

INFORME MENSUAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Junio 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 junio 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 | 48,3 | 48,4 | 50,0 | 52,2 | 53,0 | 51,3 | 49,1 |
| 2020 | 41,6 | 41,1 | 42,2 | 41,7 | 43,7 | 42,8 | 41,6 |
| $\Delta\%$ | (13,7%) | (15,2%) | (15,5%) | (20,2%) | (17,4%) | (16,7%) | (33,4%) |

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

| Generación | | jun-19 | jun-20 | $\Delta\%$ 2020 vs 2019 |
|------------|--------------|----------------|----------------|-------------------------|
| MWh/h | Máx. SEN | 10.701,0 | 10.336,1 | (3,4%) |
| | | Día 24 hora 17 | Día 22 Hora 15 | |
| | Mín. SEN | 7.188,1 | 7.101,7 | (1,2%) |
| | | Día 16 hora 6 | Día 29 Hora 6 | |
| GWh/día | Día máx. SEN | 230,8 | 223,3 | (3,3%) |
| | | jue 27/jun19 | jue 25/jun20 | |
| GWh/mes | SEN | 6.496,4 | 6.419,1 | (1,2%) |

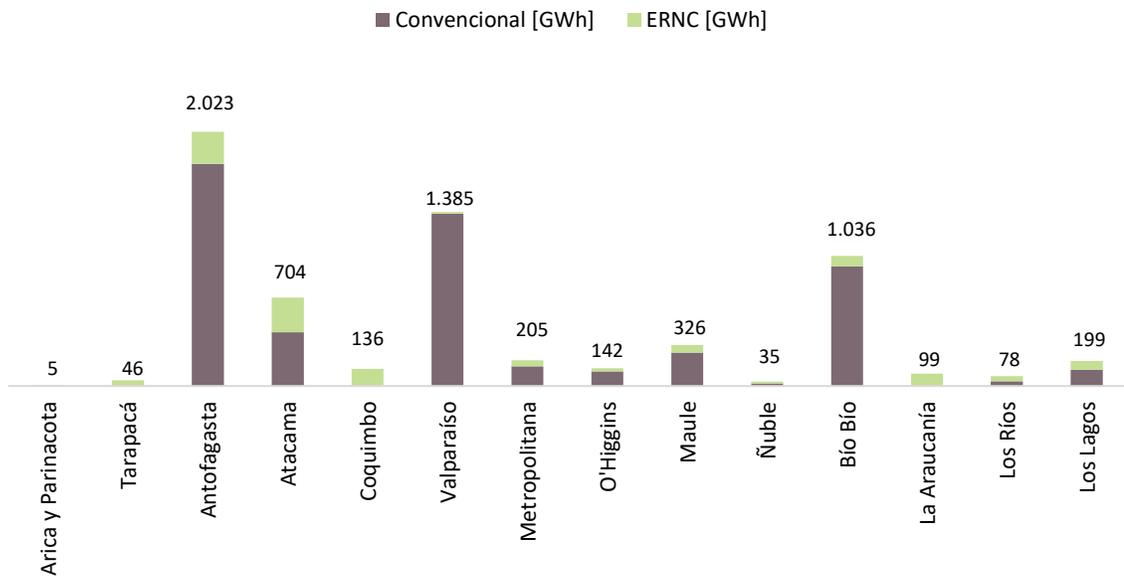
Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes, y su comparación con igual periodo del año anterior, se resume en el siguiente cuadro:

| SEN | Generación Bruta de Energía SEN | | | |
|------------|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | jun-19 [GWh] | jun-19 [%] | jun-20 [GWh] | jun-20 [%] |
| Hídrica | 1.621,2 | 25,0% | 1.188,3 | 18,5% |
| Térmica | 4.062,6 | 62,5% | 4.373,0 | 68,1% |
| Eólico | 439,7 | 6,8% | 461,1 | 7,2% |
| Solar | 355,2 | 5,5% | 375,2 | 5,8% |
| Geotérmica | 17,7 | 0,3% | 21,4 | 0,3% |

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 | 375,2 | 5,8% |
| Eólica | 461,1 | 7,2% |
| Geotérmica | 21,4 | 0,3% |
| Biogás | 15,7 | 0,2% |
| Biomasa | 141,9 | 2,2% |
| Carbón | 2.531,9 | 39,4% |
| Cogeneración | 9,1 | 0,1% |
| Gas Natural | 1.476,2 | 23,0% |
| Hidráulica Pasada | 676,3 | 10,5% |
| Hidráulica Embalse | 512,0 | 8,0% |
| Petróleo Diesel | 169,9 | 2,6% |
| Petcoke | 28,4 | 0,4% |
| Total | 6.419,1 | 100% |

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



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

| Ventas (GWh) | SEN | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|
| | may-19 [GWh] | may-20 [GWh] | $\Delta\%$ 2020 vs 2019 |
| Regulados | 2.604,1 | 2.293,0 | (11,9%) |
| Libres | 3.401,8 | 3.626,3 | 6,6% |
| Total | 6.006,0 | 5.919,4 | (1,4%) |

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr20 – mar21, al cierre del mes de junio, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 99% (año del tipo seco).

| | |
|---|----------|
| 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 | 3 |
| 2.3. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN | 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 | 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 junio de 2020.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a junio de 2020 alcanzó los 25.579,8 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).

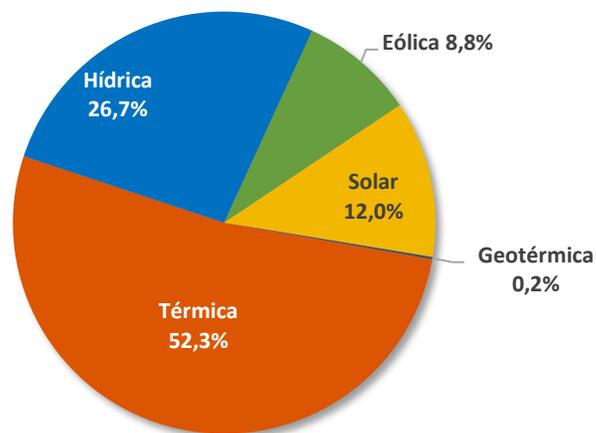


Figura 1: Capacidad instalada SEN

2. INDICADORES ECONÓMICOS

2.1. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNC)

De manera preliminar, durante el mes de junio no se registraron reducciones de Energías Renovables No Convencionales.

La reducción ERNC acumulada al cierre de junio alcanzó a 55 GWh, un 63% menor respecto de igual periodo del año 2019 (148 GWh).

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 2 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.

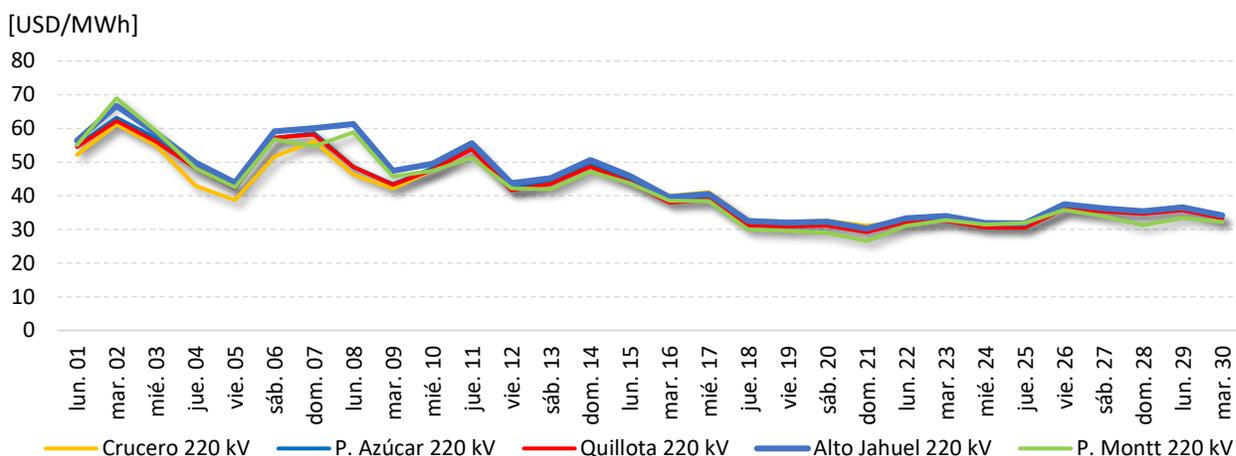


Figura 2: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN.

2.3. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación preliminar del mes de junio de 2020 en el SEN fue de 22,8 USD/MWh.

En la Figura 3 se presenta el costo medio de operación para la ventana de 12 meses. El detalle se incorpora en Anexo SEN.

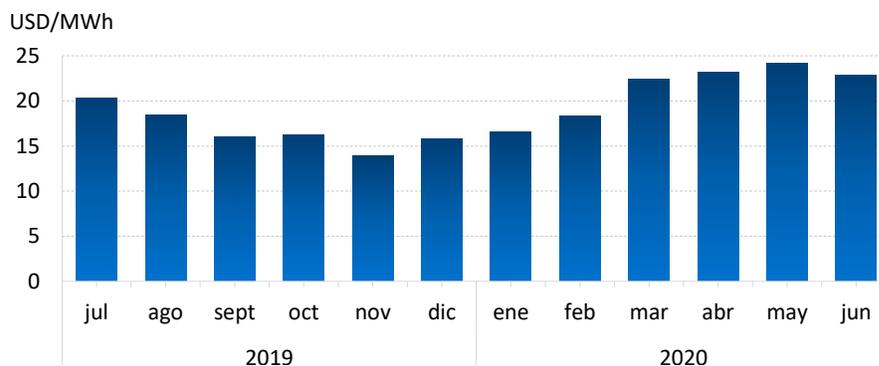


Figura 3: Costo Medio de Operación.

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes alcanzó 6.419,1 GWh, con una disminución del 6,4% 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.

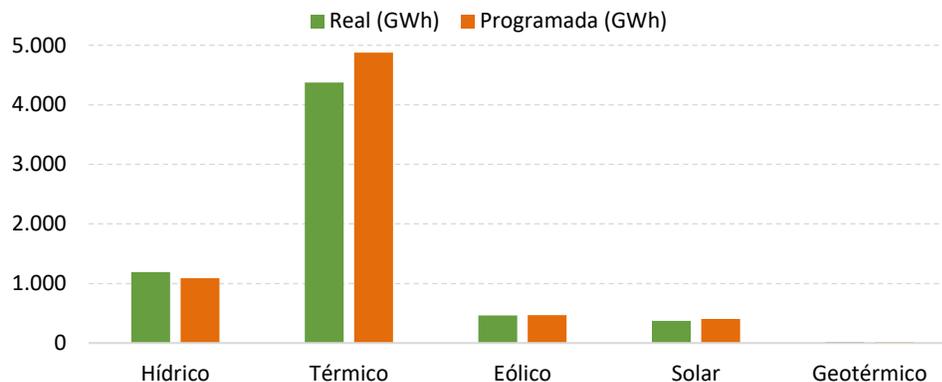


Figura 4: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.419,1 GWh de generación bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa una disminución de 1,2% respecto de la generación de energía registrada en similar mes del año 2019, la cual alcanzó los 6.496,4 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.

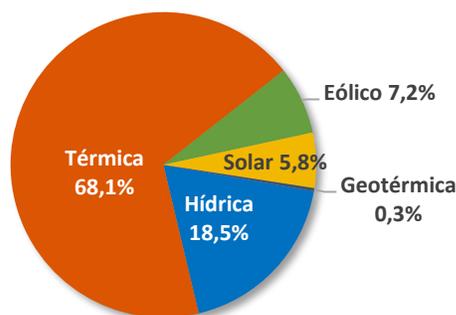


Figura 5: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

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 | jun-19 [GWh] | jun-20 [GWh] | $\Delta\%$ 2020 vs 2019 |
|-------------------------------------|----------------|---------------|-------------------------|
| Hídrico | 1.621,2 | 18,5% | (26,7%) |
| Térmico | 4.062,6 | 68,1% | 7,6% |
| Eólico | 439,7 | 7,2% | 4,9% |
| Solar | 355,2 | 5,8% | 5,6% |
| Geotérmico | 17,7 | 0,3% | 20,7% |
| Total | 6.496,4 | 100,0% | (1,2%) |

La generación bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 10.336,1 MWh/h, y tuvo lugar el lunes 22, siendo un 3,4% menor a la máxima generación registrada en junio de 2019, la cual alcanzó los 10.701,0 MWh/h. Por otro lado, la generación mínima horaria, registrada el lunes 29, alcanzó los 7.101,7 MWh/h, siendo un 1,2% menor que la mínima generación registrada en junio 2019, la que alcanzó 7.188,1 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.

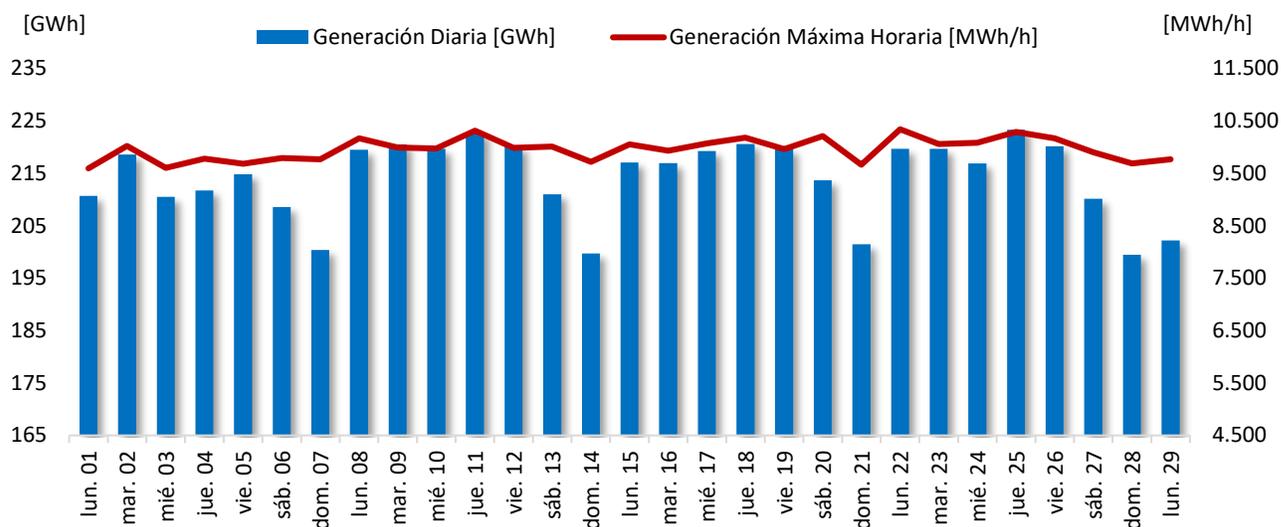


Figura 6: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN.

En la Figura 7 se presenta la generación bruta horaria máxima y mínima para el año 2020. Es importante destacar que generación bruta es igual a demanda bruta.

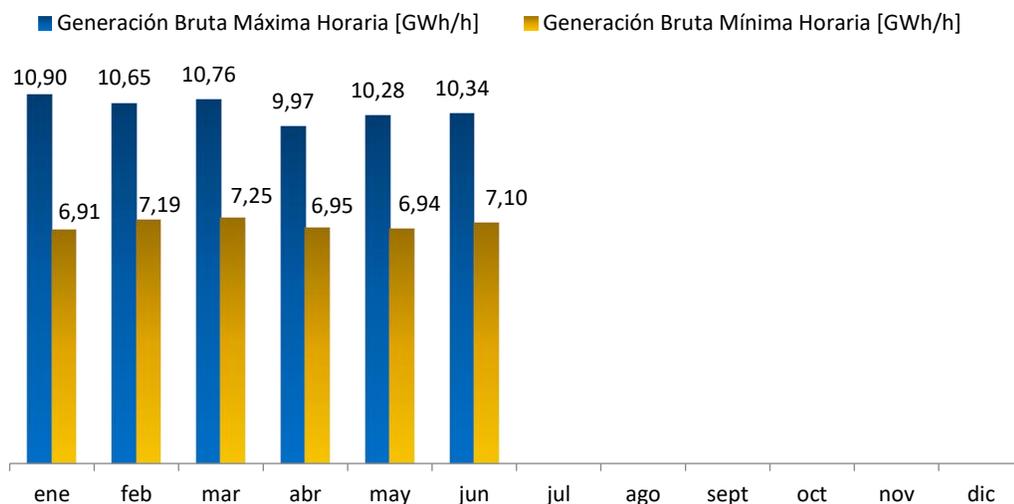


Figura 7: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2020.

3.3. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de junio alcanzan los 5.919,4 GWh, un 1,4% menor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2019, las que totalizaron 6.006,0 GWh. En la Figura 8 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.

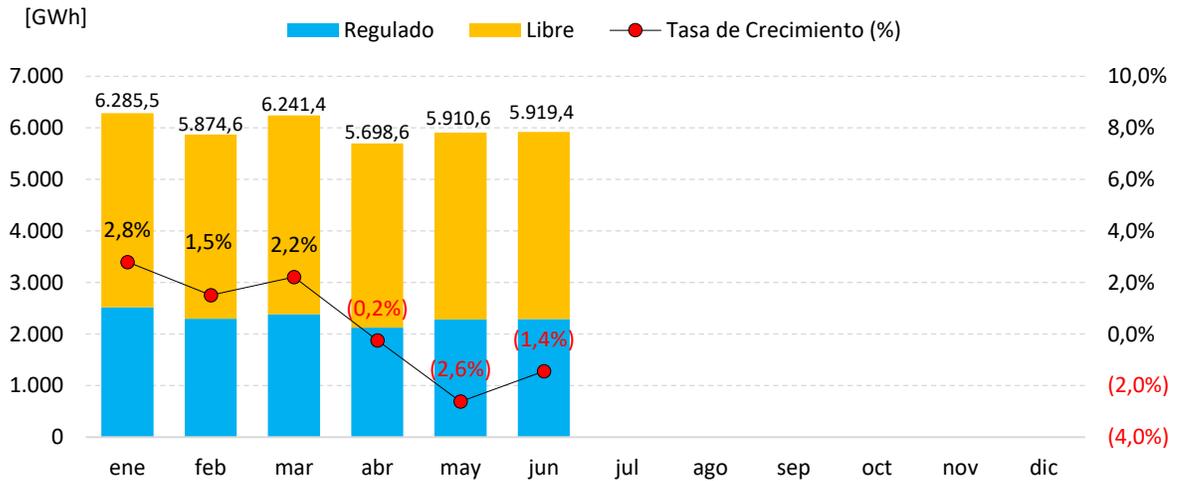


Figura 8: Variación mensual de las ventas de energía (mayo y junio estimado).

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 | 2.288,4 | 3.622,1 | 5.910,6 | (8,3%) | 1,4% | (2,6%) |
| Junio | 2.604,2 | 3.402,2 | 6.006,5 | 2.293,0 | 3.626,3 | 5.919,4 | (11,9%) | 6,6% | (1,4%) |
| Julio | 2.694,6 | 3.605,0 | 6.299,6 | | | | | | |
| 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 mayo y junio 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 1.298,5 MWh. Por otra parte, la Figura 9 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.

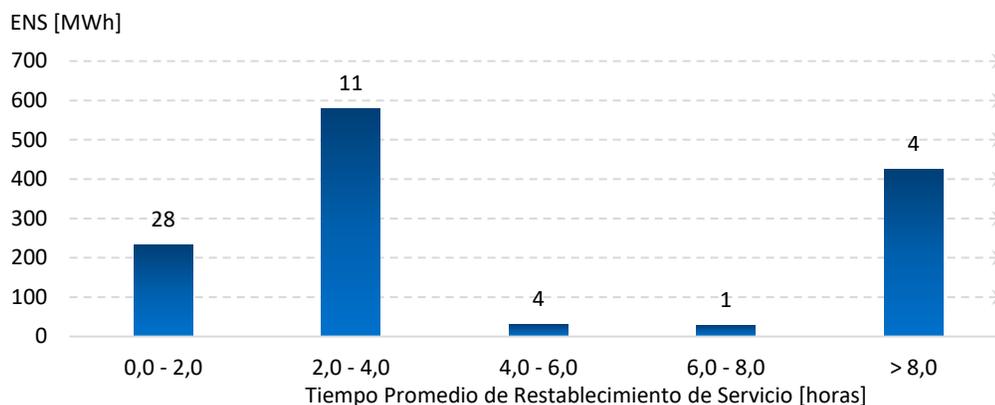


Figura 9: ENS según duración promedio de falla durante abril (resultados preliminares).

Tabla 3: Fallas SEN con mayor ENS.

| Nº EAF | Falla | Fecha de falla | Hora de falla | TRS [Horas] | ENS [MWh] |
|----------|--|----------------|---------------|-------------|-----------|
| 185/2020 | Desconexión forzada de línea 2x110 Minero - El Cobre | 03-06-2020 | 03:55 | 2,8 | 232,3 |
| 208/2020 | Transformador N°4 110/12 kV de S/E Maitenes | 13-06-2020 | 07:52 | 74,6 | 186,5 |
| 180/2020 | Falla en línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca | 01-06-2020 | 05:11 | 12,2 | 158,4 |
| 197/2020 | Falla en línea 66 kV Andalicán - El Manco | 10-06-2020 | 22:59 | 3,9 | 116,5 |

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] |
|----------|--|----------------|---------------|-------------|-----------|
| 208/2020 | Transformador N°4 110/12 kV de S/E Maitenes | 13-06-2020 | 07:52 | 74,6 | 186,5 |
| 211/2020 | Falla en línea 66 kV Picarte - Corral | 15-06-2020 | 20:57 | 21,2 | 21,2 |
| 180/2020 | Falla en línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca | 01-06-2020 | 05:11 | 12,2 | 158,4 |
| 203/2020 | Falla en línea 66 kV Angol - Collipulli | 11-06-2020 | 18:36 | 11,1 | 60,1 |

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de junio 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 01/06/20 | Cota Final [msnm] Al 30/06/20 | $\Delta \nabla$ 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 | 100,57 | 102,11 | 0,1 | 1,6 | 1,5 | 1,5% |
| Laguna Maule | 2.160,65 | 2.152,00 | 2.156,95 | 2.157,59 | 4,9 | 5,6 | 0,6 | 0,0% |
| Laguna Invernada | 1.294,50 | 1.282,80 | 1.283,47 | 1.283,55 | 0,7 | 0,8 | 0,1 | 0,0% |
| Embalse Colbún | 425,55 | 397,00 | 405,79 | 409,12 | 8,8 | 12,1 | 3,3 | 0,8% |
| Lago Laja | 1.325,64 | 1.300,00 | 1.314,73 | 1.314,87 | 14,7 | 14,9 | 0,1 | 0,0% |
| Lago Chapo | 238,68 | 222,00 | 233,11 | 234,54 | 11,1 | 12,5 | 1,4 | 0,6% |
| Embalse Ralco | 719,72 | 692,00 | 692,06 | 696,33 | 0,1 | 4,3 | 4,3 | 0,6% |

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 junio 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 junio.

| 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 |
| PE Sarco | AELA Eólica Sarco SpA | Eólica | jueves 28/mar19 | 170,0 |
| 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 |

| CENTRAL | PROPIETARIO | TIPO | FECHA (DESDE) | POTENCIA [MW] |
|----------------|--------------------|--------------|------------------|---------------|
| Hidromocho | Hidromocho S.A. | Hidro Pasada | jueves 28/may20 | 15,0 |
| Los Portones | Los Portones S.A. | PMGD Hídrico | lunes 08/jun20 | 1,0 |
| FV Argomedo | GR Guindo SpA | PMGD Solar | jueves 18/jun20 | 8,0 |
| Litre Solar II | Diana Solar SpA | PMGD Solar | viernes 19/jun20 | 9,0 |
| Trebal Solar | El Roble Solar SpA | PMGD Solar | viernes 26/jun20 | 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 531,1 MW. La Figura 10 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

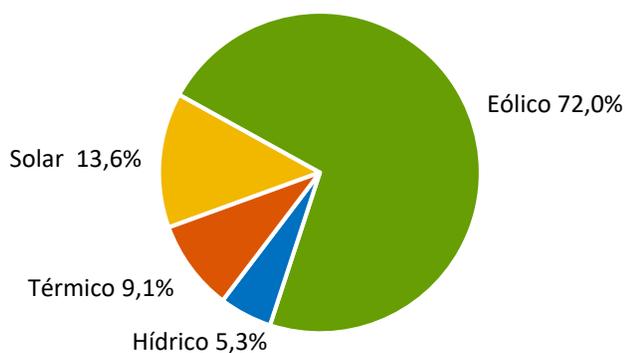


Figura 10: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

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 junio de 2020.

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

| CENTRAL | PROPIETARIO | TIPO | FECHA EO | POTENCIA [MW] |
|------------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| Covadonga | Chungungo Solar SpA | PMGD Solar | miércoles 10/jun20 | 9,0 |
| Parque FV Santa Amelia | Betel SpA | PMGD Solar | jueves 11/jun20 | 3,0 |
| Palmar U1 y U2 | Hidropalmar S.A. | PMG Hídrico pasada | martes 16/jun20 | 8,2 |
| Correntoso | Hidropalmar S.A. | Hidro Pasada | martes 16/jun20 | 8,5 |
| PE La Flor | Vientos de Renaico SpA | Eólica | martes 16/jun20 | 32,4 |
| El Arbol | Empresa Eléctrica El Arbol SpA | PMGD Eólica | miércoles 24/jun20 | 9,0 |
| PE Maitén | Parque Eólico el Maitén SpA | PMG Eólico | viernes 26/jun20 | 9,0 |
| Granja Solar | Maria Elena Sola S.A. | Solar | martes 30/jun20 | 105,0 |

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

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

Tabla 8: Instalaciones de transmisión durante junio.

| INSTALACIÓN | PROPIETARIO | FECHA | COMENTARIOS |
|--|-----------------------|------------------|---|
| S/E Los Ángeles | CGE | domingo 07/jun20 | Paño A1 de línea de 154 Charrúa - Los Ángeles. |
| S/E Santa Luisa | CGE | domingo 07/jun20 | Paño A2 de línea de 154 kV Santa Luisa - Los Ángeles. |
| S/E GIS Melipulli | STS | viernes 12/jun20 | Paño JS y barra 2 de 220 kV. |
| S/E Frontera | Transelec | viernes 12/jun20 | Paño 52J4 y Barra 1 de 220 kV |
| LT 220 kV C. PFV EL Romero - Don Héctor. | Acciona Energía Chile | domingo 14/jun20 | Primera Energización |
| S/E Don Hector | Acciona Energía Chile | domingo 14/jun20 | Paño J3 de línea de 220 kV El Romero. |
| S/E Cabo Leones | Enorchile | viernes 19/jun20 | Primera energización del interruptor JT2 Transformador PE Cabo Leones III de 220/33 kV de 170 MVA |

6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 11 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses, considerando un escenario de hidrología seca.

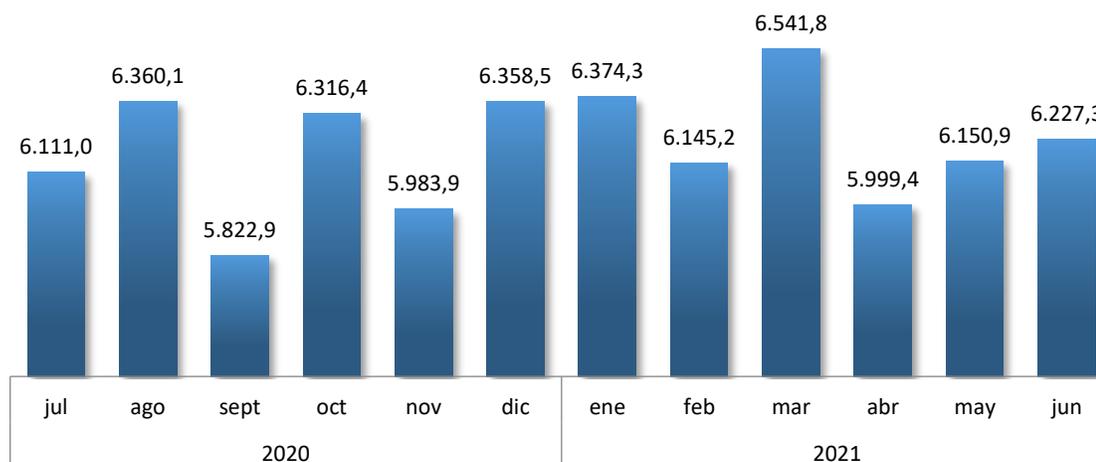


Figura 11: Ventas esperadas mensuales en GWh.

6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período julio 2020 – junio 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 26 de junio.

6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

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

- julio 2020 – junio 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 12, Figura 13 y Figura 14 muestran el abastecimiento esperado para los escenarios mencionados anteriormente.

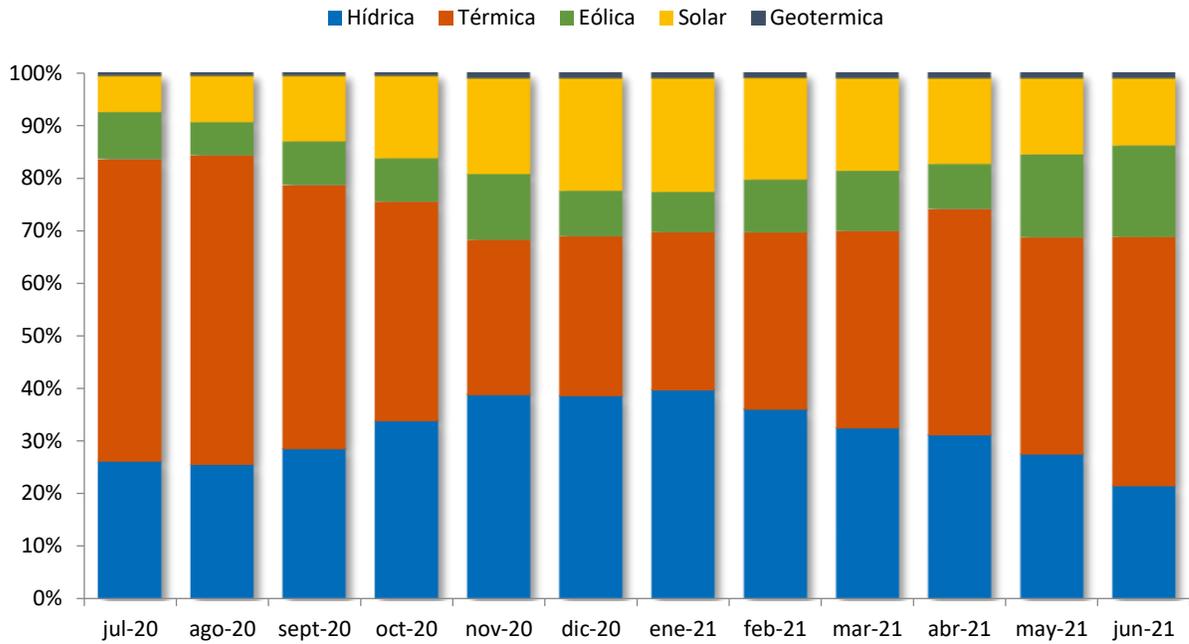


Figura 12: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

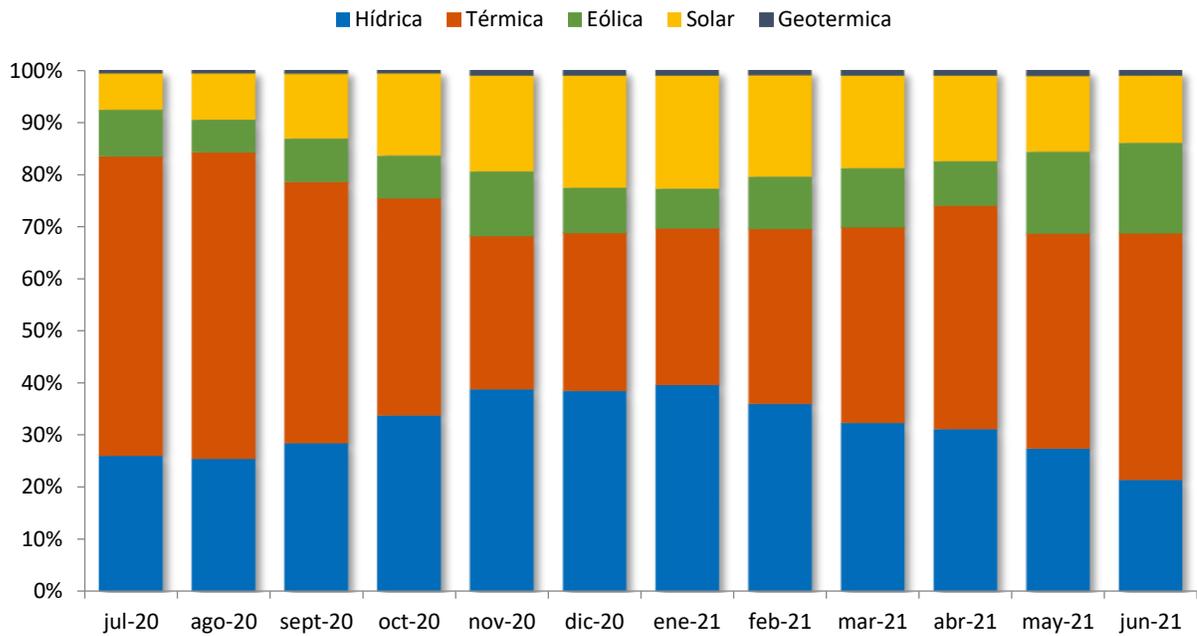


Figura 13: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

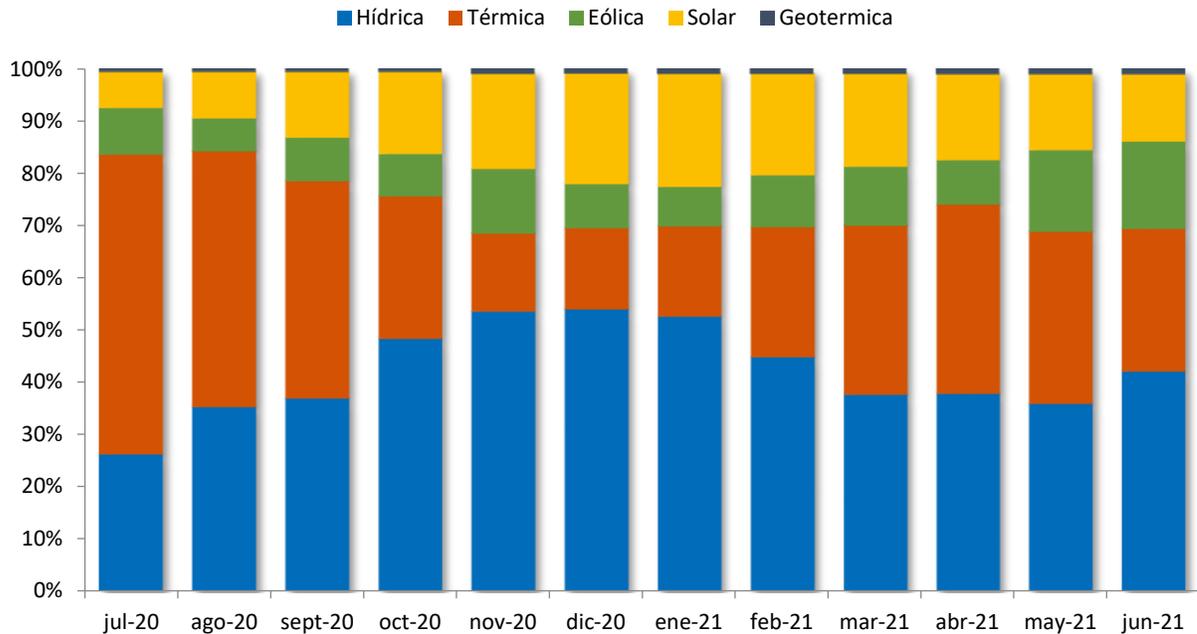


Figura 14: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

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

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

| Aporte Promedio Ventana 12 Meses | Tipo de Hidrología | | |
|----------------------------------|--------------------|-------|--------|
| | Seca | Media | Húmeda |
| Hídrica | 31,6% | 31,6% | 42,0% |
| Térmica | 41,7% | 41,7% | 31,4% |
| Eólica | 10,3% | 10,3% | 10,2% |
| Solar | 15,6% | 15,6% | 15,6% |
| Geotérmica | 0,8% | 0,8% | 0,7% |

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 15, Figura 16, Figura 17, Figura 18 y Figura 19.

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.

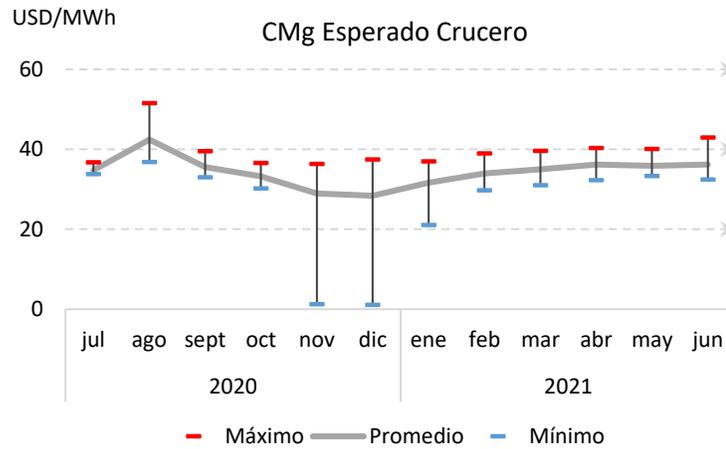


Figura 15: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

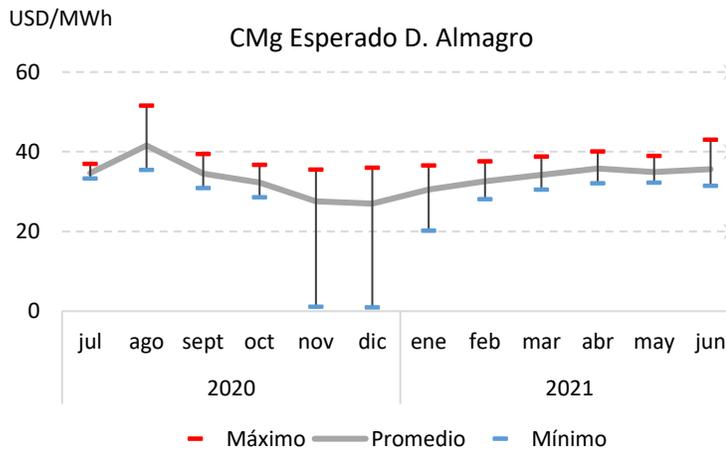


Figura 16: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

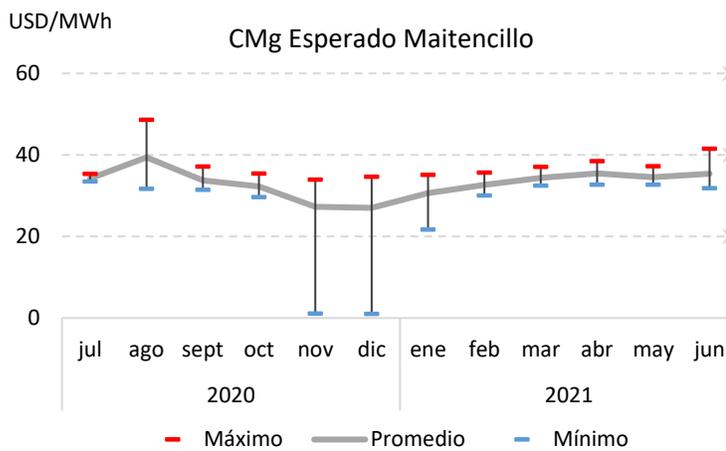


Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

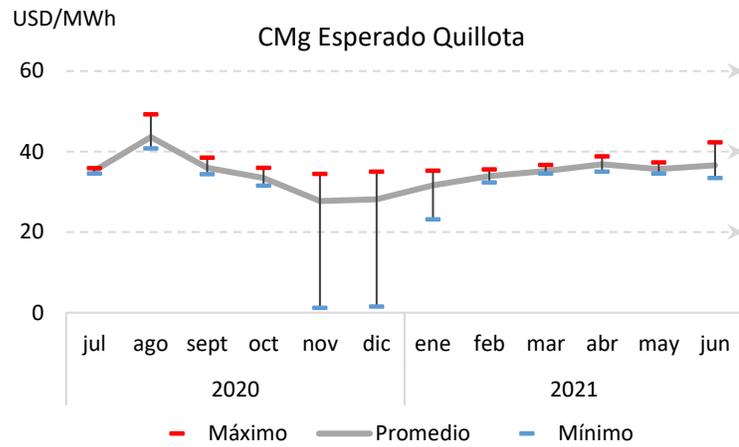


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

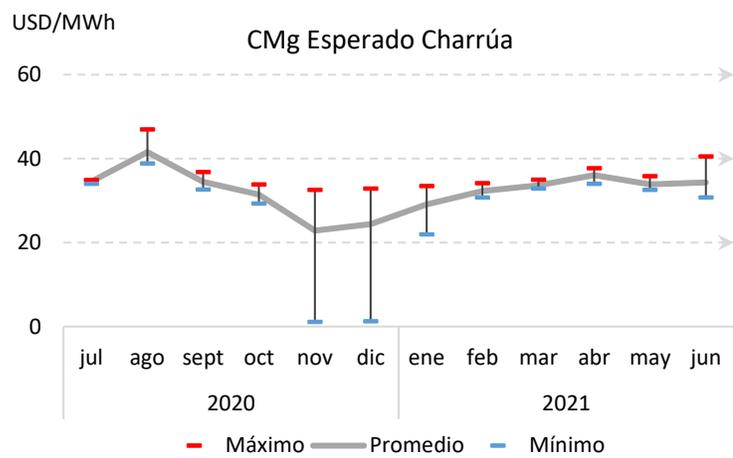


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

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 junio - 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.