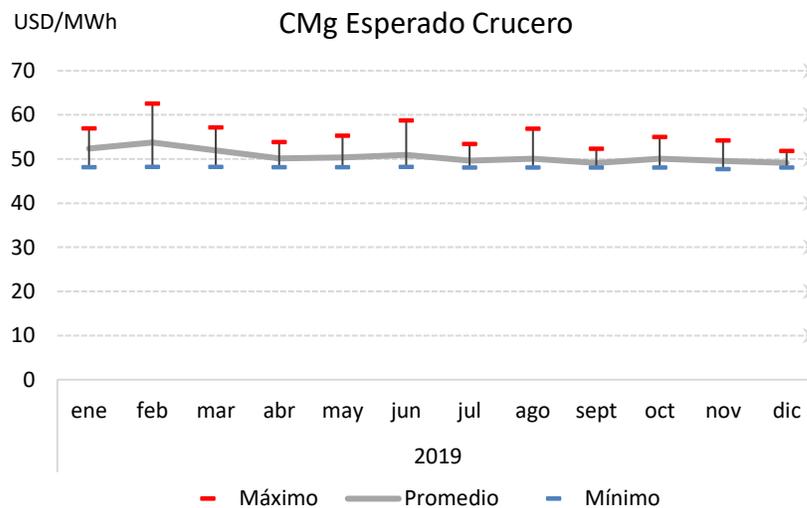


Figura 22: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Crucero 220 kV.

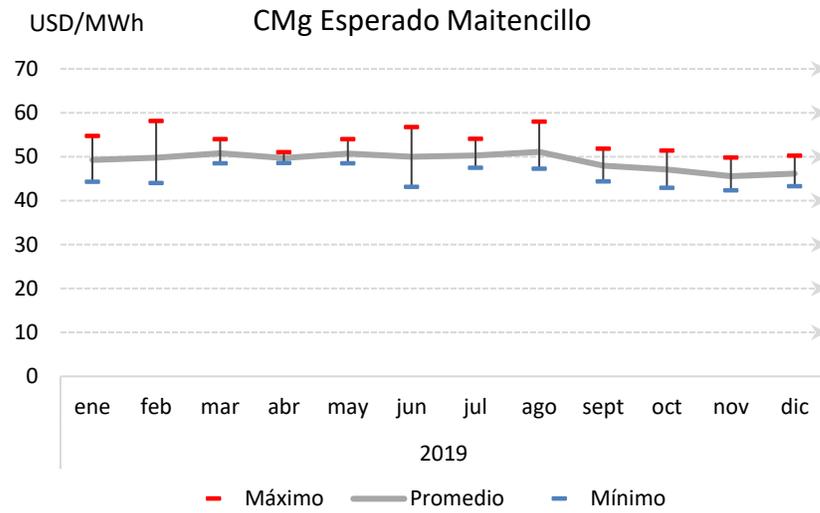


Figura 23: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV.

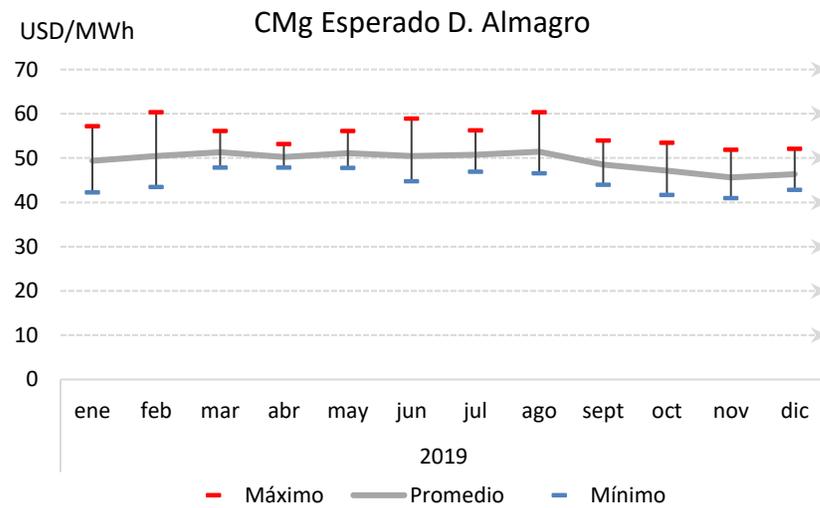


Figura 24: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV.

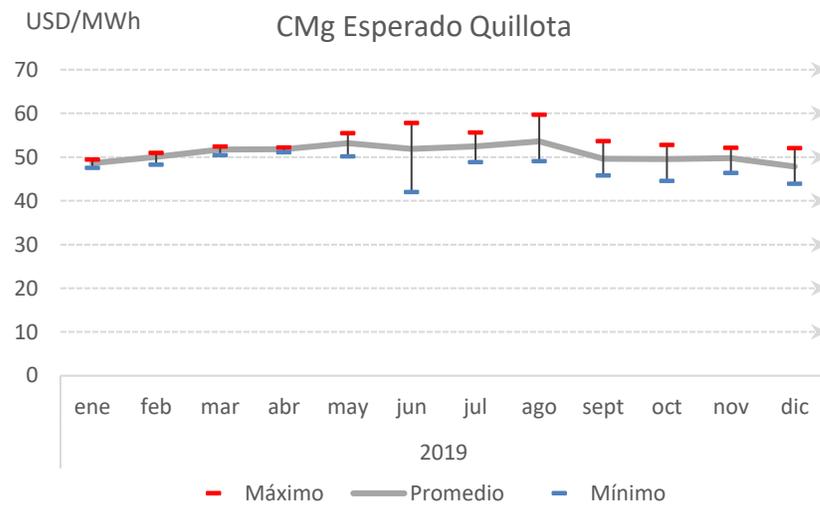


Figura 25: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Quillota 220 kV.

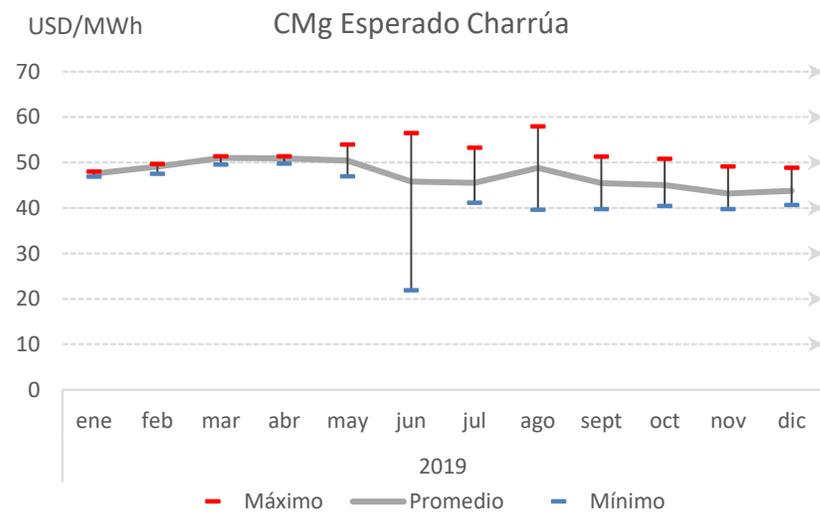


Figura 26: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Charrúa 220 kV.

4.3. VENTAS ESPERADAS

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

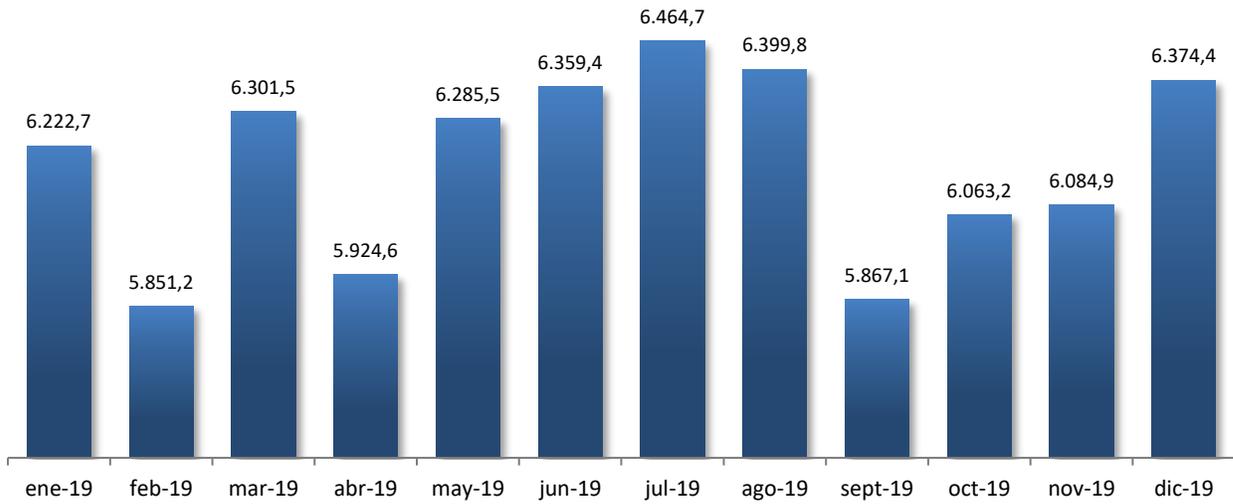


Figura 27: Ventas estimadas SEN.

La comparación de esta ventana de 12 meses (ventas por 74.199,0 GWh), con aquella que considera el período enero 2018 - diciembre 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 enero 2019 hasta finales de 2021, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

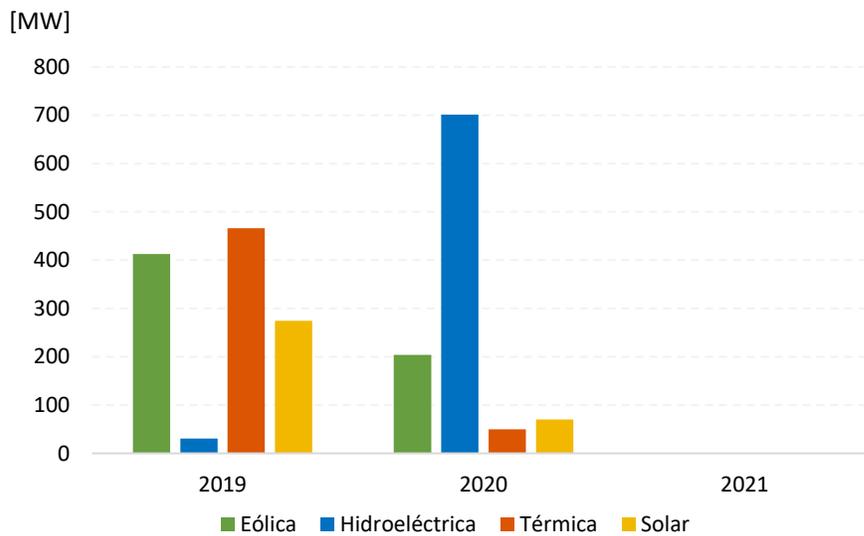


Figura 28: Potencia de proyectos de generación en construcción.

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 enero 2019 hasta finales 2021, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

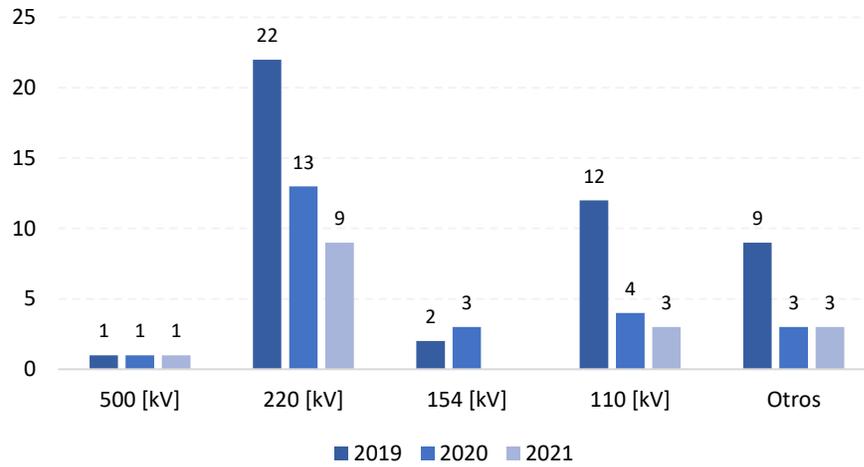


Figura 29: Cantidad de proyectos de transmisión en construcción.

ANEXO SEN Q4 - 2018
