

INFORME MENSUAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Julio 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 julio de 2020.

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	46,6	46,9	47,8	48,9	49,9	48,5	47,6
2020	31,6	30,4	30,8	30,7	31,5	30,5	30,2
$\Delta\%$	(32,2%)	(35,2%)	(35,6%)	(37,2%)	(37,0%)	(37,1%)	(36,7%)

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

Generación		jul-19	jul-20	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
MWh/h	Máx. SEN	10.609,3	9.934,7	(6,4%)
		Día 22 hora 12	Día 25 Hora 20	
	Mín. SEN	7.288,4	6.893,6	(5,4%)
		Día 7 hora 6	Día 5 Hora 6	
GWh/día	Día máx. SEN	230,0	216,3	(6,0%)
		mar 23/jul19	mar 07/jul20	
GWh/mes	SEN	6.805,5	6.477,7	(4,8%)

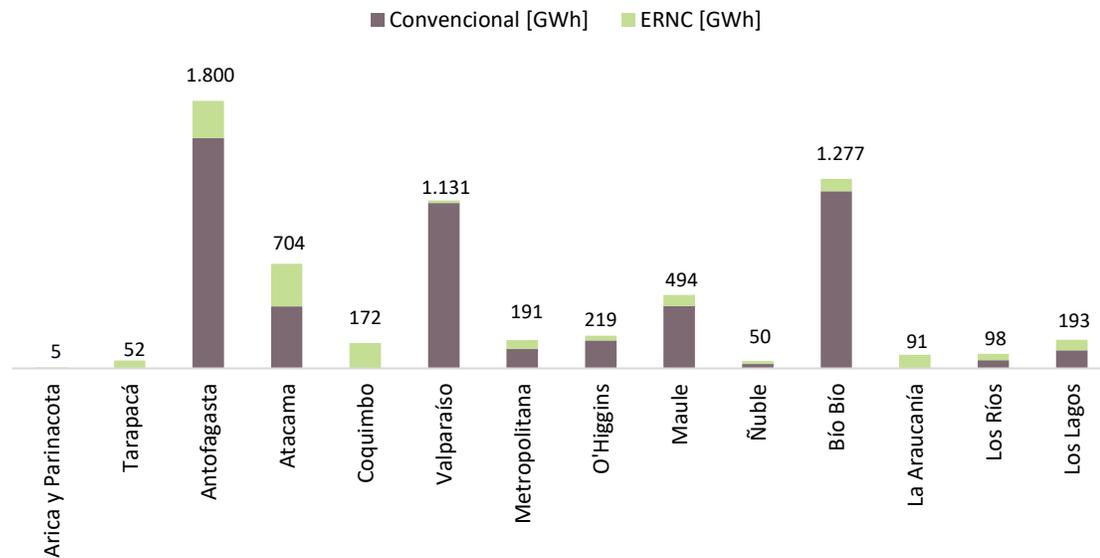
Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes, y su comparación con igual periodo del año anterior, se resume en el siguiente cuadro:

SEN	Generación Bruta de Energía SEN			
	jul-19 [GWh]	jul-19 [%]	jul-20 [GWh]	jul-20 [%]
Hídrica	1.587,6	23,3%	1.880,1	29,0%
Térmica	4.337,9	63,7%	3.683,1	56,9%
Eólico	467,0	6,9%	430,2	6,6%
Solar	396,0	5,8%	472,1	7,3%
Geotérmica	17,0	0,2%	12,2	0,2%

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

Detalle Generación		
Tipo	SEN [GWh]	%
Solar	472,1	7,3%
Eólica	430,2	6,6%
Geotérmica	12,2	0,2%
Biogás	16,0	0,2%
Biomasa	133,6	2,1%
Carbón	2.192,0	33,8%
Cogeneración	12,4	0,2%
Gas Natural	1.278,5	19,7%
Hidráulica Pasada	1.024,9	15,8%
Hidráulica Embalse	855,1	13,2%
Petróleo Diesel	47,1	0,7%
Petcoke	3,6	0,1%
Total	6.477,7	100,0%

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la generación de energía, destacando lo referido a generación con Energías Renovables (ERN).C).



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

Ventas (GWh)	SEN		
	jul-19 [GWh]	jul-20 [GWh]	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
Regulados	2.694,5	2.342,5	(13,1%)
Libres	3.604,6	3.630,7	0,7%
Total	6.299,1	5.973,3	(5,2%)

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr20 – mar21, al cierre del mes de julio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 97% (año del tipo seco).

Introducción	2
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	3
1. CAPACIDAD INSTALADA	3
2. INDICADORES ECONÓMICOS	3
2.1. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNR)	3
2.2. COSTOS MARGINALES REALES	4
2.3. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN	4
3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	5
3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA	5
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	10
4.5. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG	10
5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES	11
5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	11
5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	13
6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	14
6.1. PREVISIÓN DE VENTAS	14
6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN	14
7. ANEXOS SEN	20

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 julio de 2020.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a julio de 2020 alcanzó los 25.615,6 MW, de los cuales el 52,3% es provisto por centrales termoeléctricas y el 26,7% 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 4.971 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos eólicos (1.241 MW) y solares (2.182 MW).

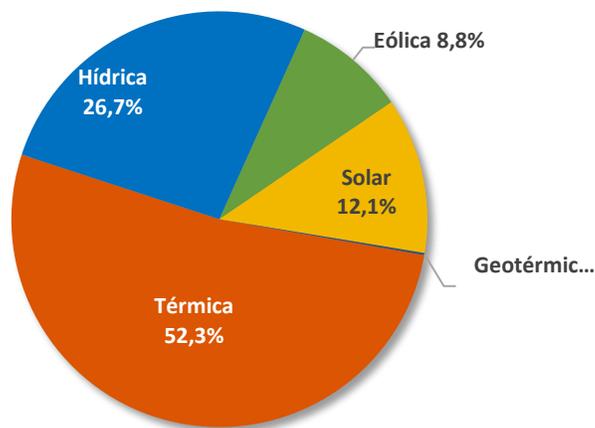


Figura 1: Capacidad instalada SEN

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 domingo 19 y alcanzó los 309,3 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 julio alcanzó a 55 GWh, un 63% menor respecto de igual periodo del año 2019 (157 GWh).

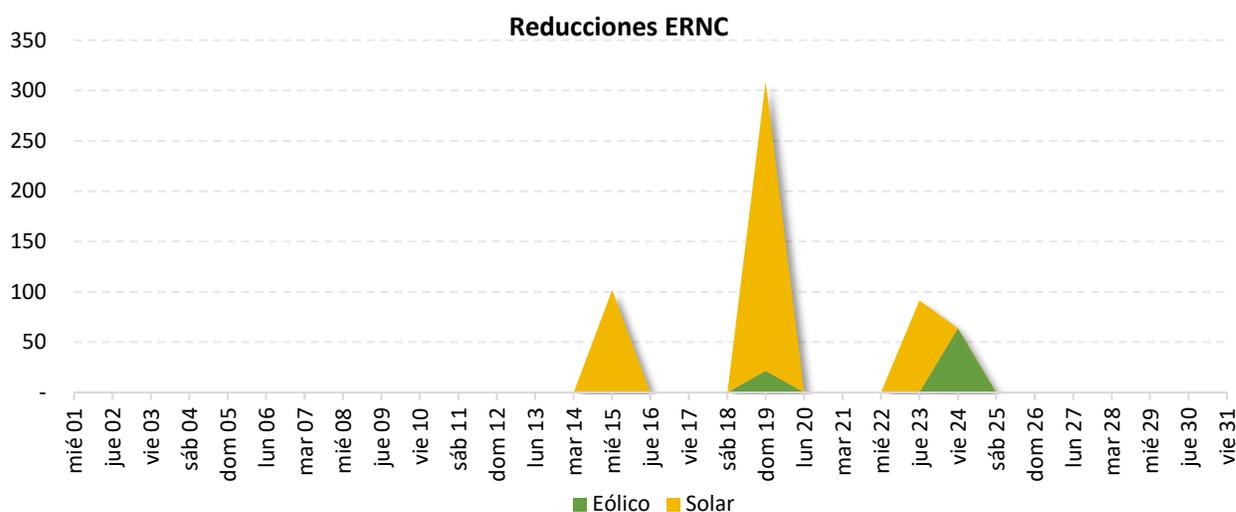


Figura 3: Reducciones ERNC

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.

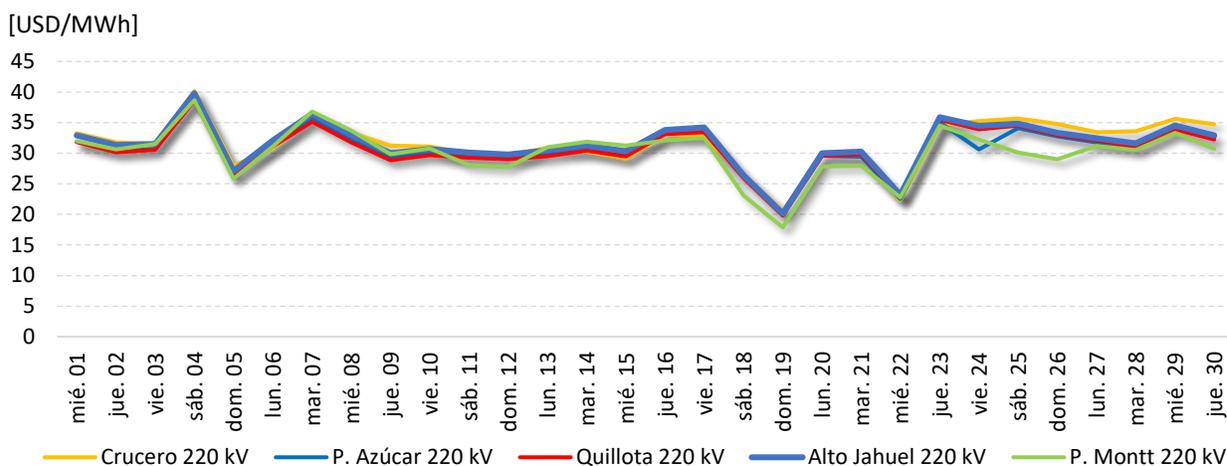


Figura 4: Costos Marginal es Promedio Diarios en el SEN.

2.3. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación preliminar del mes de julio de 2020 en el SEN fue de 20,3 USD/MWh.

En la Figura 4 se presenta el costo medio de operación para la ventana de 12 meses. El detalle se incorpora en Anexo SEN.

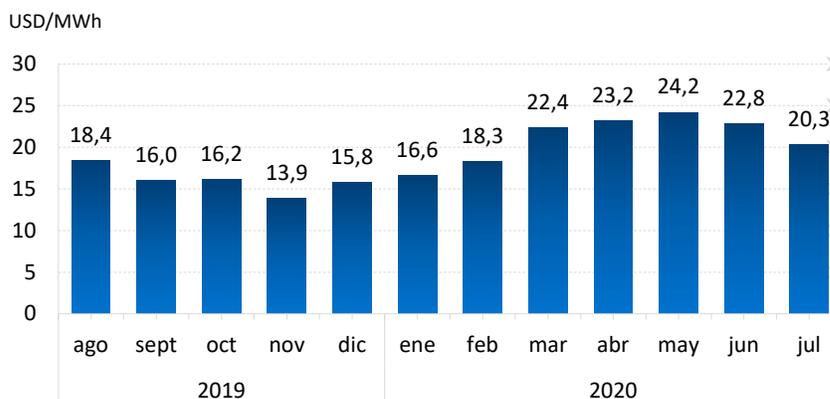


Figura 5: Costo Medio de Operación.

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes alcanzó 6.477,7 GWh, con una disminución del 2,4% 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.

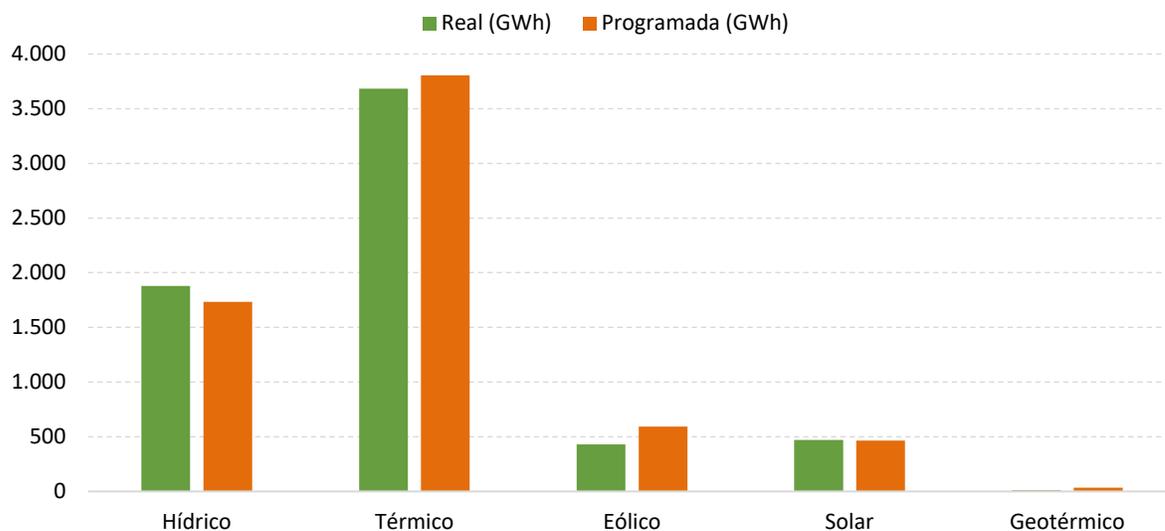


Figura 6: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.477,7 GWh de generación bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa una disminución de 4,8% respecto de la generación de energía registrada en similar mes del año 2019, la cual alcanzó los 6.805,5 GWh. La composición de esa generación mensual por tipo de aporte se presenta en la Figura 6, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

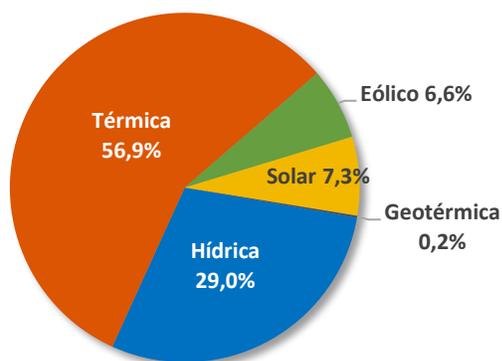


Figura 7: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

En la Tabla 1 se presenta el detalle de los valores de generación 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	jul-19 [GWh]	jul-20 [GWh]	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
Hídrico	1.587,6	1.880,1	18,4%
Térmico	4.337,9	3.683,1	(15,1%)
Eólico	467,0	430,2	(7,9%)
Solar	396,0	472,1	19,2%
Geotérmico	17,0	12,2	(27,9%)
Total	6.805,5	6.477,7	(4,8%)

La generación bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 9.934,7 MWh/h, y tuvo lugar el sábado 25, siendo un 6,4% menor a la máxima generación registrada en julio de 2019, la cual alcanzó los 10.609,3 MWh/h. Por otro lado, la generación mínima horaria, registrada el domingo 05, alcanzó los 6.893,6 MWh/h, siendo un 5,4% menor que la mínima generación registrada en julio 2019, la que alcanzó 7.288,4 MWh/h.

En la Figura 7 se presenta la generación de energía diaria en GWh para el presente mes y la demanda máxima diaria en MWh/h.

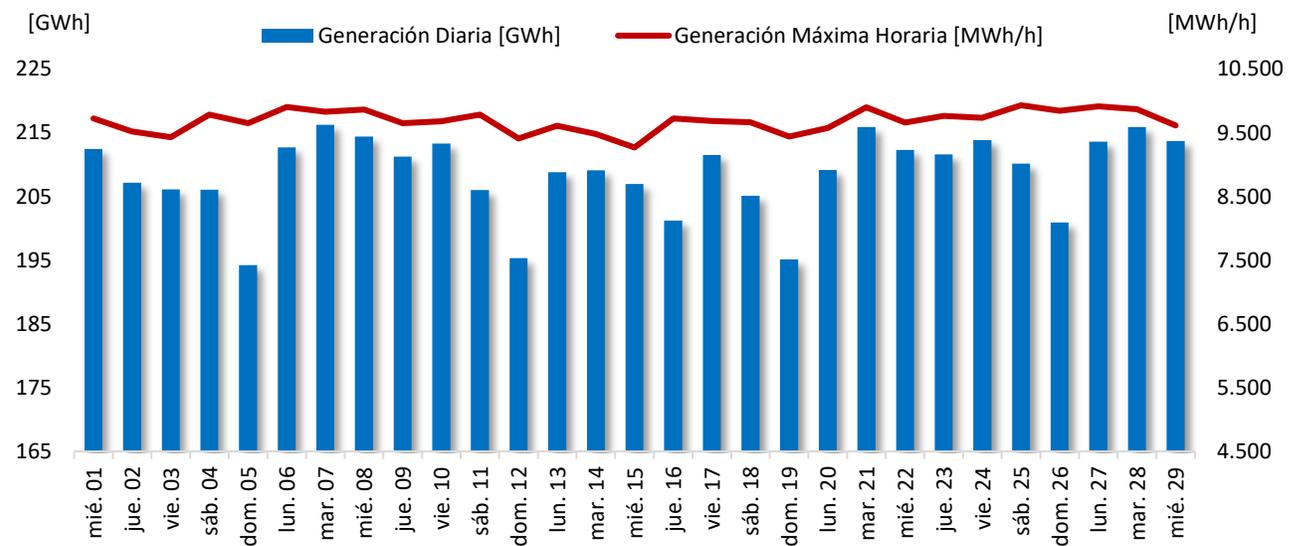


Figura 8: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN.

En la Figura 8 se presenta la generación bruta horaria máxima y mínima para el año 2020. Es importante destacar que generación bruta es igual a demanda bruta.

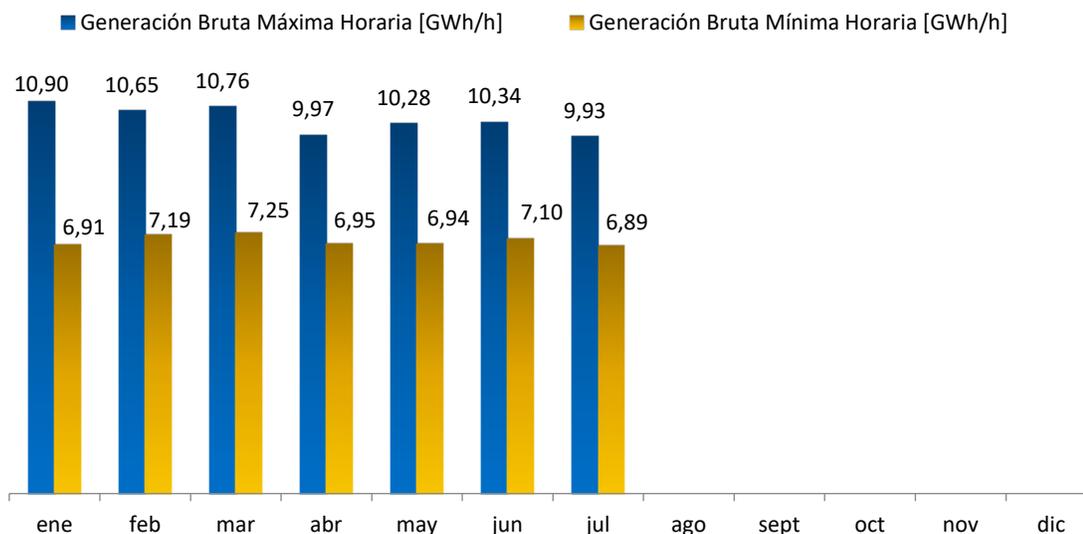


Figura 9: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2020.

3.3. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de julio alcanzan los 5.973,3 GWh, un 5,2% menor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2019, las que totalizaron 6.299,1 GWh. En la Figura 9 y Tabla 2 se presenta la evolución de las ventas de energía realizadas en el SEN, con un desgajado por tipo de cliente (Regulado y Libre) y su tasa de variación respecto a igual periodo del año anterior.

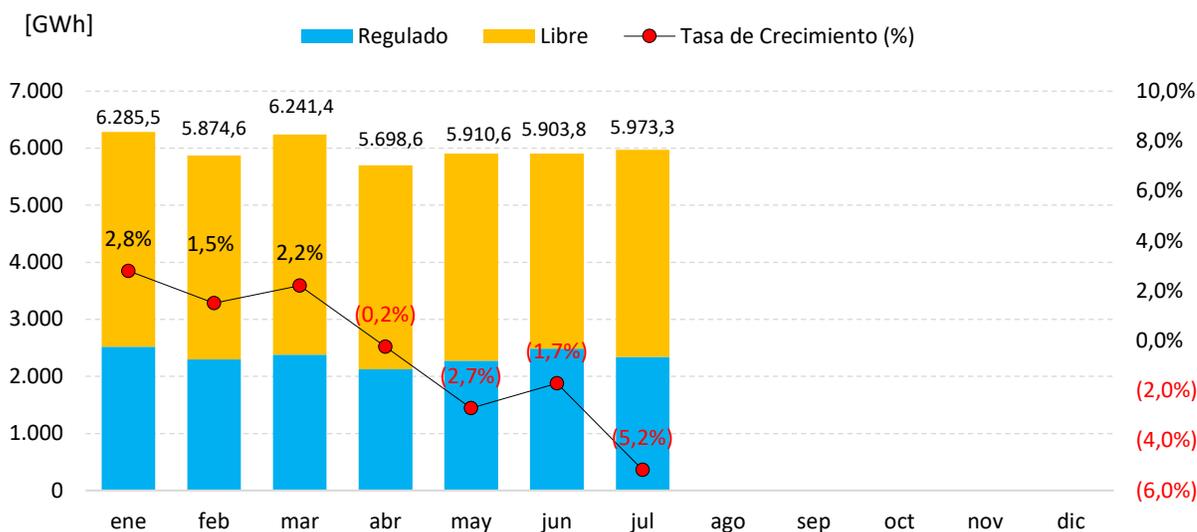


Figura 10: Variación mensual de las ventas de energía (julio estimado).

Tabla 2: Ventas de Energía anual*.

Mes	Ventas SEN 2019 [GWh]			Ventas SEN 2020 [GWh]			Tasa de Crecimiento (%)		
	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total
Enero	2.594,7	3.599,5	6.194,2	2.520,2	3.765,3	6.285,5	(2,9%)	7,0%	2,8%
Febrero	2.369,4	3.218,6	5.588,0	2.298,2	3.576,4	5.874,6	(6,3%)	7,3%	1,5%
Marzo	2.494,9	3.611,7	6.106,6	2.381,2	3.860,2	6.241,4	(4,6%)	6,9%	2,2%
Abril	2.312,4	3.399,2	5.711,9	2.123,7	3.574,9	5.698,6	(8,2%)	5,1%	(0,2%)
Mayo	2.495,3	3.574,2	6.069,6	2.277,2	3.628,6	5.905,8	(8,8%)	1,5%	(2,7%)
Junio	2.604,2	3.402,2	6.006,5	2.486,0	3.417,8	5.903,8	(4,5%)	0,5%	(1,7%)
Julio	2.694,6	3.605,0	6.299,6	2.342,5	3.630,7	5.973,3	(13,1%)	0,7%	(5,2%)
Agosto	2.523,2	3.596,0	6.119,2						
Septiembre	2.256,0	3.407,0	5.663,0						
Octubre	2.293,6	3.499,5	5.793,1						
Noviembre	2.255,5	3.581,7	5.837,2						
Diciembre	2.595,3	3.686,0	6.281,3						

* Datos estimados para julio 2020.

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 1.441,8 MWh. Por otra parte, la Figura 10 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.

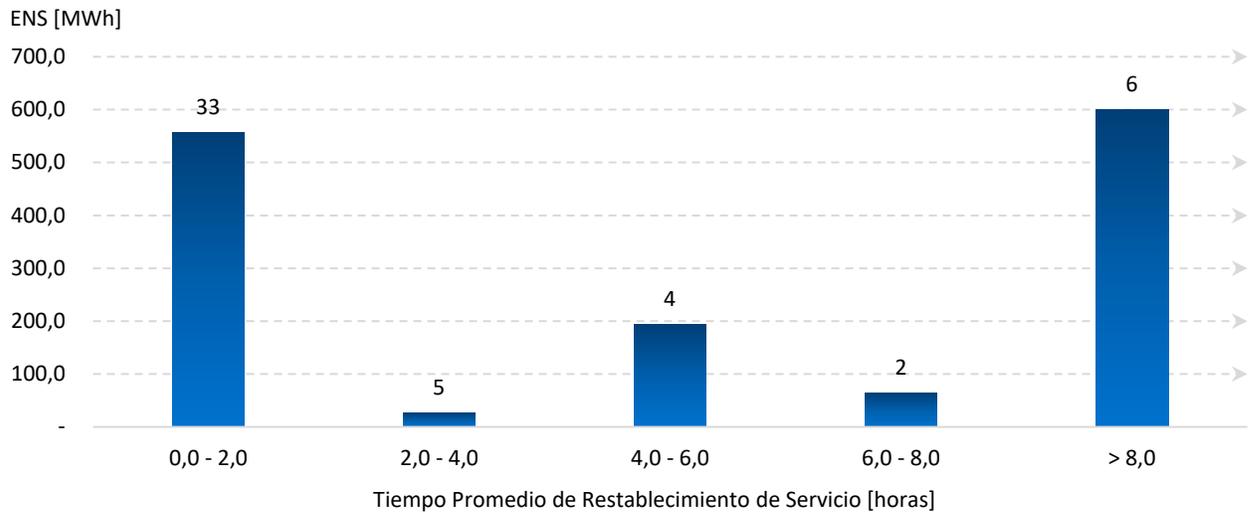


Figura 11: ENS según duración promedio de falla durante julio (resultados preliminares).

Tabla 3: Fallas SEN con mayor ENS.

Nº EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
265/2020	Falla en línea 66 kV Teno - Curicó	24-07-2020	05:31	9,7	206,6
234/2020	Falla en línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	08-07-2020	13:13	0,4	195,0
257/2020	Falla en línea 110 kV Mejillones - El Lince	16-07-2020	07:15	11,7	136,9
274/2020	Falla en línea 110 kV Maitencillo - Vallenar	30-07-2020	00:35	12,6	126,3

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

Nº EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
274/2020	Falla en línea 110 kV Maitencillo - Vallenar	30-07-2020	00:35	12,6	126,3
257/2020	Falla en línea 110 kV Mejillones - El Lince	16-07-2020	07:15	11,7	136,9
260/2020	Falla en línea 66 kV Tres Pinos - Lebu	17-07-2020	23:18	11,7	44,4
243/2020	Apertura del interruptor 52CT11 S/E Faenas Pangué	09-07-2020	23:32	10,6	15,3

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de julio 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 5: Variación cotas de embalse.

EMBALSE	Cota Final [msnm] Al 31/12/19	Cota Mínima Operacional	Cota Inicial [msnm] Al 01/07/20	Cota Final [msnm] Al 31/07/20	$\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Inicial	$\Delta \nabla$ Mts. Mín. Op vs Final	Variación final vs inicial [m]	Variación final vs inicial [%]
Embalse Rapel	102,69	100,50	102,11	100,82	1,6	0,3	(1,3)	(1,3%)
Laguna Maule	2.160,65	2.152,00	2.157,59	2.158,09	5,6	6,1	0,5	0,0%
Laguna Invernada	1.294,50	1.282,80	1.283,55	1.285,53	0,8	2,7	2,0	0,2%
Embalse Colbún	425,55	397,00	409,12	422,74	12,1	25,7	13,6	3,3%
Lago Laja	1.325,64	1.300,00	1.314,87	1.316,28	14,9	16,3	1,4	0,1%
Lago Chapo	238,68	222,00	234,54	236,04	12,5	14,0	1,5	0,6%
Embalse Ralco	719,72	692,00	696,33	705,66	4,3	13,7	9,3	1,3%

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 julio 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 6: Centrales SEN en etapa PES al mes de julio.

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
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	sábado 15/dic18	129,0
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
Marquesa Solar	Marquesa Solar SpA	PMGD Solar	lunes 30/dic19	3,0
Planta FV María Pinto	PFV María Pinto SpA	PMGD Solar	viernes 28/feb20	3,0
El Chucao	PFV El Chucao SpA	PMGD Solar	jueves 12/mar20	3,0
Parque Solar Villa Alegre	Parque Solar Villa Alegre SpA	PMGD Solar	lunes 30/mar20	9,0
PE Tolpán	Tolpán Sur SpA	Eólica	lunes 04/may20	79,8
Hidromocho	Hidromocho S.A.	Hidro Pasada	jueves 28/may20	15,0

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Filomena Solar	Cedars Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 15/jul20	3,0
PFV LAS TORTOLAS	PFV LAS TORTOLAS SPA	PMGD Solar	viernes 31/jul20	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 337,1 MW. La Figura 11 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

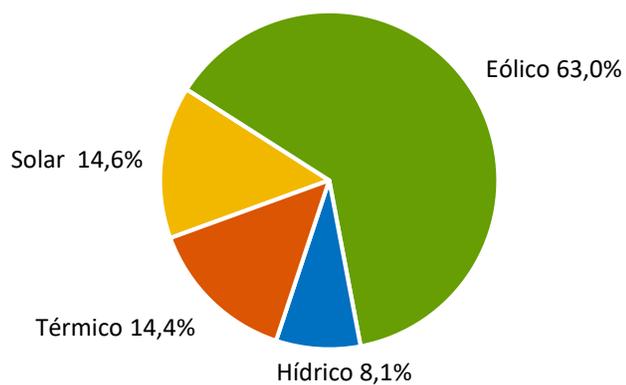


Figura 12: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 7 se presentan las centrales del SEN con fecha de entrega a la operación (EO) en el mes de julio de 2020.

Tabla 7: Centrales SEN entregadas a la operación del mes actual.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA EO	POTENCIA [MW]
Cocharcas	Fotovoltaica Alfa SpA	PMGD Solar	martes 07/jul20	2,8
Sol de Septiembre	Sol de Septiembre SpÁ	PMGD Solar	viernes 10/jul20	9,0
Granada	Granada SpA	PMGD Solar	sábado 11/jul20	9,0

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

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

Tabla 8: Instalaciones de transmisión durante el mes actual.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIOS
S/E Combarbalá	CGE	domingo 19/jul20	Energiza por primera vez el TR N°3 de 66/13.8 kV

6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

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

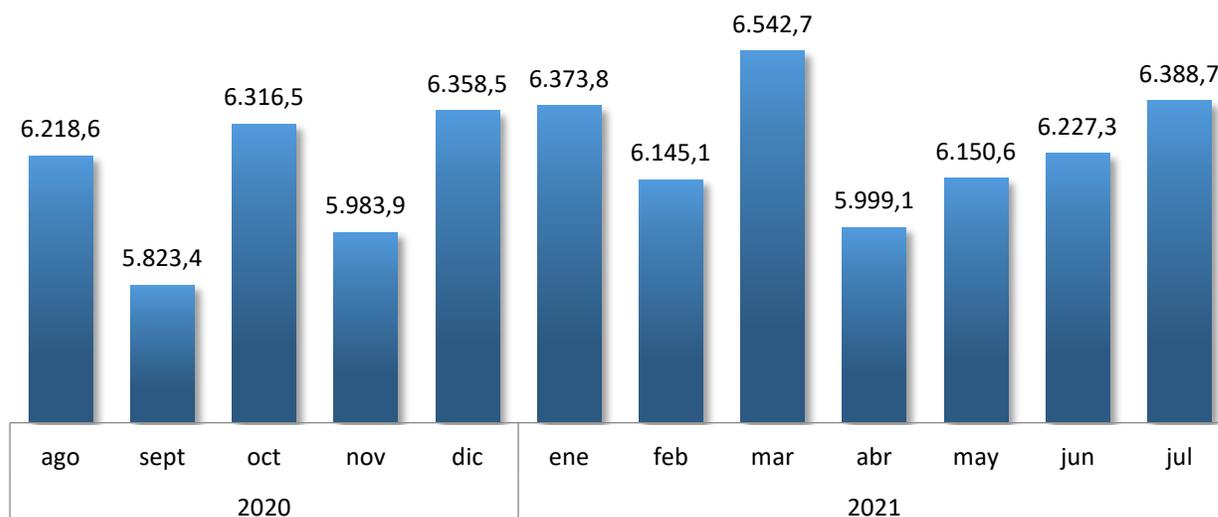


Figura 13: Ventas esperadas mensuales en GWh.

6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período agosto 2020 – julio 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 30 de julio.

6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período agosto 2020 – julio 2021, el cual considera:

- agosto 2020 – julio 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 13, Figura 14 y Figura 15 muestran el abastecimiento esperado para los escenarios mencionados anteriormente.

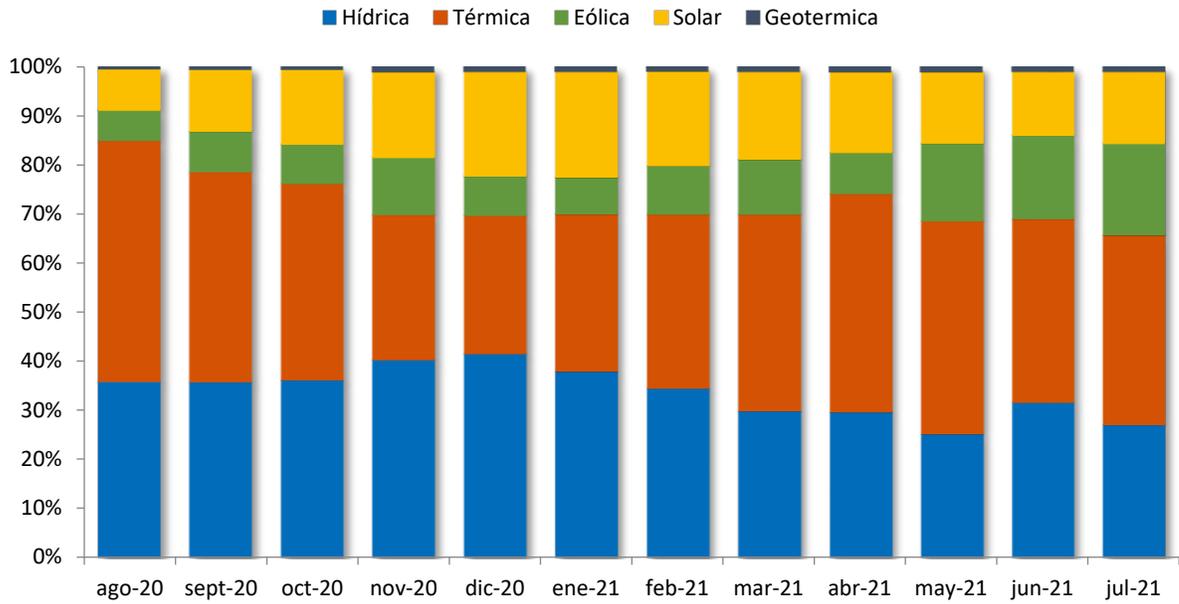


Figura 14: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

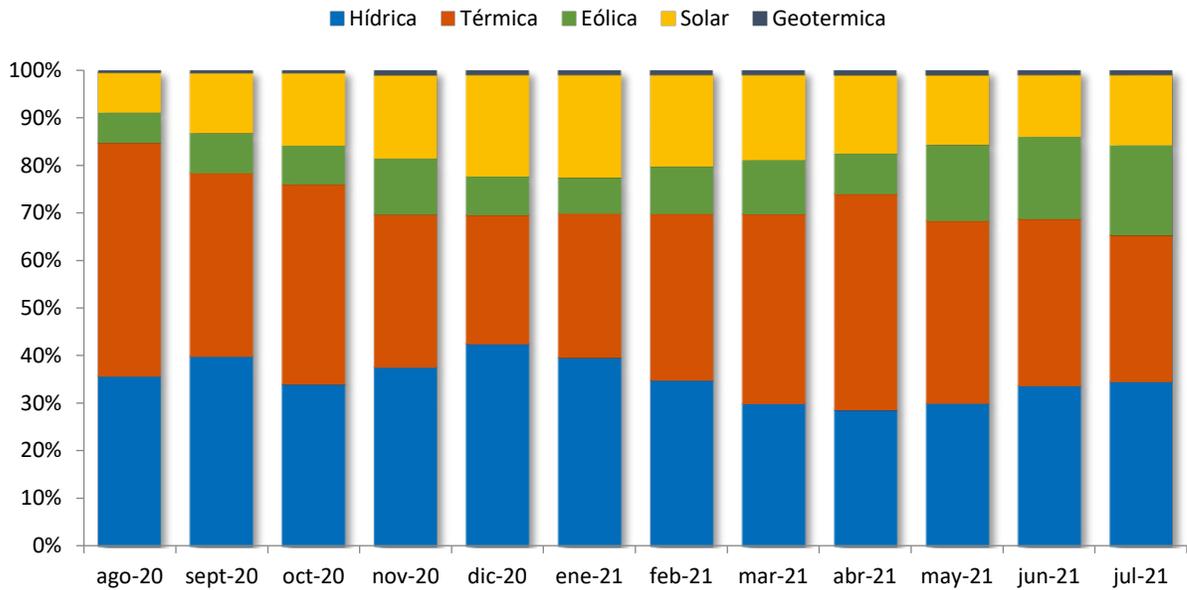


Figura 15: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

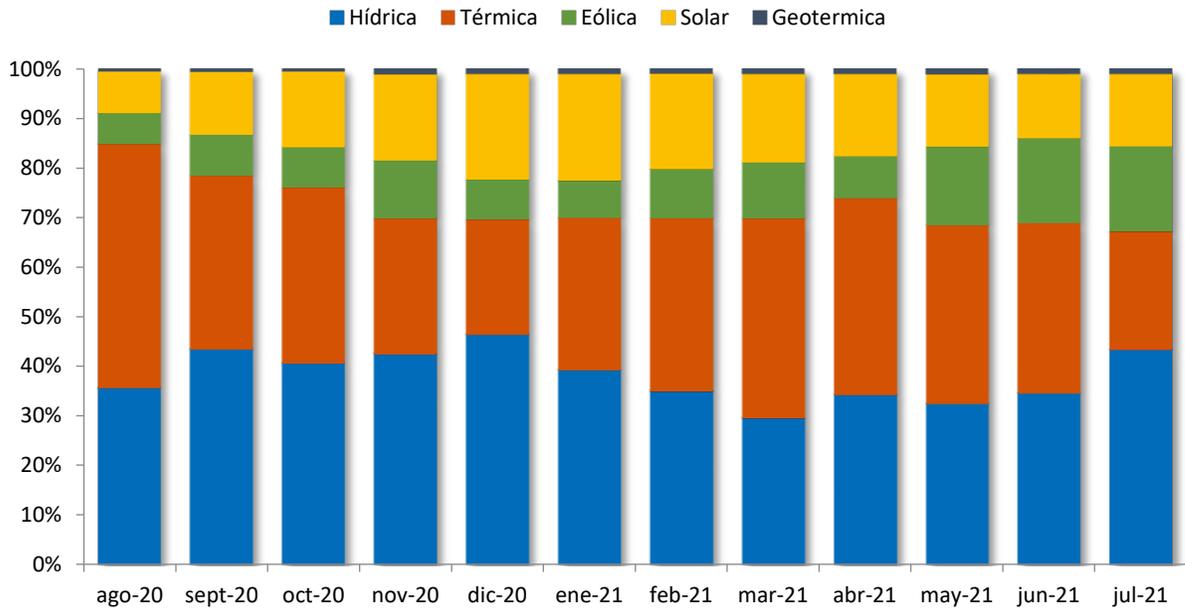


Figura 16: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

La Tabla 9 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses agosto 2020 – julio 2021.

Tabla 9: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	33,7%	35,1%	38,1%
Térmica	38,4%	37,0%	34,1%
Eólica	11,0%	11,0%	10,9%
Solar	16,1%	16,1%	16,1%
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 16, Figura 17, Figura 18 , Figura 19 y Figura 20.

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.

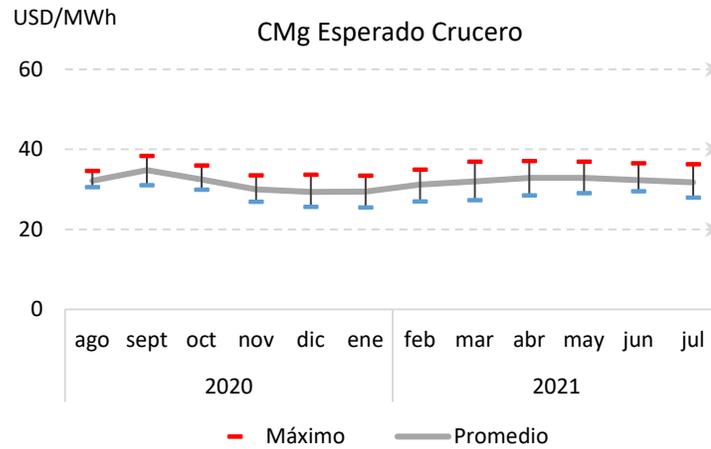


Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

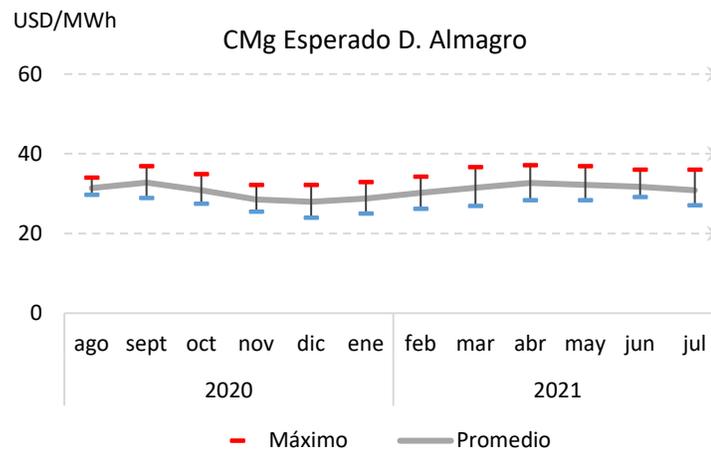


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

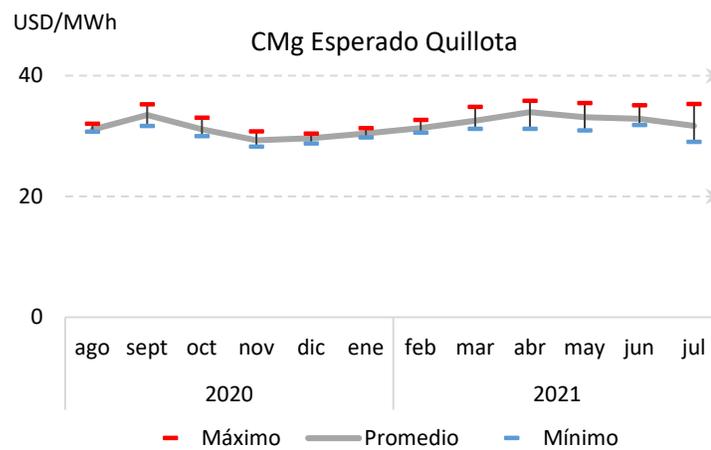


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

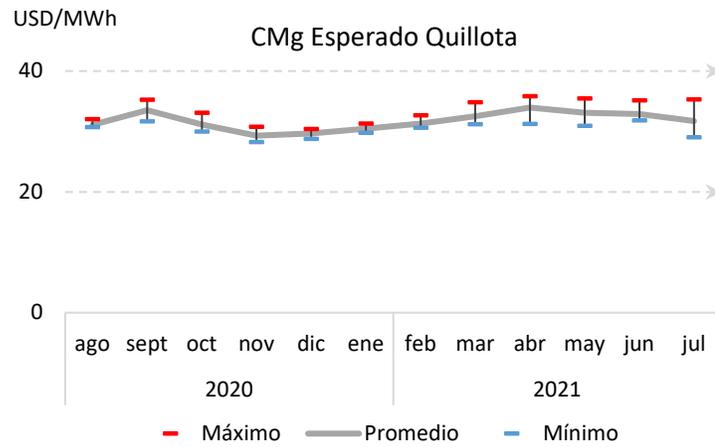


Figura 20: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

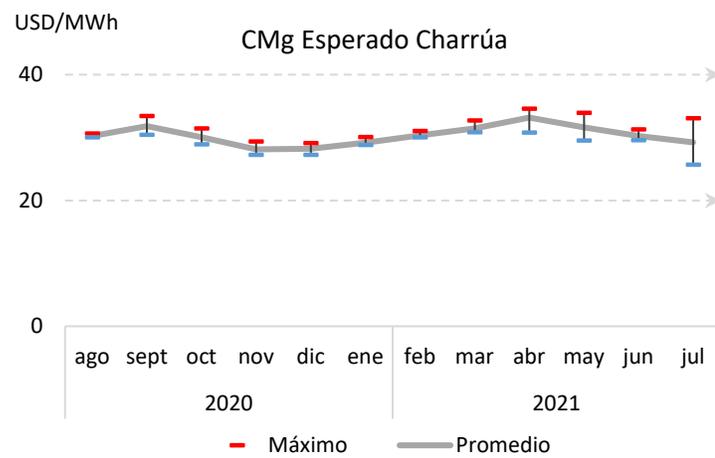


Figura 21: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

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 10: Costo racionamiento SEN julio - 2020.

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 los valores de costo medio de operación para una ventana de 12 meses.

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 – Costo combustibles.

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

Sección VII – Demanda del SEN.

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

Sección VIII – Reducciones ERNC.

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

Sección IX – Volumen Disponible de Gas Natural.

Volumen mensual disponible de gas natural para generación eléctrica por central.

Sección X – Ventas Esperadas SEN.

Proyección de ventas para los próximos 12 meses.

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

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

Sección XII – Costos Marginales Esperados.

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

Sección XIII – Programa de Mantenimiento.

Programa de mantenimiento del SEN.