

INFORME MENSUAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Diciembre 2020

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 2020.

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

Generación Bruta de Energía SEN				
SEN	dic-19 [GWh]	dic-19 [%]	dic-20 [GWh]	dic-20 [%]
Hídrica	1.872,7	27,6%	2.371,7	34,5%
Térmica	3.654,3	53,8%	2.988,9	43,5%
Eólico	507,3	7,5%	542,4	7,9%
Solar	735,6	10,8%	943,6	13,7%
Geotérmica	17,1	0,3%	26,7	0,4%

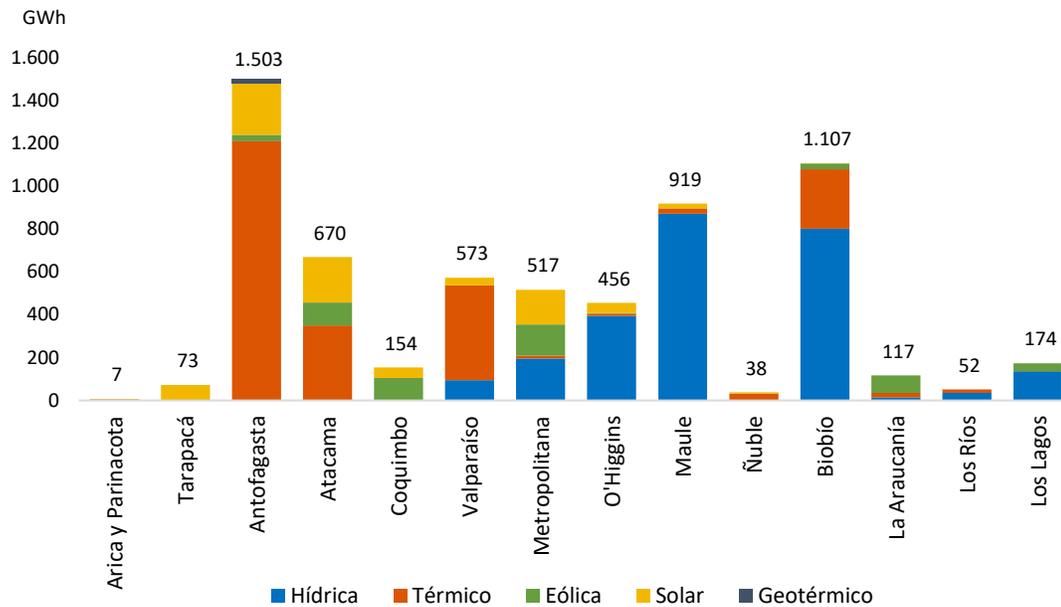
A su vez, la generación de energía en el SEN presentó los siguientes indicadores:

Generación		dic-19	dic-20	Δ% 2020 vs 2019
MWh/h	Máx. SEN	10.793,2	10.907,2	1,1%
		Día 23 hora 17	Día 28 Hora 16	
	Mín. SEN	7.028,9	7.427,8	5,7%
		Día 25 hora 8	Día 25 Hora 09	
GWh/día	Día máx. SEN	231,1	234,3	1,4%
		vie 27/dic19	mié 30/dic20	
GWh/mes	SEN	6.787,0	6.873,3	1,3%

De acuerdo con el tipo de tecnología y desagregando los diferentes tipos de generación, se obtienen las siguientes participaciones para el mes actual:

Detalle Generación		
Tipo	SEN [GWh]	%
Solar	943,6	13,7%
Eólica	542,4	7,9%
Geotérmica	26,7	0,4%
Biogás	12,5	0,2%
Biomasa	144,2	2,1%
Carbón	2.163,4	31,5%
Cogeneración	31,3	0,5%
Gas Natural	579,2	8,4%
Hidráulica Pasada	1.358,2	19,8%
Hidráulica Embalse	1.013,5	14,7%
Petróleo Diesel	31,9	0,5%
Petcoke	26,5	0,4%
Total	6.873,3	100,0%

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la generación de energía, separado por tipo de tecnología.



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

Ventas (GWh)	SEN		
	dic-19 [GWh]	dic-20 [GWh]	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
Regulados	2.437,5	2.476,3	1,6%
Libres	3.800,4	3.875,4	2,0%
Total	6.237,9	6.351,7	1,8%

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 2019:

Año	Crucero	D. de Almagro	P. de Azúcar	Quillota	Alto Jahuel	Charrúa	Pto. Montt
2019	34,1	32,9	31,7	34,5	35,0	34,2	36,0
2020	43,1	40,5	41,5	42,2	42,1	40,6	42,5
$\Delta\%$	26,7%	23,4%	30,6%	22,4%	20,5%	18,7%	17,8%

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr20 – mar21, al cierre del mes de diciembre, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 91,7% (año del tipo seco).

ÍNDICE

Introducción	2
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	3
<hr/>	
1. CAPACIDAD INSTALADA	3
2. INDICADORES ECONÓMICOS	3
2.1. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNR)	3
2.2. COSTOS MARGINALES REALES	4
3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	4
3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA	4
3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL	5
3.3. VENTAS DE ENERGÍA	7
4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN	8
4.1. MANTENIMIENTOS	8
4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS	8
4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	9
4.4. COTAS INICIALES Y FINALES	9
4.5. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG	9
5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES	10
5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	10
5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	12
6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	13
6.1. PREVISIÓN DE VENTAS	13
6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN	13
7. ANEXOS SEN	18

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 señala el artículo 60 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, y con el fin de reportar información de interés para estudios y análisis de mercado eléctrico nacional e internacional, el Coordinador pone a disposición la siguiente información:

- a) Generación por tecnología, costos marginales instantáneos de energía, ventas de clientes libres y regulados, abastecimiento del sistema, 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 el Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al mes de diciembre de 2020.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre de 2020 alcanzó los 26.310,4 MW, de los cuales el 50,7% es provisto por centrales termoeléctricas y el 25,9% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2021 (declarados en construcción con Resolución CNE) y que totalizan 6.400 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos solares (3.400 MW) y eólicos (2.000 MW).

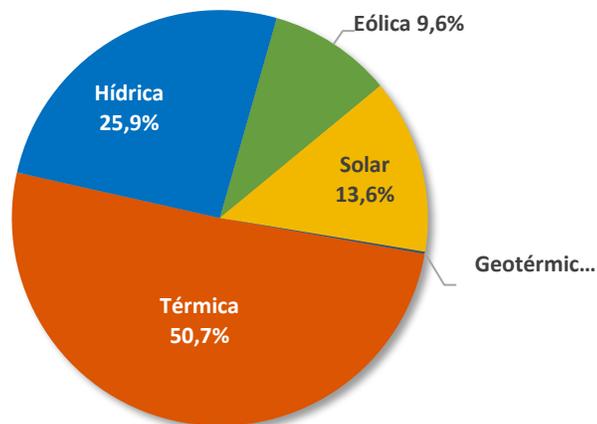


Figura 1: Capacidad instalada SEN

2. INDICADORES ECONÓMICOS

2.1. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNC)

La Figura 2 muestra la reducción diaria de energía eólica y solar, producto de restricciones de transmisión. La mayor reducción ERNC se registró el viernes 04 de diciembre y alcanzó los 1.624,0 MWh, debido a prorrata por control de transferencia. El detalle de la reducción diaria se incorpora en Anexo SEN.

La reducción ERNC acumulada al cierre de diciembre alcanzó a 239 GWh, un 20,2% mayor respecto de igual periodo del año 2019 (199 GWh).

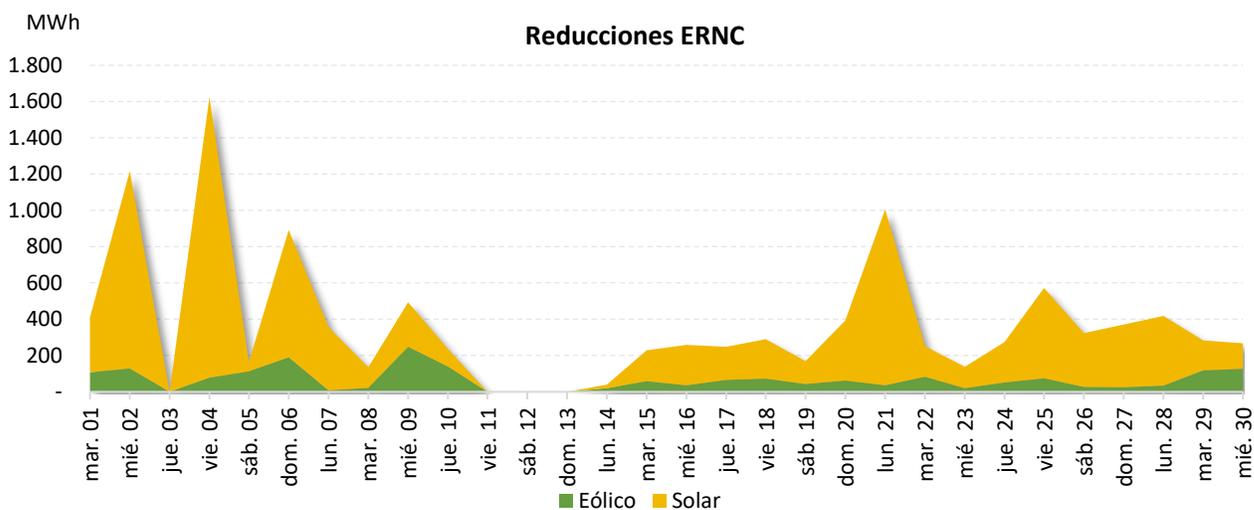


Figura 2: Reducciones ERNC

2.2. 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 3 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, presentándose en el Anexo el respectivo detalle horario de los mismos.

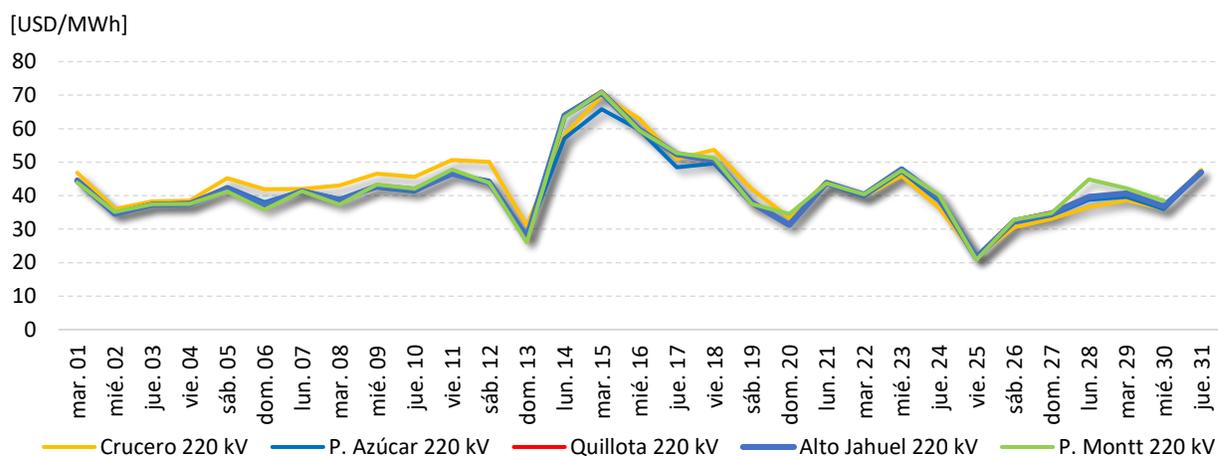


Figura 3: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN.

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes alcanzó 6.873,3 GWh, con una disminución del 1,9% 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 generación, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

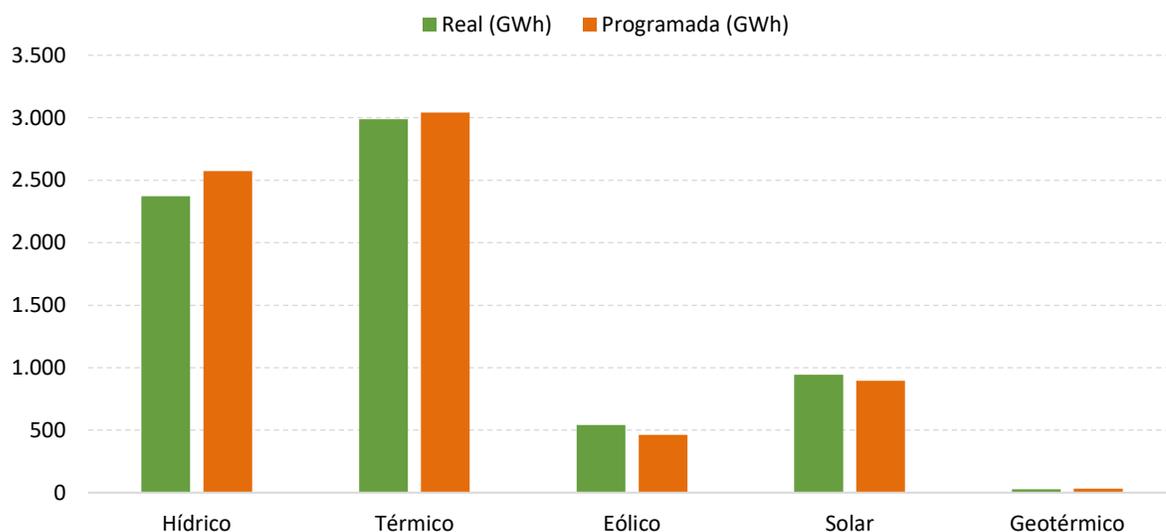


Figura 4: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.873,3 GWh de generación bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa un aumento de 1,3% respecto de la generación de energía registrada en similar mes del año 2019, la cual alcanzó los 6.787,0 GWh. La composición de esa generación mensual por tipo de aporte se presenta en la Figura 5, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

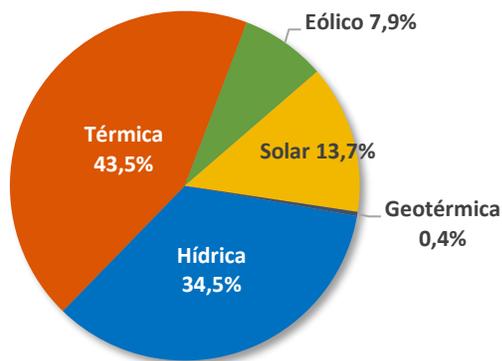


Figura 5: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

En la Tabla 1 se presenta el detalle de los valores de generación bruta de energía, comparación con mismo mes del año anterior.

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

Generación Bruta de Energía del SEN	dic-19 [GWh]	dic-20 [GWh]	$\Delta\tilde{\%}$ 2020 vs 2019
Hídrico	1.872,7	2.371,7	26,6%
Térmico	3.654,3	2.988,9	(18,2%)
Eólico	507,3	542,4	6,9%
Solar	735,6	943,6	28,3%
Geotérmico	17,1	26,7	55,9%
Total	6.787,0	6.873,3	1,3%

La generación bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 10.907,2 MWh/h, y tuvo lugar el lunes 28 de diciembre, siendo un 1,1% mayor a la máxima generación registrada en noviembre de 2019, la cual alcanzó los 10.793,2 MWh/h.

Con respecto a la generación mínima horaria, esta fue registrada el viernes 25 de diciembre, y alcanzó los 7.028,9 MWh/h, siendo un 5,7% mayor que la mínima generación registrada en diciembre 2019, la que alcanzó 7.028,9 MWh/h.

En la Figura 6 se presenta la generación de energía diaria en GWh para el presente mes y la demanda máxima diaria en MWh/h. Es importante destacar que generación bruta es igual a demanda bruta. Además, los valores de demanda máxima y mínima del 2020 se presentan en los Anexos.

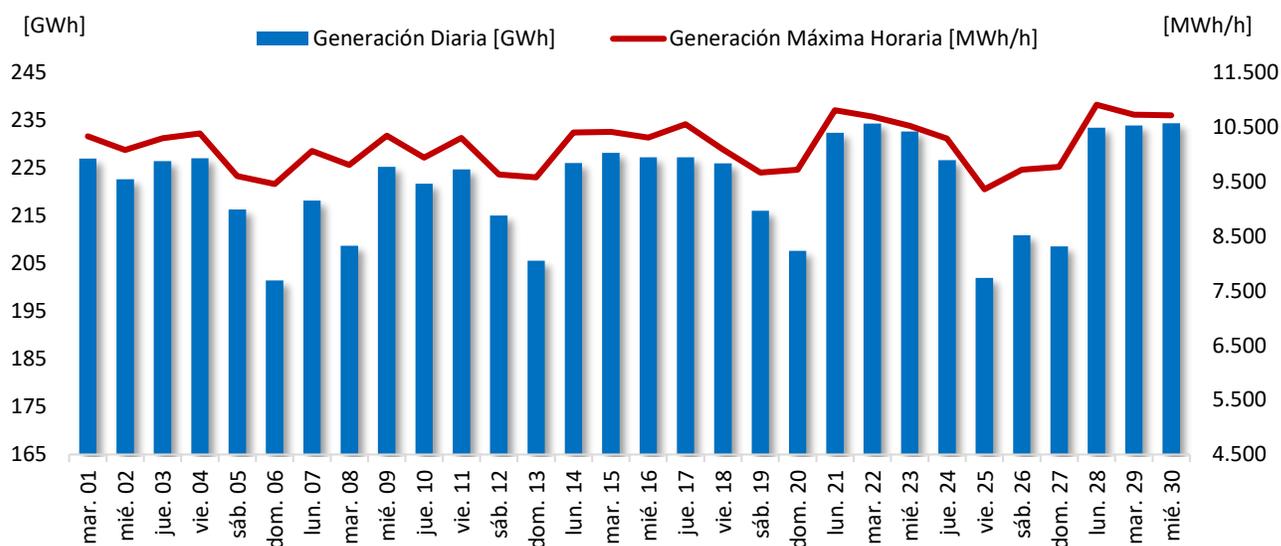


Figura 6: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN.

3.3. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de diciembre alcanzaron los 6.351,7 GWh, un 1,8% mayor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2019, las que totalizaron 6.237,9 GWh. En la Figura 7 se presenta la evolución de las ventas de energía realizadas en el SEN, con un desagregado por tipo de cliente (Regulado y Libre) y su tasa de variación respecto a igual periodo del año anterior.

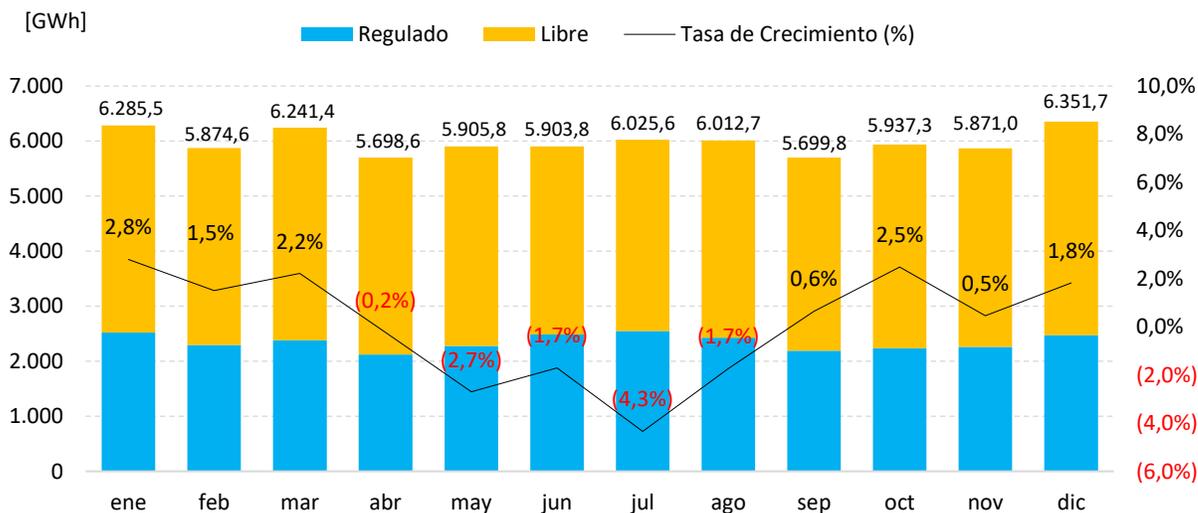


Figura 7: Variación mensual de las ventas de energía (noviembre estimado).

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, 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.

La Energía No Suministrada (ENS), y cuyo detalle se presenta en el Anexo SEN, alcanzó los 573,4 MWh. Por otra parte, la Figura 8 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.

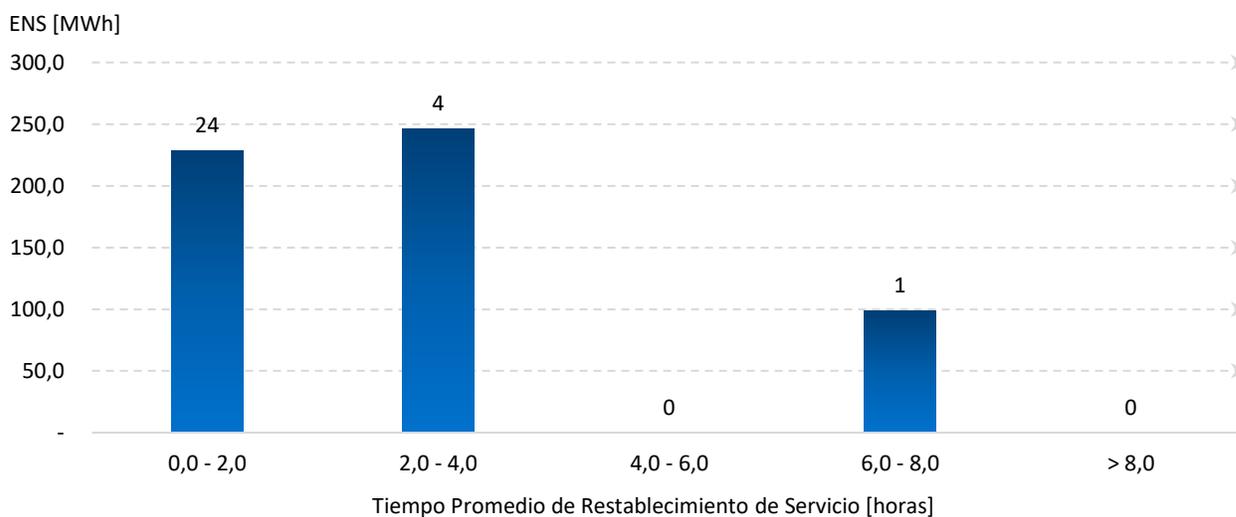


Figura 8: ENS según duración promedio de falla durante diciembre.

Tabla 2: Fallas SEN con mayor ENS.

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
384/2020	Desconexión forzada de la barra 110 kV N°2 de S/E Pan de Azúcar	26-12-2020	23:47	3,0	214,1
377/2020	Falla en línea 66 kV Tap Nueva Victoria - Llamara	15-12-2020	19:08	6,2	98,5
375/2020	Desconexión del TR N°1 110/12 kV de S/E San Bernardo	15-12-2020	08:19	1,0	66,2
391/2020	Falla en línea 110 kV Esmeralda - La Portada	31-12-2020	21:01	1,3	44,3

Tabla 3: Fallas SEN con mayor Tiempo Promedio de Restablecimiento de Servicio (TRS).

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
377/2020	Falla en línea 66 kV Tap Nueva Victoria - Llamara	15-12-2020	19:08	6,2	98,5
363/2020	Falla en línea 110 kV Arica - Pozo Almonte	01-12-2020	03:04	3,2	14,7
384/2020	Desconexión forzada de la barra 110 kV N°2 de S/E Pan de Azúcar	26-12-2020	23:47	3,0	214,1
382/2020	Falla en línea 33 kV Hualte - Quirihue	21-12-2020	14:41	2,4	9,6

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de diciembre de 2020 para los procesos de planificación de la operación, se incluyen en el Anexo SEN de este informe.

4.4. COTAS INICIALES Y FINALES

A continuación, se muestran las cotas iniciales y finales de los principales embalses del SEN.

Tabla 4: Variación cotas de embalse.

EMBALSE	Cota Final [msnm] Al 31/12/19	Cota Mínima Operacional	Cota Inicial [msnm] Al 01/12/20	Cota Final [msnm] Al 31/12/20	Δ Ñ Mts. Mín. Op vs Inicial	Δ Ñ Mts. Mín. Op vs Final	Variación final vs inicial [m]	Variación final vs inicial [%]
Embalse Rapel	102,69	100,50	104,09	104,01	3,6	3,5	(0,1)	(0,1%)
Laguna Maule	2.160,65	2.152,00	2.153,93	2.160,46	1,9	8,5	6,5	0,3%
Laguna Invernada	1.294,50	1.282,80	1.308,33	1.313,29	25,5	30,5	5,0	0,4%
Embalse Colbún	425,55	397,00	433,30	429,30	36,3	32,3	(4,0)	(0,9%)
Lago Laja	1.325,64	1.300,00	1.323,11	1.322,19	23,1	22,2	(0,9)	(0,1%)
Lago Chapo	238,68	222,00	233,37	231,96	11,4	10,0	(1,4)	(0,6%)
Embalse Ralco	719,72	692,00	710,34	703,63	18,3	11,6	(6,7)	(0,9%)

4.5. 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 (CMg), no se han realizado modificaciones ni actualizaciones durante el mes de diciembre de 2020.

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 5: Centrales 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	0,8
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
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	jueves 22/mar18	0,2
Marquesa Solar	Marquesa Solar SpA	PMGD Solar	lunes 30/dic19	3,0
Hidromocho	Hidromocho S.A.	Hidro Pasada	jueves 28/may20	15,0
Central de Respaldo Pajonales	Prime Energía Quickstar SpA	Diesel	lunes 06/jul20	100,0
Las Tortolas	PFV Las Tortolas SpA	PMGD Solar	viernes 31/jul20	3,0
Pelequén Sur	Pelequén Sur SpA	PMGD Solar	viernes 04/sept20	9,0
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II SpA	Eólica	miércoles 23/sept20	205,8
PSF El Salitral	PSF El Salitral S.A.	PMGD Solar	martes 29/sept20	8,4
PFV Las Torcasas	PFV Las Torcasas SpA	PMGD Solar	martes 27/oct20	3,0
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	Solar	viernes 13/nov20	106,0
Digua	Eléctrica Digua SpA	Hidro Pasada	jueves 03/dic20	20,0
Parque Solar San Javier	Parque Solar El Paso SpA	PMGD Solar	jueves 03/dic20	6,0
PFV Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	Solar	lunes 07/dic20	100,0
Prime los Cóndores	Prime Energía	Diesel	jueves 17/dic20	100,0

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
GR Ulmo	GR Ulmo SpA	PMGD Solar	lunes 28/dic20	8,1
Raulí	GR Raulí SpA	PMGD Solar	miércoles 30/dic20	9,0
Parque FV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	Solar	jueves 31/dic20	59,8

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 801,8 MW. La Figura 9 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

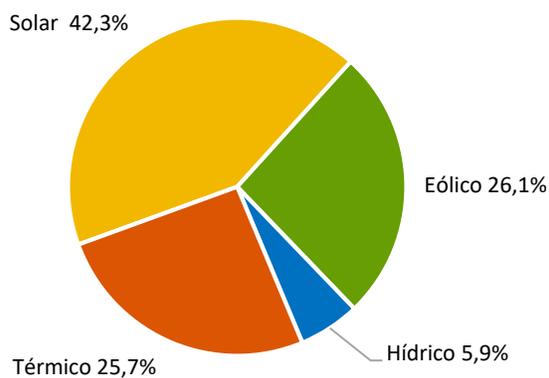


Figura 9: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 6 se presentan las centrales del SEN con fecha de entrega a la operación (EO) en el mes de diciembre de 2020.

Tabla 6: Centrales SEN entregadas a la operación del mes actual.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA EO	POTENCIA [MW]
FV Santa Carolina	GR Roble SpA	PMGD Solar	miércoles 30/dic20	3,0

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el mes de diciembre de 2020 se interconectaron las siguientes instalaciones de transmisión:

Tabla 7: Instalaciones de transmisión energizadas durante el mes actual.

PROPIETARIO	FECHA	INSTALACIÓN DE TRANSMISIÓN
CGE	lunes 07/dic20	Primera energización TR N°2 66/15 kV 30 MVA
Interchile	martes 08/dic20	Primera energización ATR 1, 500/220 kV, 750 MVA.
CGE	miércoles 09/dic20	Primera energización TR-2 de 66/23 kV 15 MVA
CGE	domingo 20/dic20	Primera energización TR N°1 66/23 kV 15 MVA.
Enel Green Power	miércoles 23/dic20	Primera energización TR 110/33 kV 72 MVA.

6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 10 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses, considerando un escenario de hidrología seca.

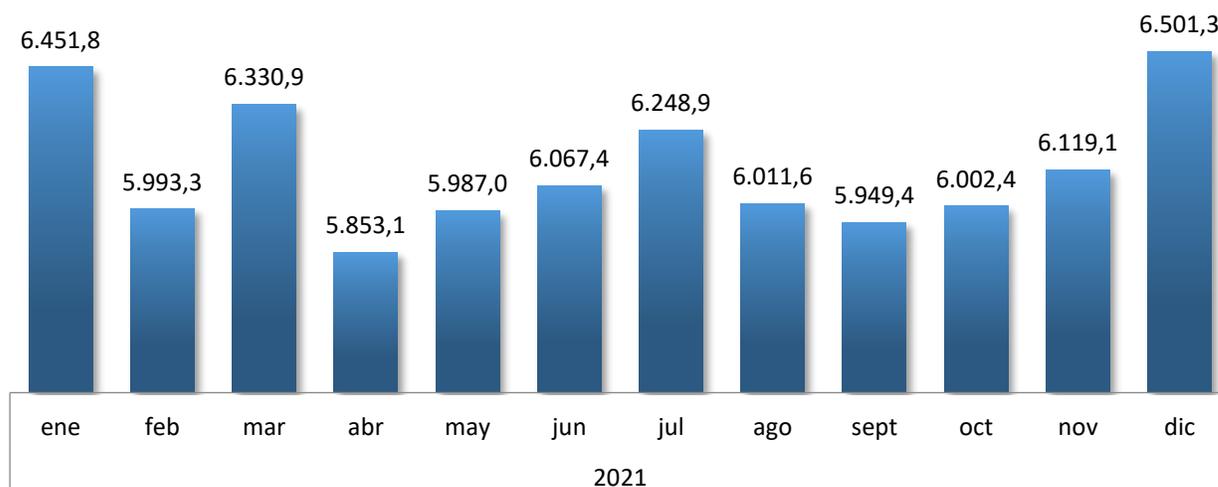


Figura 10: Ventas esperadas mensuales en GWh.

6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período enero 2021 – diciembre 2021, se presenta la generación de energía esperada de energía en el SEN, para los tres escenarios hidrológicos que se indican, así como el Costo Marginal Esperado en barras representativas. En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados al 31 de diciembre.

6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período enero 2021 – diciembre 2021, el cual considera:

- enero 2021: Caudal de acuerdo con Reglamento Interno.
- enero 2021 – marzo 2021: Pronóstico de Deshielo N°6.
- abril 2021 – octubre 2021: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

La Figura 11, Figura 12 y Figura 13 muestran el abastecimiento esperado para los escenarios mencionados anteriormente.

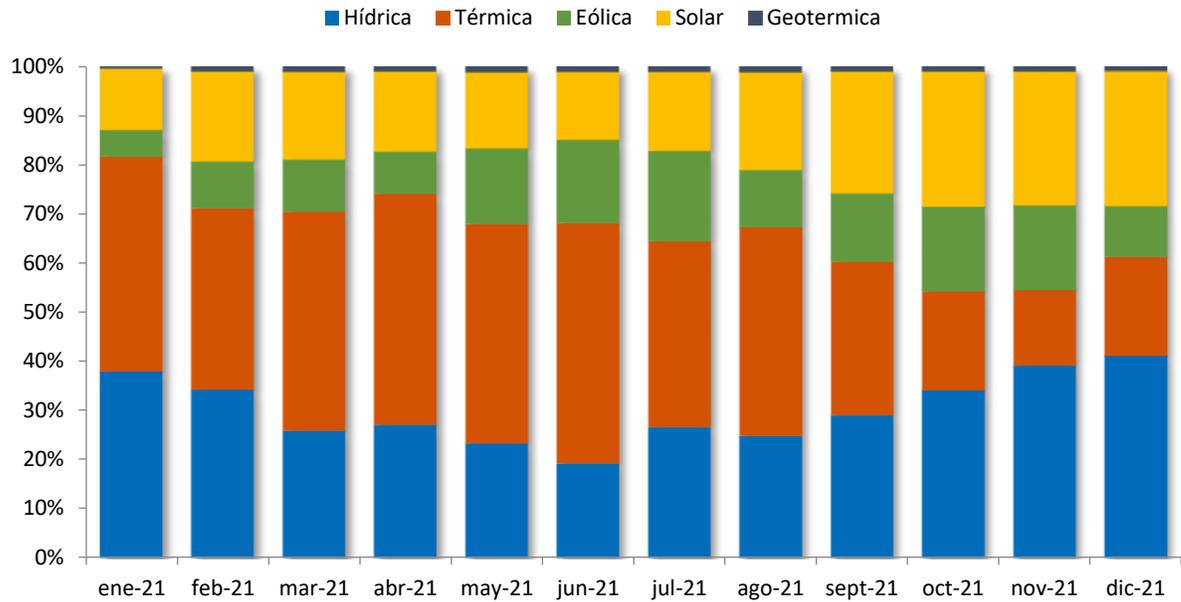


Figura 11: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

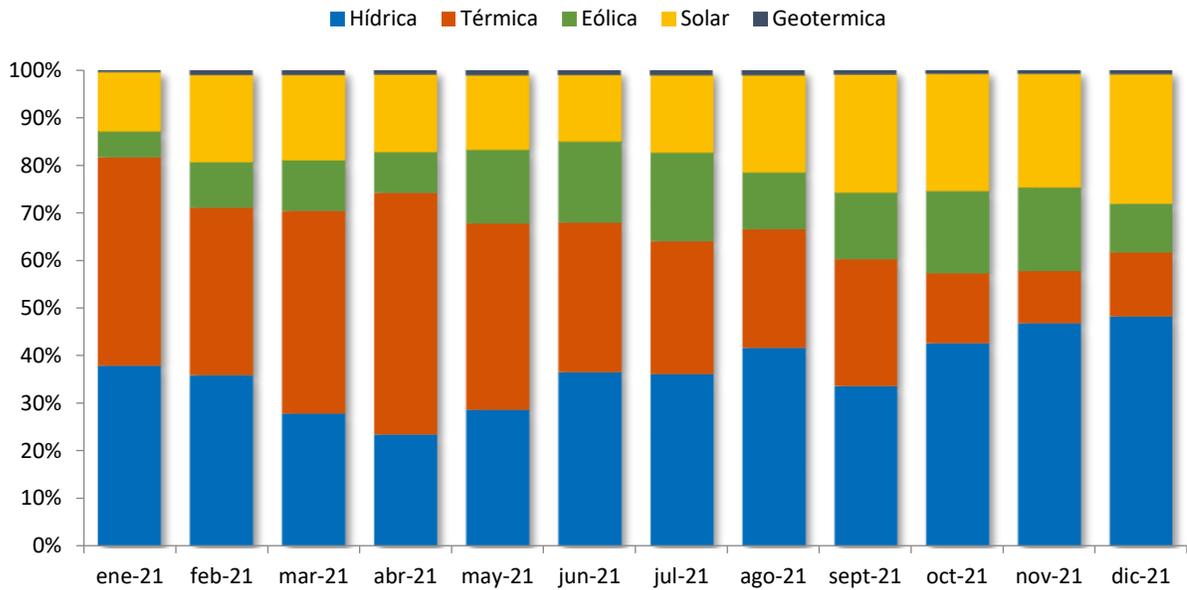


Figura 12: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

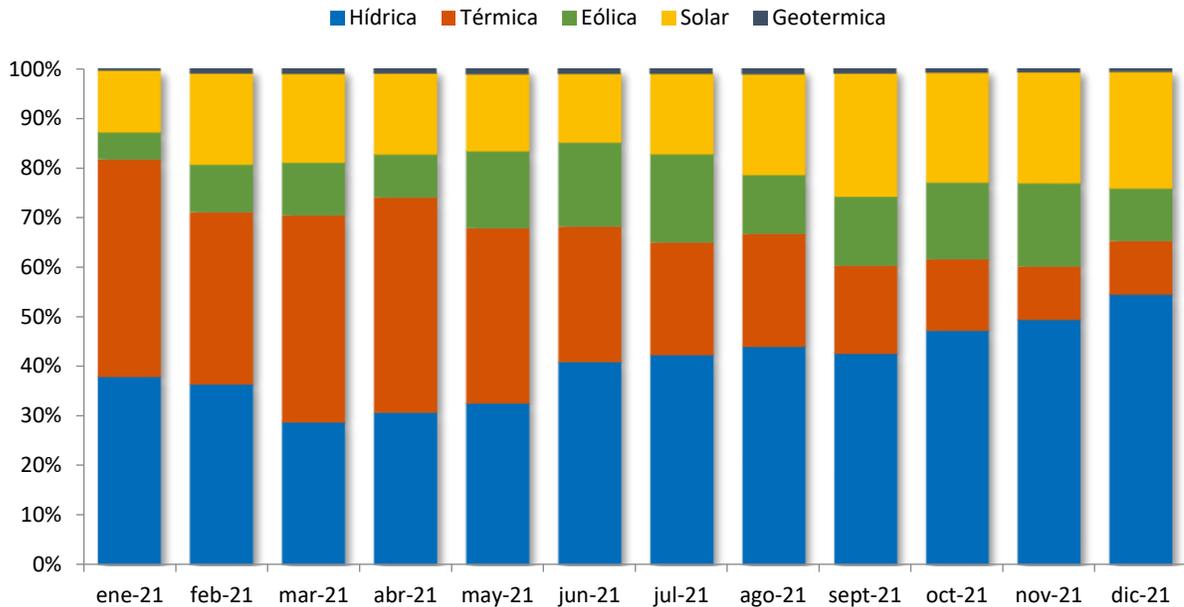


Figura 13: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

La Tabla 8 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses enero 2021 – diciembre 2021.

Tabla 8: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	30,2%	36,5%	40,4%
Térmica	36,1%	30,1%	27,0%
Eólica	13,0%	13,0%	12,8%
Solar	19,8%	19,3%	18,6%
Geotérmica	0,8%	0,8%	0,8%

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 14, Figura 15, Figura 16 , Figura 17 y Figura 18.

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

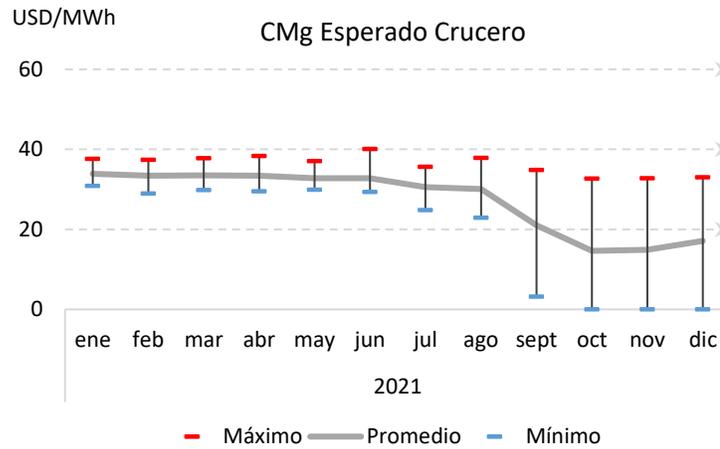


Figura 14: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

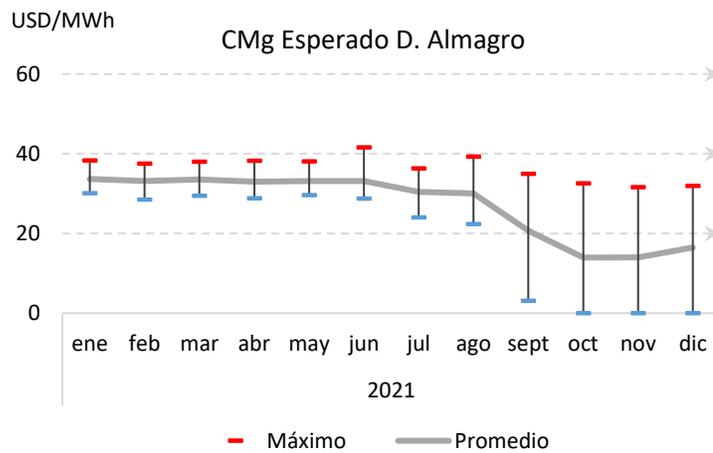


Figura 15: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

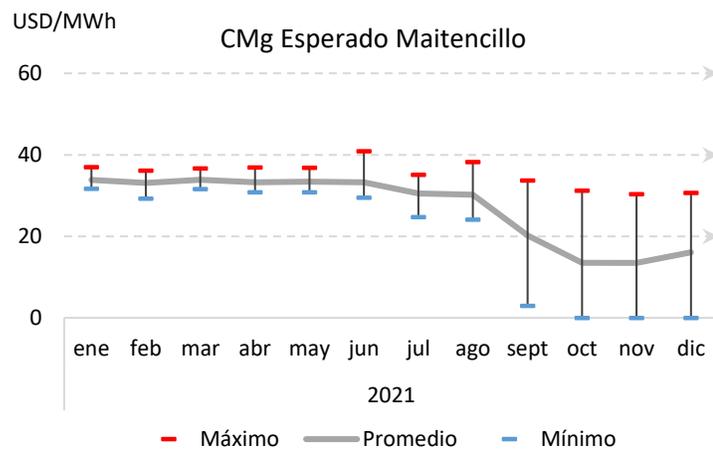


Figura 16: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

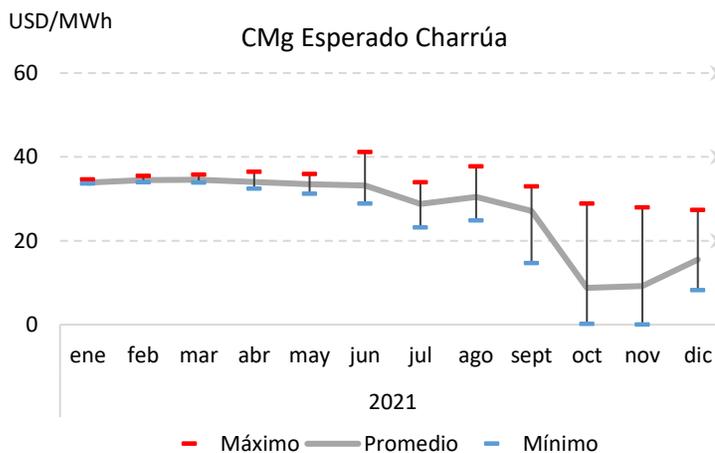


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

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 son los siguientes valores:

Tabla 9: Costo racionamiento SEN diciembre - 2020.

Profundidad de Falla [%]	Costo de Racionamiento [USD/MWh]
0-5%	755,7
5-10%	1.099,5
10-20%	1.587,8
Sobre 20%	2.165,2

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 – Generación Real vs Programada.

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

Sección IV – Demanda Máxima y Mínima.

Presenta el resumen de las Demandas Brutas Máximas y Mínimas del 2020.

Sección V – Ventas de Energía.

Detalla las ventas de energía por tipo de cliente para el año 2020 y 2019.

Sección VI – Estudios para Análisis de Falla.

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

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.

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 – Programa de Mantenimiento.

Programa de mantenimiento del SEN.

Sección XV – Pronóstico de Deshielo

Sexto pronóstico de Deshielo.