

INFORME MENSUAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Diciembre 2019

Resumen

Se presenta a continuación un panorama general de la operación en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante SEN) ocurrida durante el mes de diciembre de 2019.

Durante este mes, el costo marginal real de energía (mercado spot), en barras representativas del SEN, presentó las siguientes variaciones respecto del mismo mes de 2018:

Año	Crucero	D. de Almagro	P. de Azúcar	Quillota	Alto Jahuel	Charrúa	Concepción	Pto. Montt
2018	51,4	47,2	48,8	53,5	53,7	52,0	51,3	58,2
2019	34,0	32,9	31,7	34,5	35,0	34,2	35,1	36,0
Δ%	(33,8%)	(30,3%)	(35,0%)	(35,6%)	(34,9%)	(34,2%)	(31,5%)	(38,0%)

A su vez, la producción de energía en el SEN presentó los siguientes indicadores:

Producción		dic-18	dic-19	Δ% 2019 vs 2018
MWh/h	Máx. SEN	10.307,3	10.792,8	4,7%
		Día 18 hora 16	Día 23 hora 17	
	Mín. SEN	6.701,2	7.028,9	4,9%
		Día 16 hora 8	Día 25 hora 8	
GWh/día	Día máx. SEN	222,5	231,1	3,8%
		vie 21/dic18	vie 27/dic19	
GWh/mes	SEN	6.492,5	6.786,4	4,5%

Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes de diciembre de 2019, y su comparación con igual periodo del año anterior, se resume en el siguiente cuadro:

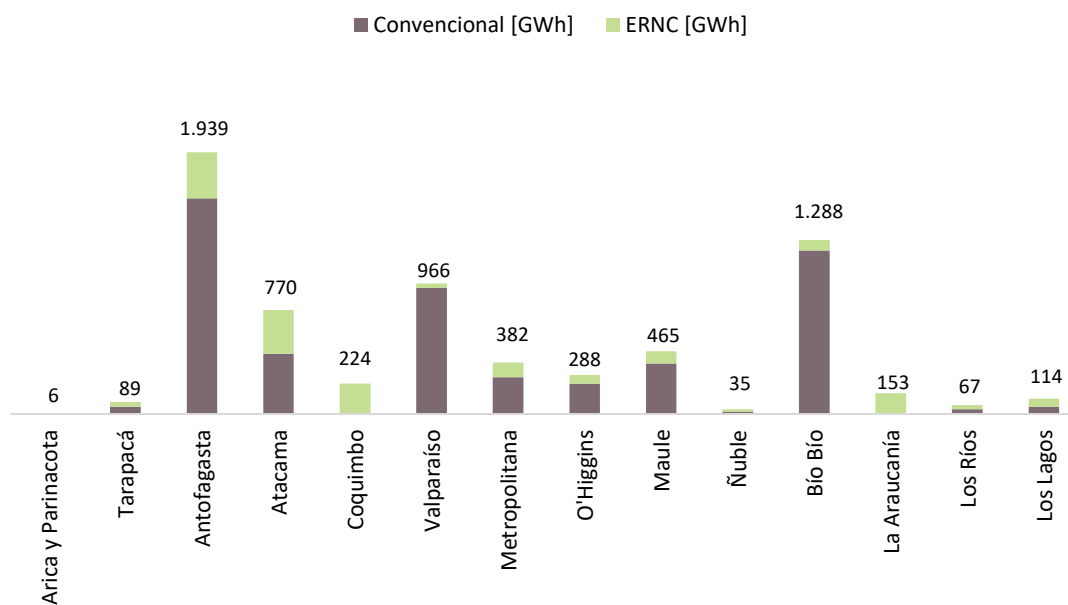
Producción Bruta de Energía SEN				
SEN	dic-18 [GWh]	dic-18 [%]	dic-19 [GWh]	dic-19 [%]
Hídrica	2.414,5	37,2%	1.871,4	27,6%
Térmica	3.045,3	46,9%	3.654,2	53,9%
Eólico	390,8	6,0%	506,4	7,5%
Solar	621,0	9,6%	730,7	10,8%
Geotérmica	21,0	0,3%	17,1	0,3%

De acuerdo con el tipo de tecnología y desagregando los diferentes tipos de producción, se obtienen las siguientes participaciones:

Detalle Producción		
Tipo	SEN [GWh]	%
Solar	735,6	10,8%
Eólica	506,8	7,5%
Geotérmica	17,1	0,3%
Biogás	15,9	0,2%
Biomasa	124,5	1,8%
Carbón	2.550,6	37,6%
Cogeneración	12,3	0,2%
Gas Natural	909,1	13,4%
Hidráulica Pasada	1.133,4	16,7%
Hidráulica Embalse	739,2	10,9%
Petróleo Diesel	2,6	0,0%
Petcoke	39,3	0,6%
Total	6.786,4	100,0%

*Otros térmicos considera combustible Butano, Propano y Cogeneración. Gas Natural incluye Gas Argentino y GNL.

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la producción de energía durante el mes de diciembre, destacando lo referido a producción con Energías Renovables (ERNC).



Adicionalmente, el detalle de las ventas esperadas de energía para el mes de diciembre es el siguiente:

Ventas [GWh]	SEN		
	dic-18 [GWh]	dic-19 [GWh]	$\Delta\%$ 2019 vs 2018
Regulados	2.525,2	2.595,8	2,8%
Libres	3.581,5	3.686,7	2,9%
Total	6.106,8	6.282,4	2,9%

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr19 – dic19, al cierre del mes de diciembre, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 92,0% (año del tipo seco).

Índice

Introducción	2
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	3
1. CAPACIDAD INSTALADA	3
2. INDICADORES ECONÓMICOS	3
2.1. DESACOPLES EN EL SEN	3
2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNR)	4
2.3. COSTOS MARGINALES REALES	4
2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN	5
3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	6
3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA	6
3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL	6
3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	8
3.4. VENTAS DE ENERGÍA	8
3.5. RETIROS SEN	10
4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN	11
4.1. MANTENIMIENTOS	11
4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS	11
4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	12
4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN	12
4.5. COTAS INICIALES Y FINALES	13
4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG	13
5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES	14
5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	14
5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	16
6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	17
6.1. PREVISIÓN DE VENTAS	17
6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN	17
7. ANEXOS SEN	23

Introducción

El Sistema Eléctrico Nacional, cuya cobertura geográfica comprende desde las regiones de Arica y Parinacota, por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, por el Sur, con una longitud cercana a los 3.100 km, se encuentra bajo la Coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional. 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 31 del D.S. N° 291/2007 modificado a través del D.S. N° 115/2012.

Este señala que se deben enviar a la Comisión Nacional de Energía, dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, un informe resumido que contenga, entre otras, las siguientes materias:

a) Costos marginales instantáneos de energía, transferencias de energía y de potencia, cobros y pagos entre generadores, correspondientes al mes anterior;

b) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras y hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema durante el mes anterior, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras;

c) Valores de las variables que mayor incidencia han tenido en los costos marginales instantáneos durante el mes anterior;

d) Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses, stock de combustibles disponible para generación y la generación esperada de cada central, y

e) Las modificaciones que se hayan efectuado a los modelos matemáticos y programas computacionales destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales instantáneos de energía.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al mes de diciembre de 2019.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre de 2019 alcanza los 25.206,1 MW, de los cuales el 53,1% es provisto por centrales termoeléctricas y el 27,1% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2020 (declarados en construcción con Resolución CNE) y que totalizan 4.023 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos eólicos (1.107 MW) y solares (1.504 MW).

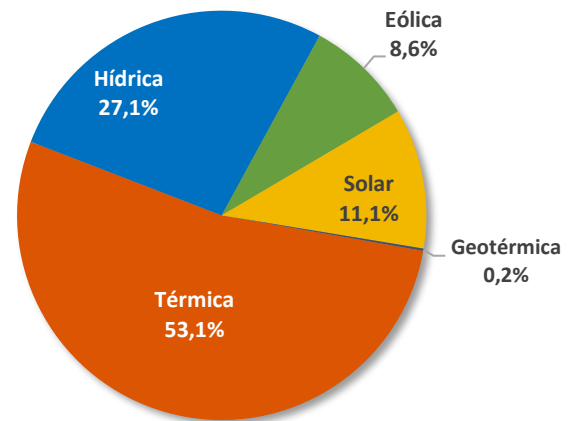


Figura 1: Capacidad instalada SEN

2. INDICADORES ECONÓMICOS

2.1. DESACOPLES EN EL SEN

Durante el mes de diciembre se produjeron desacoples en el SEN originados tanto por la activación de restricciones y/o limitaciones en transmisión, así como por fallas de elementos de generación-transmisión. Los elementos con los 5 mayores tiempos de desacople se muestran en la Figura 2, mientras que el detalle de esos desacoples se incorpora en Anexo SEN.

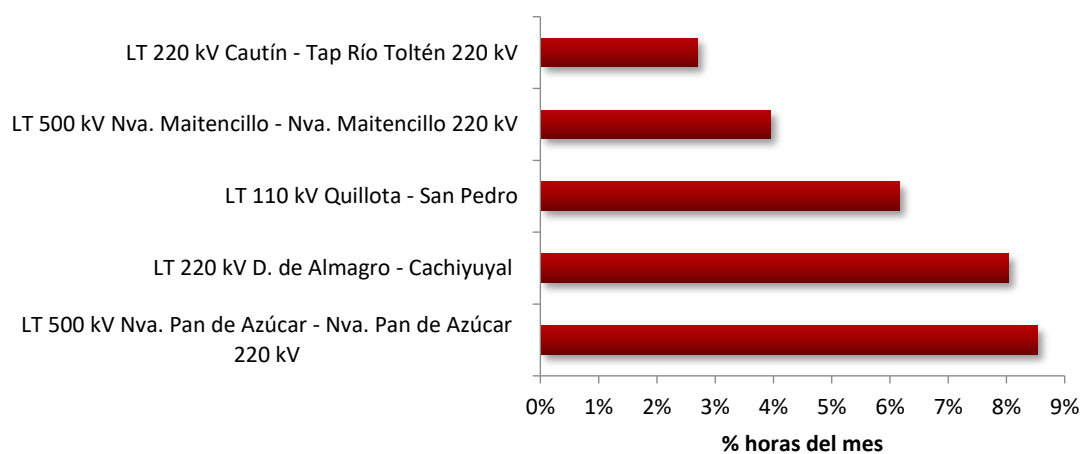


Figura 2: Mayores Tiempos de Desacople en el SEN.

2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNC)

La Figura 3 muestra la reducción diaria de energía eólica y solar durante el mes de diciembre, producto de restricciones de transmisión. La única reducción ERNC se registró el domingo 22 de diciembre y alcanzó los 1.588 MWh, debido a prorrata por control de transferencia. El detalle de la reducción diaria se incorpora en Anexo SEN.

Por otro lado, la reducción ERNC acumulada al cierre de diciembre alcanzó a 199 GWh, un 67% menor respecto de igual periodo del año 2018 (609 GWh).

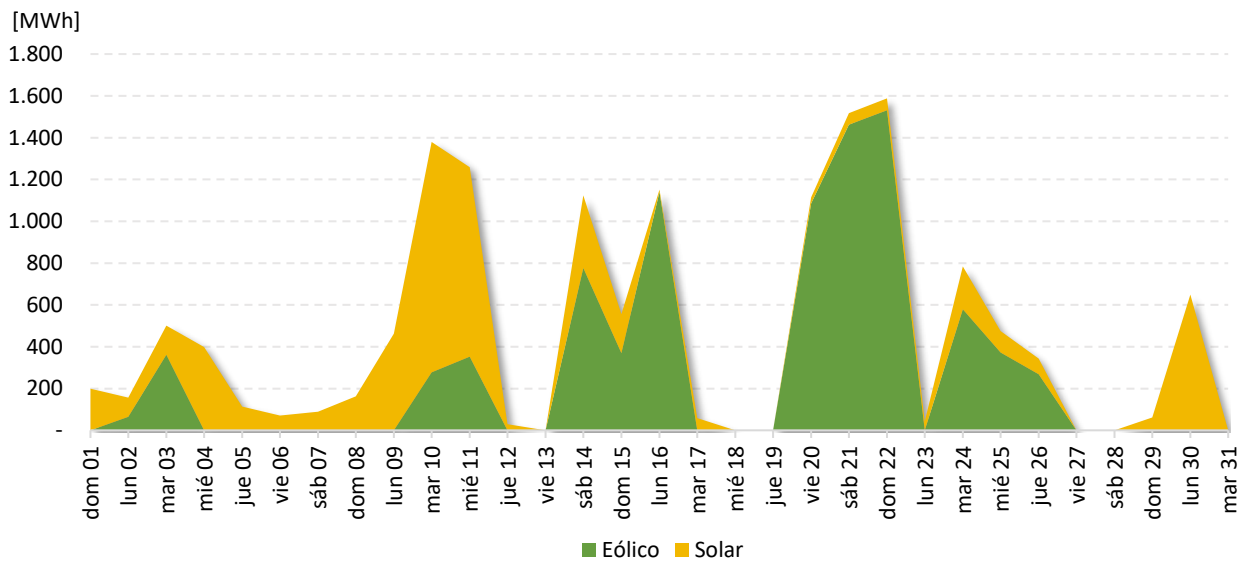


Figura 3: Reducción ERNC mes actual.

2.3. COSTOS MARGINALES REALES

El detalle de los costos marginales se incluye en el Informe de Valorización de Transferencias respectivo, publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Sin perjuicio de lo anterior, en el presente informe se incluye una revisión preliminar del comportamiento de los costos marginales promedios diarios, con la información disponible a la fecha.

En la Figura 4 se presentan los costos marginales promedio diarios de las barras Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Quillota 220 kV, Alto Jahuel 220 kV y Puerto Montt 220 kV, observados durante el mes de diciembre de 2019, presentándose en el Anexo el respectivo detalle horario de los mismos.

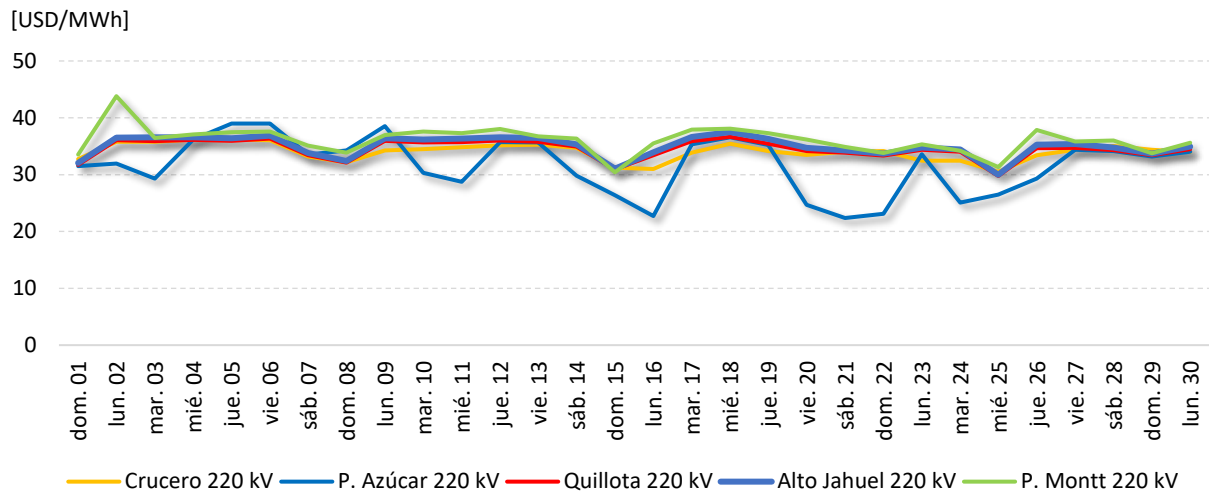


Figura 4: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN.

2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación del mes de diciembre de 2019 en el SEN fue de 15,8 USD/MWh.

En la Figura 5 se presenta la comparación entre los promedios del costo medio de operación y el costo marginal promedio en la barra crucero y Alto Jahuel 220 kV. El detalle se incorpora en Anexo SEN.

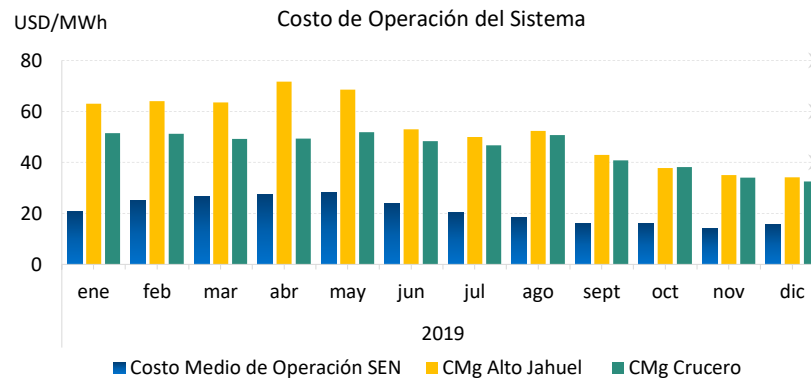


Figura 5: Costos Medios de Operación y Costos Marginales de Crucero y Alto Jahuel 220 kV.

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes de diciembre alcanzó 6.786,4 GWh, con un aumento del 3,5% con respecto al programa mensual previsto para este mismo mes.

A continuación, se presenta gráficamente la comparación entre la generación mensual real y programada, según su fuente de producción, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

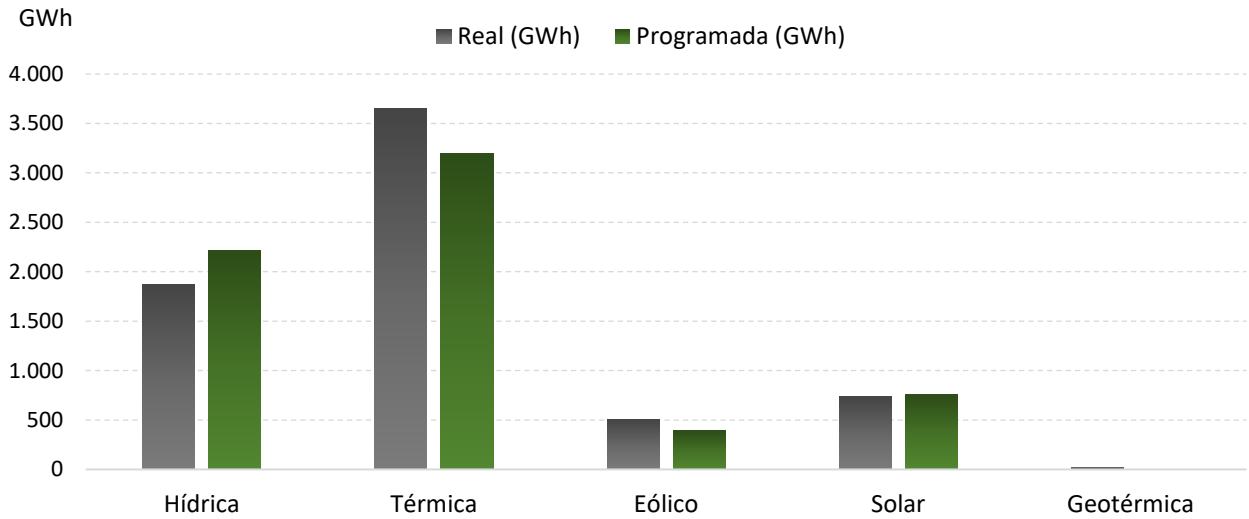


Figura 6: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.786,4 GWh de producción bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa un aumento de 4,5% respecto de la producción de energía registrada en similar mes del año 2018, la cual alcanzó los 6.492,5 GWh. La composición de esa producción mensual correspondiente a diciembre de 2019, por tipo de aporte, se presenta en la Figura 7, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

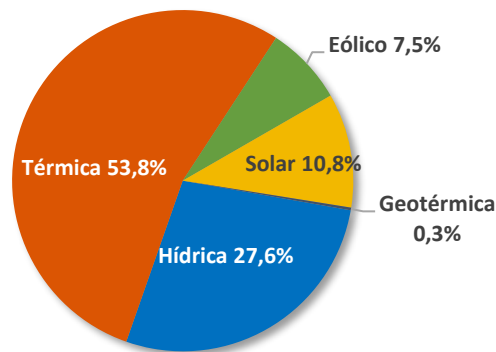


Figura 7: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

En la Tabla 1 se presenta el detalle de los valores de generación:

Tabla 1: Producción Bruta de Energía, comparación con mismo mes del año anterior.

Producción Bruta de Energía del SEN	dic-18 [GWh]	dic-19 [GWh]	Δ% 2019 vs 2018
Hídrico	2.414,5	1.872,6	(22,4%)
Térmico	3.045,3	3.654,3	20,0%
Eólico	390,8	506,8	29,7%
Solar	621,0	735,6	18,5%
Geotérmico	21,0	17,1	(18,3%)
Total	6.492,5	6.786,4	4,5%

La producción bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 10.792,8 MWh/h, y tuvo lugar el lunes 23, siendo un 4,7% mayor a la máxima producción registrada en diciembre de 2018, la cual alcanzó los 10.307,3 MWh/h. Por otro lado, la producción mínima horaria, registrada el miércoles 25, alcanzó los 7.028,9 MWh/h, siendo un 3,8% mayor que la mínima producción registrada en diciembre 2018, la que alcanzó 6.701,2 MWh/h.

La máxima producción diaria de energía se registró el viernes 27, alcanzando 231,1 GWh, valor que resulta ser un 3,8% mayor que la máxima producción diaria registrada en diciembre de 2018, la cual alcanzó los 222,5 GWh. En las Figura 8 y Figura 9 se muestra la evolución diaria durante el mes de diciembre y el resumen anual de estos indicadores en 2019, respectivamente.

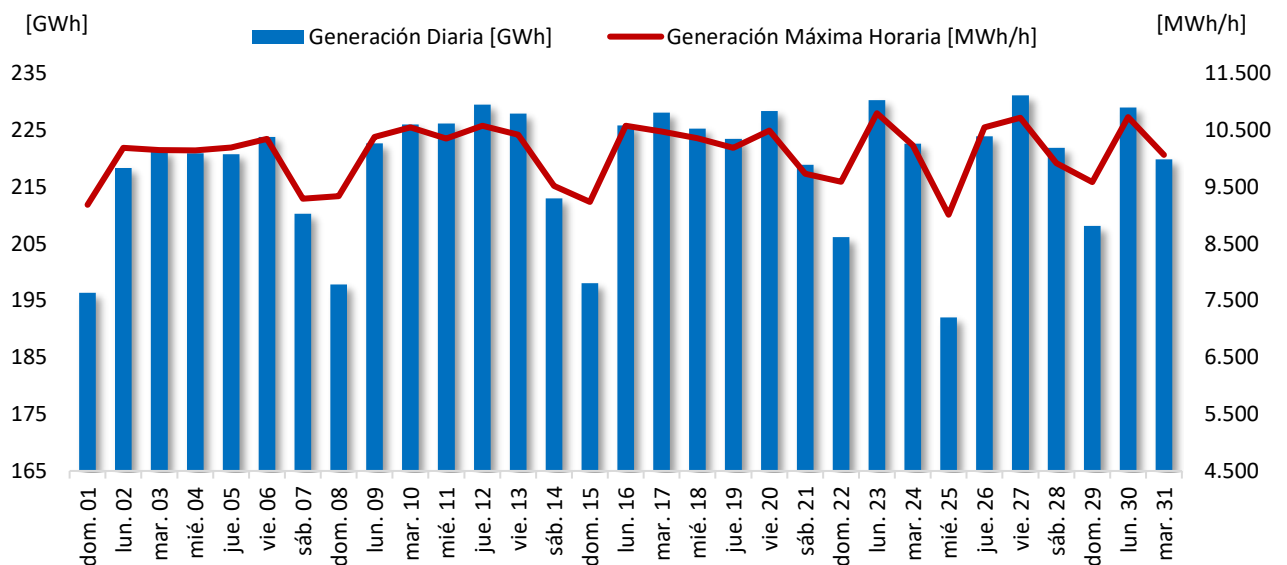


Figura 8: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN mes actual.

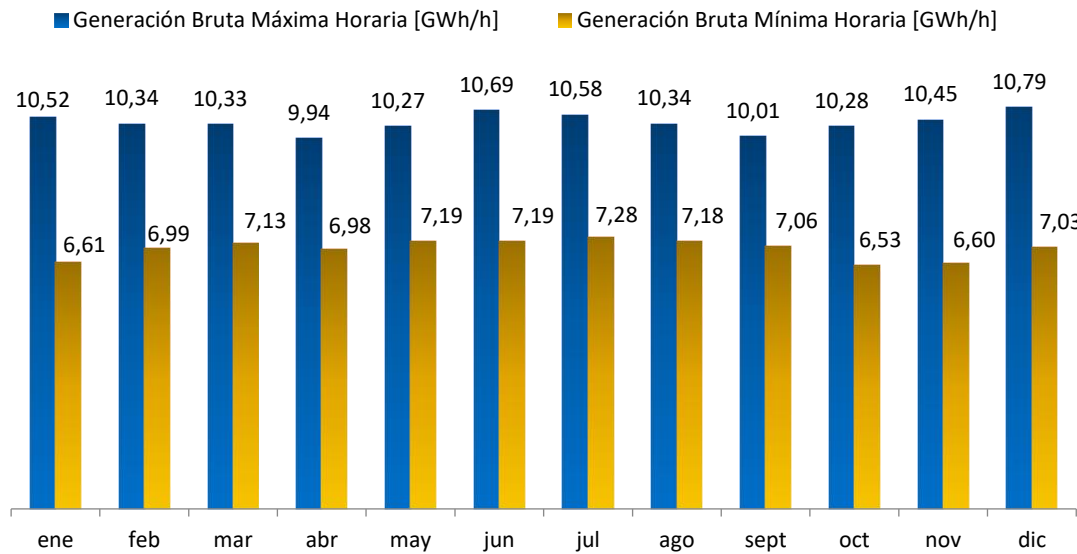


Figura 9: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2019.

3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el mes de diciembre 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.

3.4. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de diciembre alcanzan los 6.282,4 GWh, un 2,9% mayor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2018, las que totalizaron 6.106,8 GWh. De estos 6.282,4 GWh, se estima que cerca de un 41,3% de las ventas realizadas fueron a clientes de precio regulado (esto es equivalente a 2.595,8 GWh). En la Figura 10 y Tabla 2 se presenta la evolución de las ventas de energía realizadas en el SEN, con un desagregado por tipo de clientes y su tasa de variación respecto a igual periodo del año anterior.

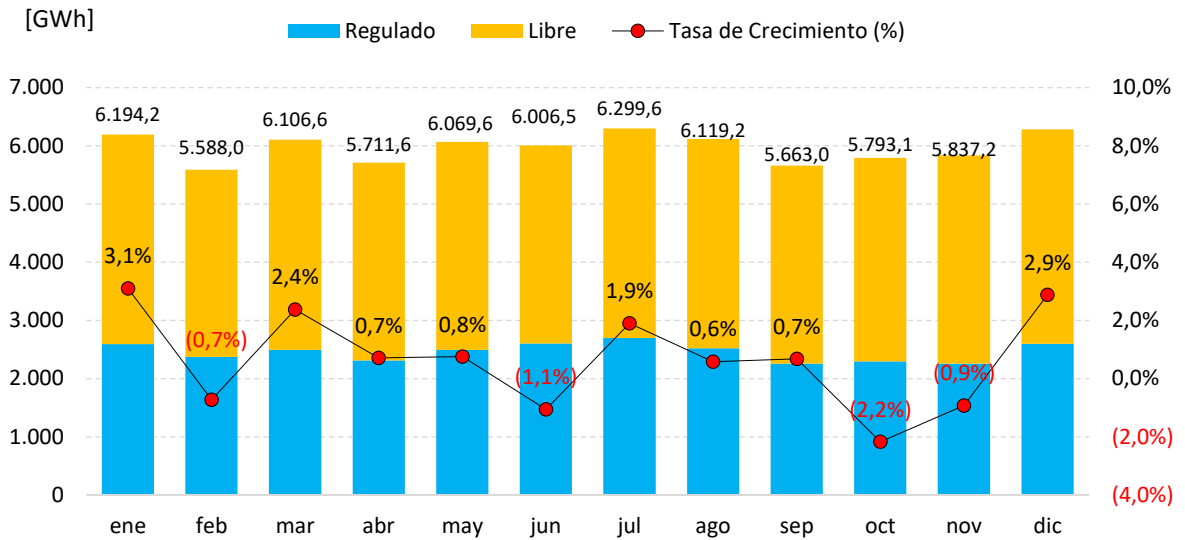


Figura 10: Variación mensual de las ventas de energía (diciembre estimado).

Tabla 2: Ventas de Energía anual.

Mes	Ventas SEN 2018 [GWh]			Ventas SEN 2019 [GWh]			Tasa de Crecimiento (%)		
	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total
Enero	2.881,2	3.126,7	6.007,9	2.594,7	3.519,7	6.114,4	(9,9%)	15,1%	3,1%
Febrero	2.617,1	3.011,8	5.628,9	2.369,4	3.218,1	5.587,5	(9,5%)	6,9%	(0,7%)
Marzo	2.778,2	3.186,8	5.965,0	2.494,9	3.611,4	6.106,3	(10,2%)	13,3%	2,4%
Abril	2.458,0	3.213,4	5.671,4	2.312,4	3.400,2	5.712,6	(5,9%)	5,8%	0,7%
Mayo	2.631,8	3.392,4	6.024,3	2.495,3	3.574,2	6.069,6	(5,2%)	5,4%	0,8%
Junio	2.803,1	3.268,0	6.071,0	2.604,2	3.402,2	6.006,5	(7,1%)	4,1%	(1,1%)
Julio	2.794,2	3.387,7	6.181,9	2.694,6	3.605,0	6.299,6	(3,6%)	6,4%	1,9%
Agosto	2.691,7	3.392,0	6.083,7	2.523,2	3.596,0	6.119,2	(6,3%)	6,0%	0,6%
Septiembre	2.335,3	3.289,7	5.625,0	2.255,7	3.407,0	5.662,8	(3,4%)	3,6%	0,7%
Octubre	2.439,4	3.482,3	5.921,8	2.312,3	3.499,5	5.811,7	(6,0%)	0,5%	(2,2%)
Noviembre	2.386,2	3.505,4	5.891,6	2.255,5	3.581,7	5.837,2	(5,5%)	2,2%	(0,9%)
Diciembre*	2.525,2	3.581,5	6.106,8	2.595,8	3.686,7	6.282,4	2,8%	2,9%	2,9%

* Datos estimados para diciembre 2019.

3.5. RETIROS SEN

A la fecha de emisión de este informe, los antecedentes sobre retiros de energía, correspondiente al mes de diciembre se encuentran en proceso de elaboración.

Por otro lado, la información ya disponible para los retiros efectuados durante el mes de noviembre de 2019, totalizan los 5.751,2 GWh. De los cuales 2.251,7 GWh son retiros a Clientes Regulados y 3.499,4 GWh a Clientes Libres. La Figura 11 muestra el detalle de esos retiros físicos, desagregados por sector.

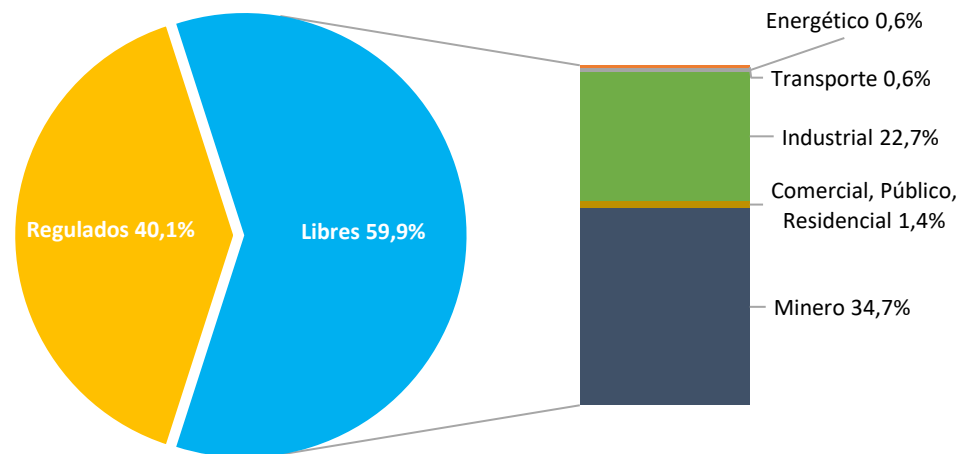


Figura 11: Retiros físicos por sector SEN.

4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN

4.1. MANTENIMIENTOS

En Anexo SEN se presenta un cuadro con el programa de mantenimiento mayor utilizado en la planificación de la operación.

4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS

A continuación, se presentan los eventos ocurridos en la operación del mes de diciembre, que han tenido como resultado la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) de acuerdo con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente. Estos eventos corresponden a contingencias en instalaciones de un Coordinado que produzcan la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados y/o condiciones operativas que tengan como consecuencia la interrupción de suministro a clientes finales.

Para el mes de diciembre, la Energía No Suministrada (ENS), y cuyo detalle se presenta en el Anexo SEN, alcanzó los 838,3 MWh. Por otra parte, la Figura 12 muestra la distribución de fallas por su duración y el volumen de ENS. Además, se presentan las cuatro fallas más importantes en base a dichas variables.

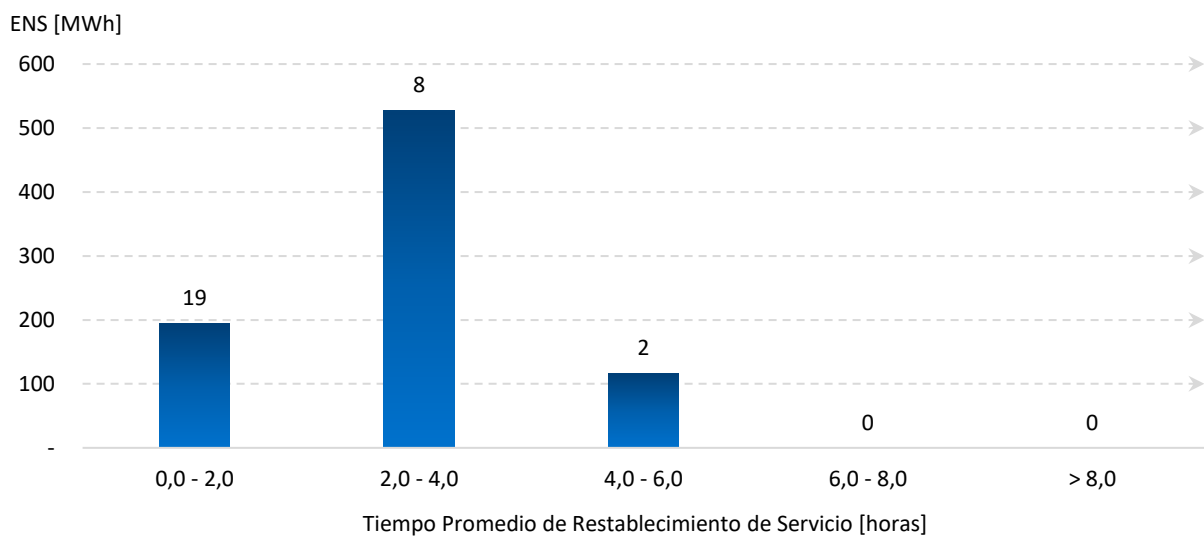


Figura 12: ENS según duración promedio de falla durante diciembre (resultados preliminares).

Tabla 3: Fallas SEN con mayor ENS diciembre 2019.

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
429/2019	LT 110 kV Los Maquis - Aconcagua - Esperanza N°1	14-12-2019	12:55	3,8	145,0
441/2019	LT 110 kV Agua Santa - Laguna Verde N°2	24-12-2019	16:39	3,9	115,5
438/2019	LT 110 kV Quelentaro - Las Arañas	21-12-2019	15:52	3,1	87,7
442/2019	LT 110 kV Agua Santa - Laguna Verde N°1	24-12-2019	16:43	3,8	69,8

Tabla 4: Fallas SEN con mayor Tiempo Promedio de Restablecimiento de Servicio (TRS).

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
445/2019	Desconexión forzada de barra 12 kV N°1 de S/E Santa Rosa Sur	26-12-2019	10:01	5,2	51,6
446/2019	Falla en línea 44 kV Las Vegas - FFCC Andes N°2	27-12-2019	02:34	5,0	64,8
441/2019	Falla en línea 110 kV Agua Santa - Laguna Verde N°2	24-12-2019	16:39	3,9	115,5
442/2019	Falla en línea 110 kV Agua Santa - Laguna Verde N°1	24-12-2019	16:43	3,8	69,8

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de diciembre de 2019 para los procesos de planificación de la operación, se incluyen en el Anexo SEN de este informe.

4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN

Durante diciembre de 2019 se registró la operación en condición de agotamiento/vertimiento, de las siguientes centrales del Sistema Eléctrico Nacional, por los períodos que se señalan:

Tabla 5: Condiciones especiales de operación.

CENTRAL	CONDICIÓN	CANTIDAD
C. Rapel	Agotamiento	31
Rapel	Agotamiento	31
Colbún	Agotamiento	31
San Andrés	Vierte	1

4.5. COTAS INICIALES Y FINALES

A continuación, se muestran las cotas iniciales y finales de los principales embalses del SEN, registradas durante el mes de diciembre de 2019.

Tabla 6: Variación cotas de embalse diciembre.

EMBALSE	Cota Final [msnm] Al 31/12/18	Cota Mínima Operacional	Cota Inicial [msnm] Al 01/12/19	Cota Final [msnm] Al 31/12/19	$\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Inicial	$\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Final	Variación final vs inicial [m]	Variación final vs inicial [%]
Embalse Rapel	103,52	100,50	103,11	102,69	2,6	2,2	(0,4)	(0,4%)
Laguna Maule	2.162,64	2.152,00	2.162,05	2.160,65	10,1	8,7	(1,4)	(0,1%)
Laguna Invernada	1.317,56	1.282,80	1.294,48	1.294,50	11,7	11,7	0,0	0,0%
Embalse Colbún	434,09	397,00	427,44	425,55	30,4	28,6	(1,9)	(0,4%)
Lago Laja	1.327,24	1.300,00	1.326,92	1.325,64	26,9	25,6	(1,3)	(0,1%)
Lago Chapo	230,67	222,00	237,99	238,68	16,0	16,7	0,7	0,3%
Embalse Ralco	715,75	692,00	720,65	719,72	28,7	27,7	(0,9)	(0,1%)

4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG

Con respecto a los modelos matemáticos y programas computacionales utilizados para la programación de la operación y el cálculo de los costos marginales de energía, no se han realizado modificaciones ni actualizaciones durante el mes de diciembre de 2019.

5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES

5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

A continuación, se presenta el estado de las instalaciones de generación que han sido entregadas a la operación, retiradas de la operación o se encuentran en proceso de puesta en servicio (PES).

5.1.1. CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Tabla 7: Centrales SEN en etapa PES al mes de diciembre.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
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	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
Cintac	Cintac S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
PMGD Lepanto	Enerkey SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,0
Palma Solar	Palma Solar SpA	PMGD Solar	martes 04/abr17	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	3,0
Aconcagua TG	Enap Refinería S.A.	Gas Natural	jueves 22/feb18	42,0
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	jueves 22/mar18	0,2
Las Mercedes I	Fotovoltaica Algarrobo SpA	PMGD Solar	jueves 27/sept18	3,0
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	sábado 15/dic18	129,0
PE Sarco	AELA Eólica Sarco SpA	Eólica	jueves 28/mar19	170,0
El Arrebol	Empresa Eléctrica El Arrebol SpA	PMGD Eólica	lunes 01/abr19	9,0
Los Perales I	PMGD Solar Los Perales I SpA	PMGD Solar	miércoles 03/abr19	3,0
El Cóndor	PFV El Cóndor SpA	PMGD Solar	lunes 20/may19	1,3
Doña Javiera Valledor Generación	Doña Javiera Valledor Generación SpA	PMGD Térmico	viernes 07/jun19	2,0
Palmar U1	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	jueves 20/jun19	4,1

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Palmar U2	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	viernes 21/jun19	4,1
Correntoso	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	viernes 21/jun19	8,5
Ñiquén	Maitén SpA	PMGD Solar	lunes 05/ago19	3,0
Teno Gas 50	Innovación Energía S.A.	Gas Natural	jueves 22/ago19	50,0
PE San Gabriel	PE San Gabriel SpA	Eólica	lunes 16/sept19	183,0
Eclipse Solar	Eclipse Solar SpA	PMGD Solar	martes 08/oct19	9,0
PE Maitén	Parque Eólico el Maitén SpA	PMG Eólico	jueves 24/oct19	9,0
PE La Flor	Vientos de Renaico SpA	Eólica	lunes 28/oct19	32,4
Almeyda	Almeyda SpA	Solar	martes 17/dic19	52,4
PMGD Rinconada	GR Tamarugo SpA	PMGD Solar	miércoles 18/dic19	8,0
Central Hidroeléctrica La Compañía	Empresa Eléctrica La Compañía SpA	PMGD Hídrico	viernes 20/dic19	2,6
Loreto Solar	Fotovoltaica Acacia SpA	PMGD Solar	jueves 26/dic19	3,0

A la fecha de elaboración de este informe, la capacidad de las centrales que se encuentran en su etapa de puesta en servicio alcanza los 774,1 MW. La Figura 13 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

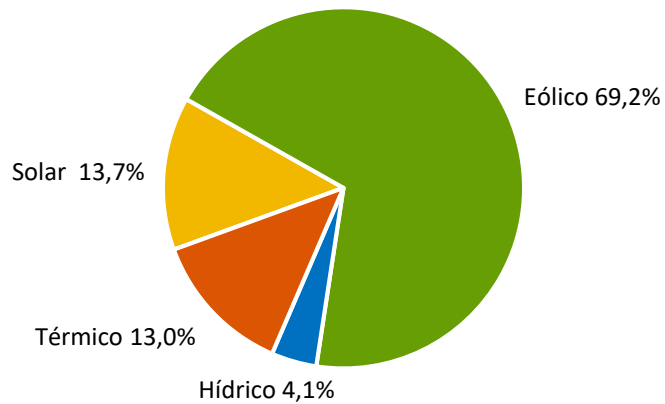


Figura 13: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 8 se presentan las centrales del SEN con fecha de entrega a la operación (EO) en el mes de diciembre de 2019.

Tabla 8: Centrales SEN entregadas a la operación del mes actual.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA EO	POTENCIA [MW]
Pilpilén	Pilpilén SpA	PMGD Solar	martes 03/dic19	2,8
Citrino	Solar TI Once SpA	PMGD Solar	martes 03/dic19	2,8
El Estero	Fotovoltaica Manzano SpA	PMGD Solar	viernes 20/dic19	2,7
Alerce	Generadora La Calera SpA	PMGD Térmico	viernes 20/dic19	3,0
Calafate	Generación Calafate SpA	PMGD Térmico	viernes 27/dic19	3,0

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el mes de diciembre de 2019 se interconectaron las siguientes instalaciones de transmisión:

Tabla 9: Instalaciones de transmisión durante diciembre.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIOS
S/E CSP Cerro Dominador	Cerro Dominador CSP S.A.	martes 03/dic19	Primera energización TR de 220/13.2 kV de 110 MVA.
S/E Kimal	TEN	jueves 05/dic19	Línea de 500 kV Los Changos – Kimal 1 y 2 primera energización.
S/E Cumbres	Acciona Chile S.A.	miércoles 11/dic19	Línea de 220 kV C. PVF Almeyda – Cumbre. Primera energización
S/E Tres Pinos	CGE	viernes 20/dic19	Primera energización en pruebas de la línea de 66 kV Curanilahue Norte-Tres Pinos.
S/E Panimávida	Luz Linares	lunes 30/dic19	Primera energización del nuevo TR de 66/13.8 kV, 8/10/12.5 MVA.

6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 14 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses.

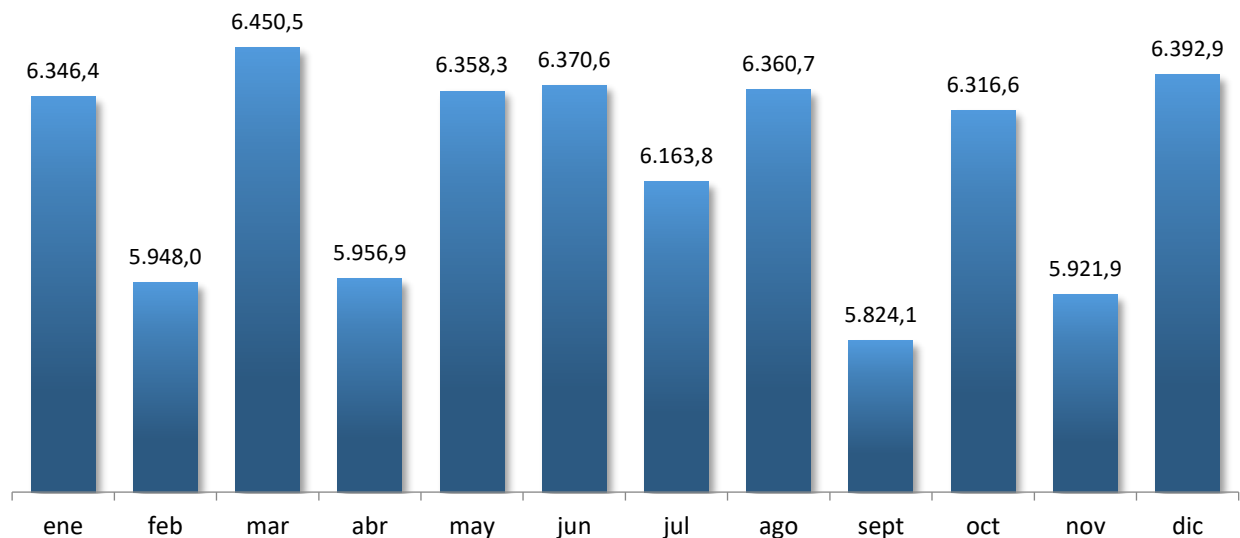


Figura 14: Ventas esperadas mensuales en GWh.

6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período enero 2020 – diciembre 2020, se presenta la producción esperada de energía en el SEN, para los tres escenarios hidrológicos que se indican, así como el Costo Marginal Esperado en barras representativas.

6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período enero 2020 – diciembre 2020, el cual considera:

- enero 2020 – marzo 2020: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°5.
- abril 2019 – diciembre 2020: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados al 30 de diciembre.

La Figura 15, Figura 16 y Figura 17 muestran el abastecimiento esperado para cada escenario.

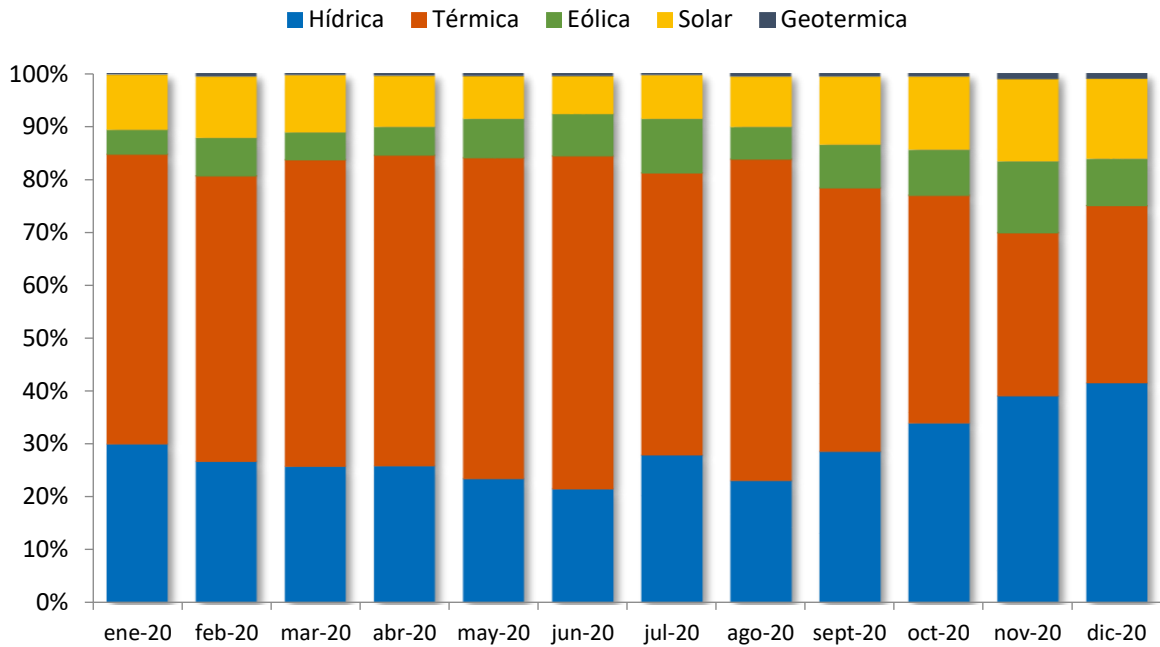


Figura 15: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

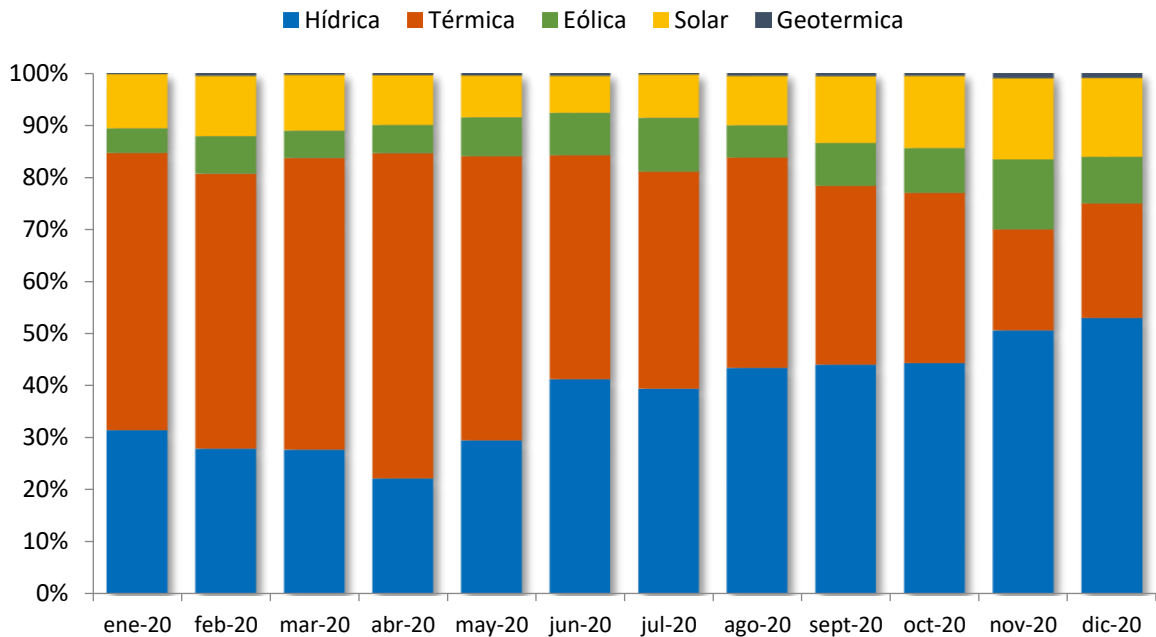


Figura 16: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

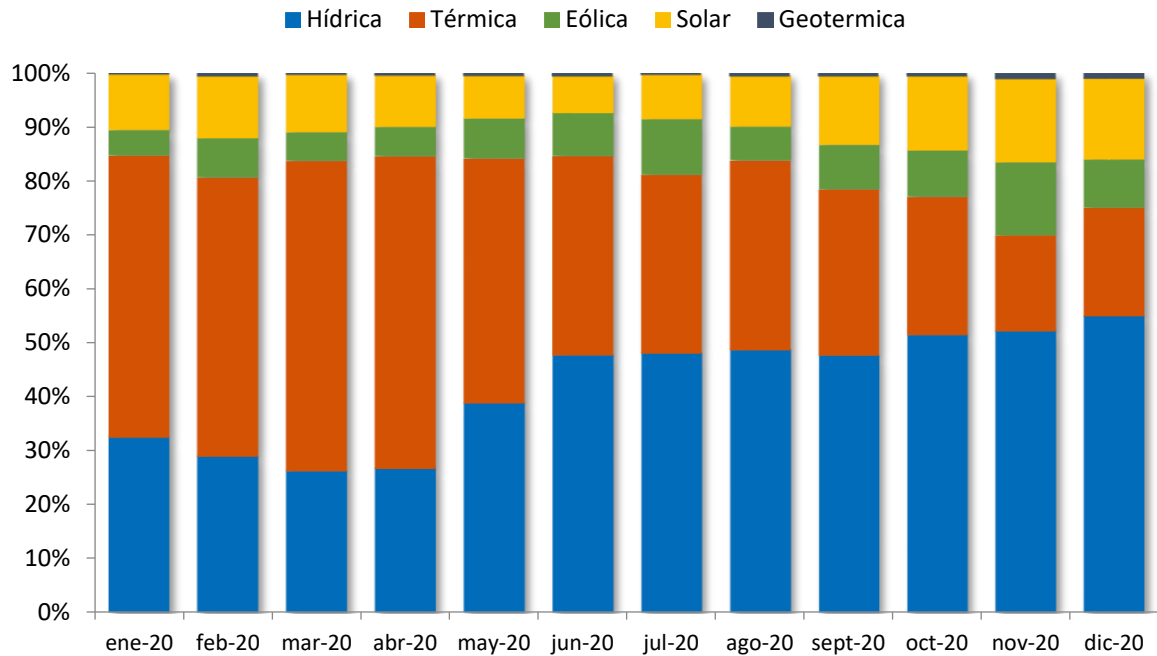


Figura 17: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

La Tabla 10 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses enero 2020 a diciembre 2020.

Tabla 10: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	28,9%	37,8%	42,0%
Térmica	52,1%	42,9%	38,8%
Eólica	7,8%	7,8%	7,8%
Solar	11,0%	11,0%	11,0%
Geotérmica	0,5%	0,5%	0,5%

6.2.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

La variación del costo marginal promedio esperado en las barras de Crucero 220 kV, D. Almagro 220 kV, Maitencillo 220 kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220kV, se muestra en las Figura 18, Figura 19, Figura 20 , Figura 21 y Figura 22.

Junto con incorporar la producción esperada para los próximos 12 meses, en Anexo SEN se incluye la proyección de costos marginales, por barra y por hidrología.

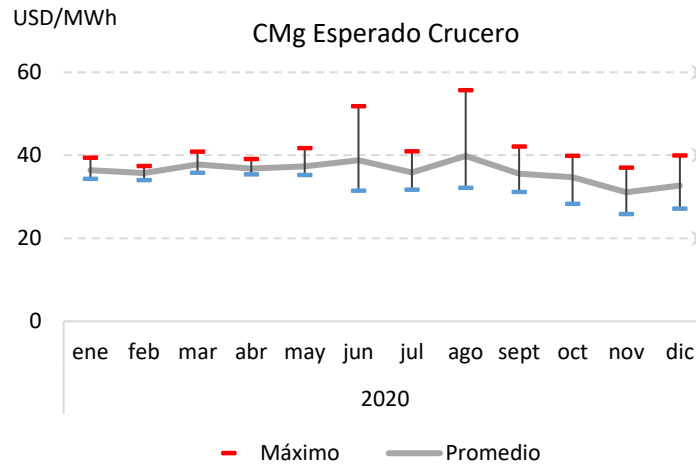


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

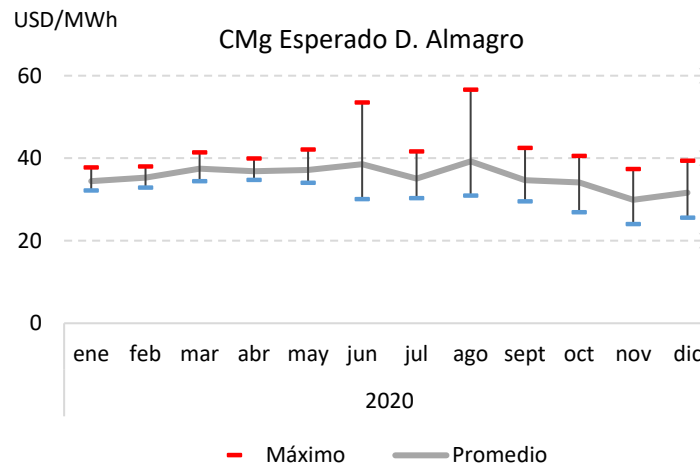


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

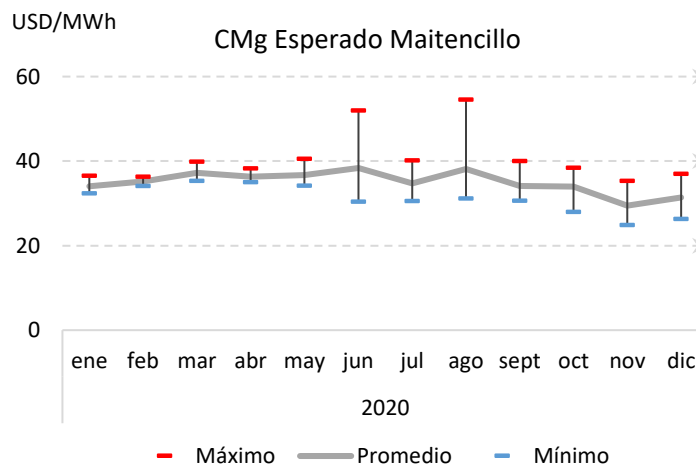


Figura 20: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

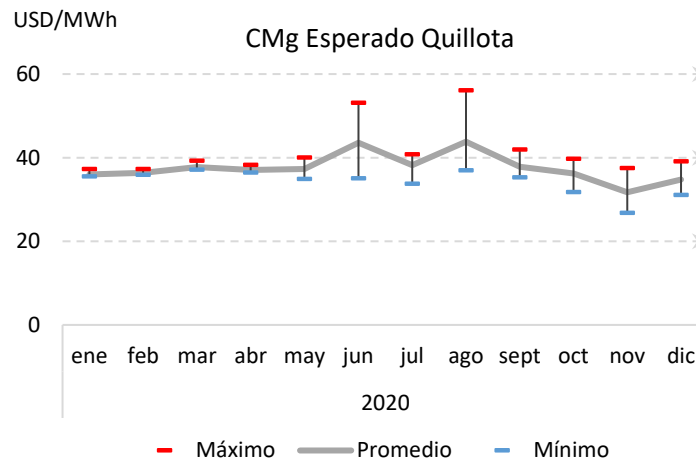


Figura 21: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

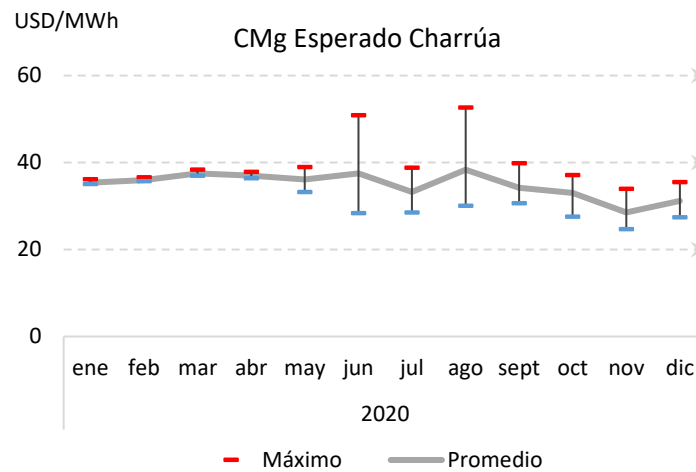


Figura 22: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

6.2.3. COSTO DE RACIONAMIENTO

Para realizar el proceso de optimización de la planificación de la operación, uno de los criterios considerados corresponde a la minimización del costo de abastecimiento y de falla, para un nivel de seguridad definido. Los Costos de Racionamiento utilizados corresponden a aquellos publicados por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Fijación de Precios de Nudo, estando vigentes durante el mes de diciembre, los siguientes valores:

Tabla 11: Costo racionamiento SEN diciembre - 2019.

Profundidad de Falla [%]	Costo de Racionamiento [USD/MWh]
0-5%	768,6
5-10%	1.118,3
10-20%	1.614,9
Sobre 20%	2.202,1

7. ANEXOS SEN

A continuación, se detalla el contenido del archivo adjunto al presente informe, en formato Excel, cuya información se presenta en el siguiente orden:

Sección I – Capacidad Instalada.

Presenta el detalle de la capacidad instalada y la generación mensual por fuente.

Sección II – Costos Marginales del SEN.

Muestra el detalle horario de los costos marginales durante el mes, en las barras más representativas del SEN.

Sección III – Costo Medio de Operación.

Contiene un comparativo costo medio de operación vs costo marginal promedio mensual en barras Alto Jahuel y Crucero 220 kV.

Sección IV – Generación Real vs Programada.

Detalla la comparación entre la generación real y la generación programada del SEN durante el mes.

Sección V – Estudios para Análisis de Falla.

Listado de los EAF desarrollados para fallas ocurridas durante el mes.

Sección VI – Instalaciones de Generación y Transmisión.

Nuevas instalaciones de generación y transmisión en etapa de puesta en servicio y entregadas a la operación.

Sección VII – Costo combustibles.

Precios de combustible por empresa y por central generadora durante el mes.

Sección VIII – Demanda del SEN.

Proyección de demanda del SEN para los próximos 12 meses, por bloque horario.

Sección IX – Reducciones ERNC.

Presenta la Reducción ERNC con detalle diario y por tipo de tecnología.

Sección X – Volumen Disponible de Gas Natural.

Volumen mensual disponible de gas natural para generación eléctrica por central. Esto, para el periodo enero 2020 – diciembre 2020.

Sección XI – Ventas Esperadas SEN.

Proyección de ventas para los próximos 12 meses.

Sección XII – Programa de Abastecimiento (Programa 12 Meses).

Programas de abastecimiento del SEN, para condición de hidrología seca, media y húmeda.

Sección XIII – Costos Marginales Esperados.

Costos marginales promedios esperados, para los tres programas de abastecimiento del SEN señalados anteriormente, por bloque horario.

Sección XIV – Desacoples.

Información relativa a restricciones del sistema de transmisión (desacoples).

Sección XV – Cotas de Embalses.

Cuadro con las variaciones de los niveles de cota de embalses del sistema durante el mes.

Sección XVI – Programa de Mantenimiento.

Programa de mantenimiento del SEN.

Sección XVII – Pronóstico de deshielo.

Presenta el quinto pronóstico de deshielo mensual y semanal correspondiente a la temporada 2020.