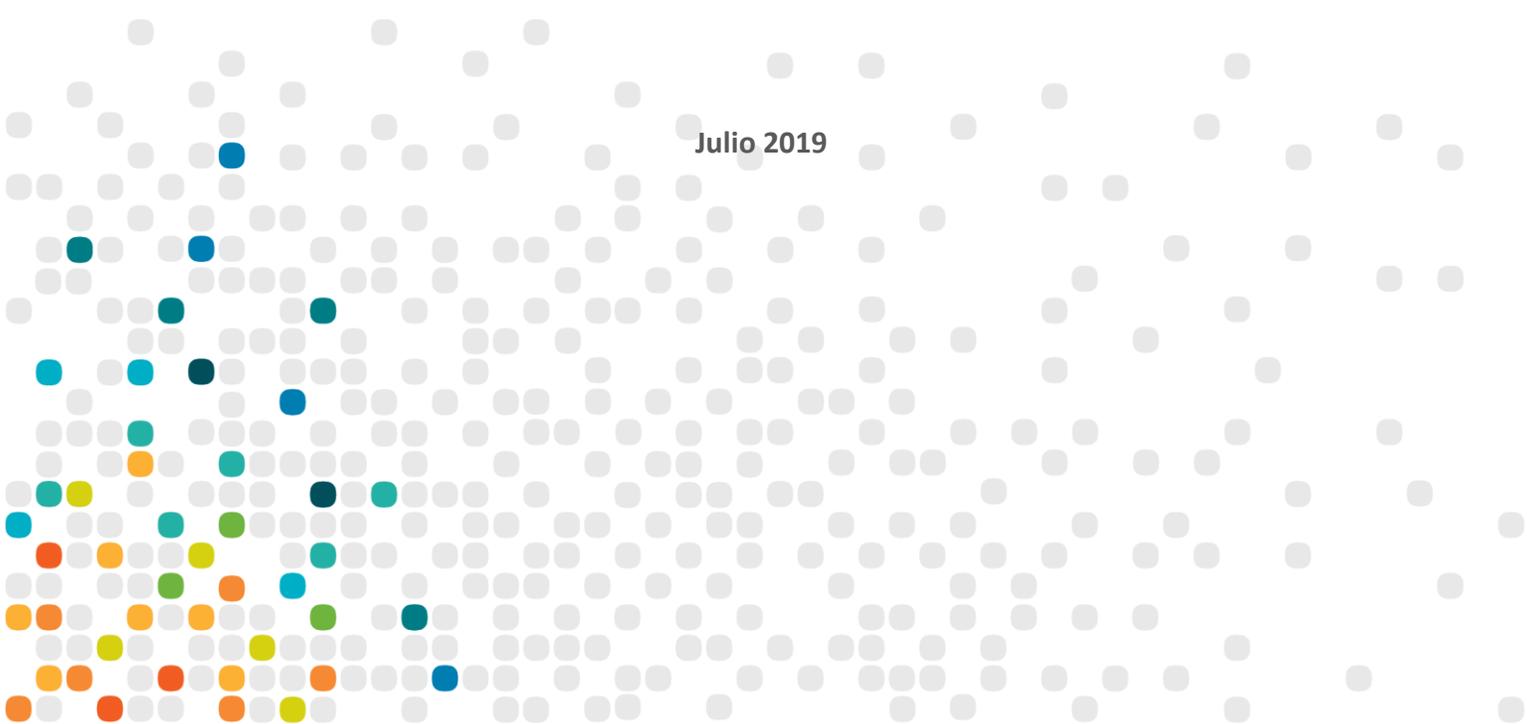


INFORME GO-SEN N° 16/2019  
PROGRAMA DE GENERACIÓN DE 12 MESES  
PERÍODO JULIO 2019 – JUNIO 2020

---

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Julio 2019



### **Programa de Generación de 12 meses período julio 2019 – junio 2020**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	09-07-2019	Informe final	Felipe Valdés González	Ernesto Huber Sergio Díaz Juan M. Donoso

## TABLA DE CONTENIDO

<b>TABLA DE CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>2 ANTECEDENTES</b> .....	<b>3</b>
<b>3 RESULTADOS</b> .....	<b>8</b>
<b>4 COMENTARIOS FINALES</b> .....	<b>20</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

El presente informe resume los antecedentes y los resultados del proceso de planificación de la operación para los próximos 12 meses del Sistema Eléctrico Nacional.

Este programa mensual de generación tiene por objetivo estudiar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante 12 meses, bajo diferentes condiciones hidrológicas. En particular se presentan los resultados de energía generada por tipo de aporte, las trayectorias de cotas de los embalses, la energía embalsada y los costos marginales de energía en las SS/EE Crucero, Diego de Almagro, Maitencillo, Quillota, y Charrúa. Para los costos marginales de energía se muestran resultados hasta junio de 2020, para días de trabajo típicos.

## 2 ANTECEDENTES

A continuación, se detallan los antecedentes empleados en el proceso:

a) Tres escenarios hidrológicos: Hidrología media, hidrología seca e hidrología húmeda. En el caso de hidrología media se considera un año con 50% de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluente del año hidrológico 1969-1970. Para la hidrología seca se considera un año con 90% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año hidrológico 2007-2008. Para la hidrología húmeda se considera un año con 20% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año 1986-1987. Los datos corresponden a la estadística de caudales de los últimos 58 años utilizados en el proceso de planificación de la operación semanal. Adicionalmente, para julio-2019 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los datos entregados por el Sistema de Pronóstico de Caudales.

b) La programación de 12 meses se ejecuta en etapas semanales, es decir se consideran 48 etapas para el año estudiado.

c) El modelo aplicado corresponde al utilizado en el proceso de programación semanal denominado PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal, y se definen 5 bloques de consumo por semana. Como resultado de lo anterior se obtienen 240 (48x5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.

d) Los consumos mensuales en barras utilizados son estimados de acuerdo a pronósticos de ventas de energía disponibles a la fecha del programa. Los consumos semanales y diarios en barras son estimados sobre la base de factores históricos de acuerdo a la semana y tipo de día.

e) La demanda por barra es obtenida a partir de los consumos diarios y de la distribución topológica de éstos. La distribución de demanda entre las diversas barras se estima sobre la base de antecedentes históricos.

f) Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión, los costos de combustibles y las capacidades de transmisión corresponden a los datos utilizados en los procesos de planificación de la operación.

g) Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes al 1 de julio de 2019:

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1318.53
Embalse Colbún	408.89
Laguna del Maule	2160.75
Embalse Ralco	700.64
Lago Chapo	231.03
Lago Rapel	101.40
Laguna La Invernada	1303.31

Tabla 1.- Cotas iniciales.

h) La disponibilidad de Gas Natural utilizada corresponde a la informada por las empresas según la Norma Técnica de GNL, y se detalla en la siguiente tabla:

Disponibilidad Mensual GNL Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
jul-19	100%	37%	59%	3%	0%
ago-19	88%	0%	46%	0%	0%
sept-19	88%	0%	37%	0%	0%
oct-19	32%	43%	31%	0%	0%
nov-19	0%	80%	28%	0%	0%
dic-19	47%	22%	29%	0%	0%
ene-20	68%	0%	68%	0%	0%
feb-20	70%	0%	87%	0%	0%
mar-20	68%	0%	82%	0%	0%
abr-20	78%	12%	86%	0%	0%
may-20	96%	23%	52%	0%	0%
jun-20	54%	0%	59%	0%	0%

Tabla 2.- Disponibilidad de GNL y GNA Zona Norte SEN.

**Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Sur SEN**

Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
jul-19	77%	96%	61%	88%	11%	100%	96%	19%
ago-19	4%	10%	26%	47%	10%	1%	0%	0%
sept-19	33%	74%	0%	0%	0%	11%	2%	0%
oct-19	9%	3%	0%	0%	0%	11%	0%	0%
nov-19	0%	7%	0%	0%	0%	11%	0%	0%
dic-19	0%	6%	0%	2%	0%	11%	0%	0%
ene-20	97%	97%	0%	77%	0%	11%	70%	0%
feb-20	100%	100%	0%	79%	0%	11%	73%	0%
mar-20	100%	100%	0%	83%	0%	9%	73%	0%
abr-20	100%	100%	6%	78%	0%	9%	73%	26%
may-20	23%	100%	0%	5%	0%	11%	100%	0%
jun-20	100%	100%	0%	0%	0%	11%	73%	0%

**Tabla 3.- Disponibilidad de GNL y GNA Zona Sur SEN.**

i) Este informe considera las siguientes fechas de puesta en servicio de centrales.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Las Perdices	Solar	01-08-2019	3.0	Talca066
Pilar Los Amarillos	Solar	01-08-2019	3.0	DAlmagro110
Cumbres	Hidráulica	01-08-2019	14.9	Rahue220
Las Codornices	Solar	01-08-2019	3.0	Parral154
Solar Cintac	Solar	01-08-2019	2.5	Chena110
Aconcagua	Térmica	01-08-2019	40.6	Torquemada110
Sarco	Eólica	01-08-2019	168.8	Maitencil220
Hidropalmar	Hidráulica	01-08-2019	13.0	Rahue220
El Manzano	Solar	01-08-2019	2.4	Graneros066
Teno Gas50 GNL	Térmica	01-08-2019	46.6	Teno154
Teno Gas50 GLP	Térmica	01-08-2019	40.0	Teno154
Cabildo	Solar	01-08-2019	3.0	Polpaico220
Solar Esperanza 2	Solar	01-08-2019	9.0	Rapel220
San Gabriel	Eólica	01-08-2019	183.0	Mulchen220
Lo Sierra	Solar	01-08-2019	3.0	AMelipill220
RLA	Solar	01-08-2019	2.7	AMelipill220
La Flor	Eólica	01-08-2019	32.4	Concepcio154
El Maitén	Eólica	01-08-2019	9.0	Chillan154
El Brinco	Hidráulica	01-08-2019	0.2	Mulchen220
Solar Ariztía	Solar	01-08-2019	2.8	Nogales220
Solar Calle Larga	Solar	01-08-2019	3.0	Polpaico220
Solar Vituco 2B	Solar	01-08-2019	3.0	Malloa154
Solar Población	Solar	01-08-2019	3.0	Rapel220
Eólica El Arrebol	Eólica	01-08-2019	9.0	Horcones066
Los Guindos TG2	Térmica	01-08-2019	131.9	Charrua220
Bifurcada	Hidráulica	01-08-2019	0.2	Mulchen220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Laurel	Solar	01-08-2019	7.5	AMelipill220
Solar Crucero	Solar	01-08-2019	2.8	Rapel220
Solar Ranguil	Solar	01-08-2019	2.8	Itahue154
Eólica El Nogal	Eólica	01-08-2019	9.0	Mulchen220
Cipresillos	Hidráulica	01-08-2019	9.0	Sauzal110_BP2
Solar Santa Clara	Solar	01-08-2019	3.0	Ovalle066
Solar Lipangue	Solar	01-08-2019	3.0	Renca110
Solar Cruz I	Solar	01-08-2019	3.0	LVegas110
Eólica Lebu II	Eólica	01-08-2019	3.5	Horcones066
Solar Canesa 1	Solar	01-08-2019	3.0	Punitaqui066
Solar Santa Adriana	Solar	01-08-2019	3.0	AMelipill220
Solar Los Perales 1	Solar	01-08-2019	2.0	Quillota220
Solar San Isidro	Solar	01-08-2019	3.0	Graneros066
Solar Trichahue	Solar	01-08-2019	9.0	Graneros066
Solar Maiten	Solar	01-08-2019	3.0	Parral154
Solar Marchigue 7	Solar	01-08-2019	3.0	Rapel220
Solar Talca	Solar	01-08-2019	9.0	Itahue154
Solar Placilla	Solar	01-08-2019	9.0	ASanta110
Solar Paraguay	Solar	01-08-2019	9.0	Itahue154
Solar Las Lechuzas	Solar	01-08-2019	3.0	Chillan154
Solar La Manga	Solar	01-08-2019	2.9	Chillan154
Solar Lo Miranda	Solar	01-08-2019	6.0	Rancagua154
Solar Pedreros	Solar	01-08-2019	3.0	ASanta220
Solar Kaufmann	Solar	01-08-2019	1.0	Batuco110
Solar Villa Seca	Solar	01-08-2019	3.0	Linares154
Solar Berilio	Solar	01-08-2019	3.0	Polpaico220
Solar Don Mariano	Solar	01-08-2019	2.8	SFernando154
El Pinar	Hidráulica	01-09-2019	11.4	Cholguan066
Solar UTFSM Vitacura	Solar	01-09-2019	0.1	Almendros110
Solar Villa Cruz	Solar	01-09-2019	3.0	SJavier066
Solar Acacia 1	Solar	01-09-2019	2.8	SVicente154
Solar Tucujuere	Solar	01-09-2019	3.0	ASanta220
Solar Citrino	Solar	01-09-2019	2.8	Chena110
Las Nieves	Hidráulica	01-10-2019	6.5	Cautin220
C.S. Cerro Dominador	Solar	01-10-2019	110.0	Encuentro220
Solar Jaururo	Solar	01-10-2019	3.0	LVilos220
Solar Rinconada	Solar	01-10-2019	8.0	SVicente154
Solar Las Chacras	Solar	01-10-2019	3.0	Rapel220
Combarbalá	Térmica	01-11-2019	71.4	Ovalle066
Pajonales	Térmica	01-11-2019	95.2	Donhector220
Prime Los Cóndores	Térmica	01-11-2019	90.9	LVilos220
Solar Granja	Solar	01-11-2019	105.0	Lagunas220
Solar Los Perales 2	Solar	01-12-2019	1.0	Quillota220
Solar Almeyda	Solar	01-01-2020	52.0	DAlmagro110
Digua	Hidráulica	01-01-2020	20.0	Ancoa220
Solar Darlin	Solar	01-01-2020	9.0	Paine154
Solar Pepa 1	Solar	31-01-2020	9.0	Miraflore110
San Javier Etapa I	Térmica	01-03-2020	23.8	Constituci066

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Andes IIA	Solar	01-03-2020	80.0	Andes220
San Javier Etapa II	Térmica	01-05-2020	23.8	Constituci066
Llanos Blancos	Térmica	01-05-2020	150.0	PAzucar220
Solar Atacama 2	Solar	01-05-2020	150.0	Lagunas220
Maitencillo	Térmica	01-06-2020	60.6	Maitencil220
Hidromocho	Hidráulica	01-06-2020	15.0	Rahue220
Doñihue	Solar	01-07-2020	7.5	Rancagua066
Eólica Tolpan Sur	Eólica	01-07-2020	84.0	Mulchen220
Eólica Cabo Leones 2	Eólica	01-08-2020	204.0	Maitencil220
Solar Cardones	Solar	01-09-2020	35.0	Maitencil110
Solar Santa Isabel I	Solar	01-11-2020	70.0	Lagunas220
Las Lajas	Hidráulica	01-01-2021	267.0	Florida110
Los Cóndores	Hidráulica	01-01-2021	150.0	Ancoa220
Alfalfal 2	Hidráulica	01-01-2021	264.0	Almendros220
Trupan	Hidráulica	01-01-2021	20.0	Charrua154
Eólica Cabo Leones 3	Eólica	01-02-2021	78.1	Maitencil220
Ñuble	Hidráulica	01-04-2021	136.0	Ancoa220
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01-04-2021	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Viña Del Mar	Solar	01-04-2021	0.5	Miraflore110
Solar UTFSM Valparaíso Valdés	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflore110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflore110
San Pedro	Hidráulica	01-04-2024	170.0	Ciruelos220
<b>TOTAL</b>			<b>3451</b>	

Tabla 4.- Fechas de puesta en servicio de centrales.

j) Además considera las fechas de puesta en servicio de las siguientes instalaciones.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Seccionamiento segundo circuito línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500kV en SE Lo Aguirre 500kV	01-08-2019	1400
Nueva Línea SE Los Changos - Kimal 2x500kV	16-09-2019	1500

Tabla 5.- Fechas de puesta en servicio de instalaciones de transmisión.

### 3 RESULTADOS

a) Generación mensual por tipo de aporte.

Los siguientes gráficos muestran la generación mensual (en GWh) de las centrales del SEN agrupadas de acuerdo al tipo de aporte (centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y térmicas).

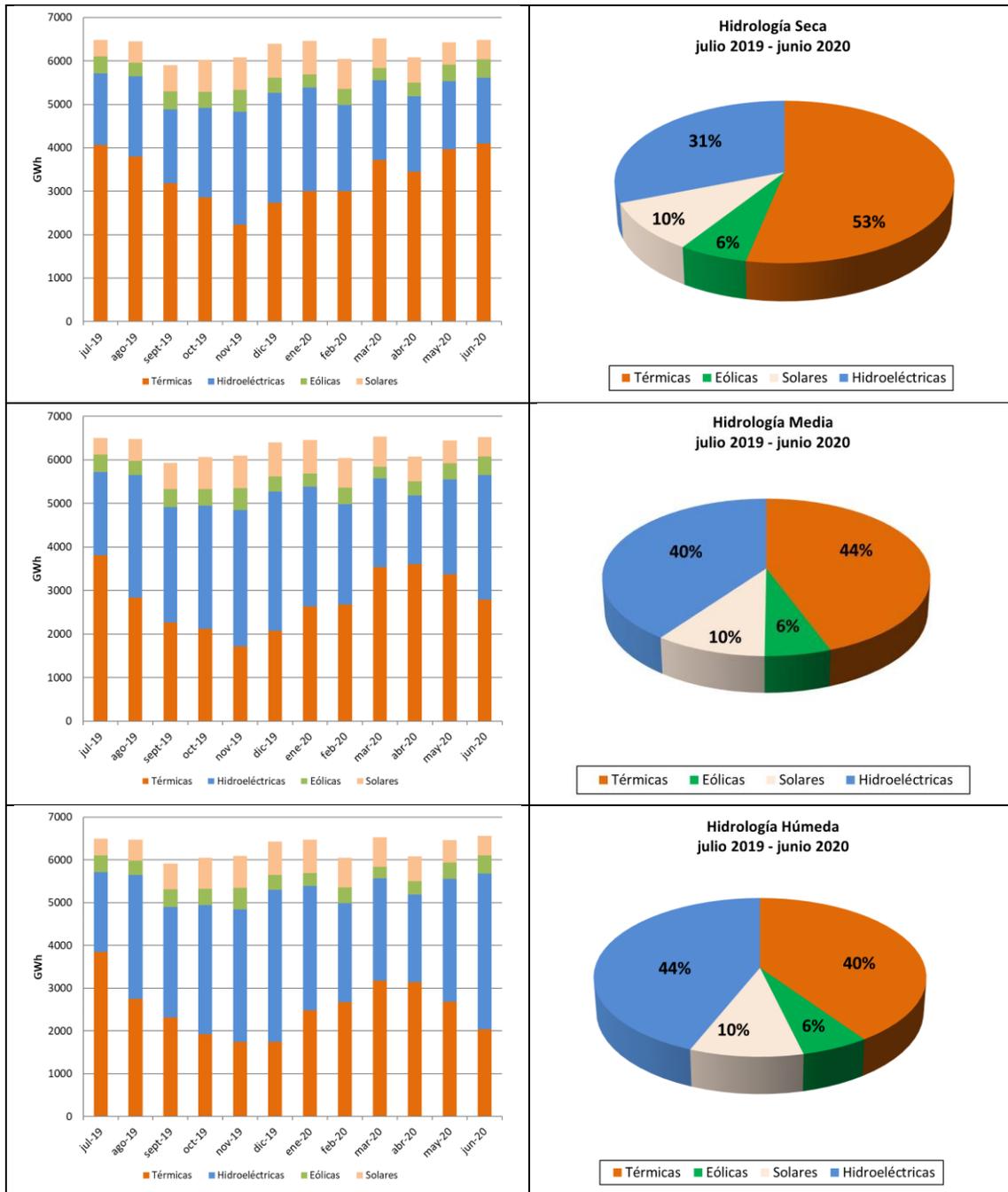


Figura 1.- Generación mensual y participación por hidrología.

b) Trayectoria de cotas finales mensuales.

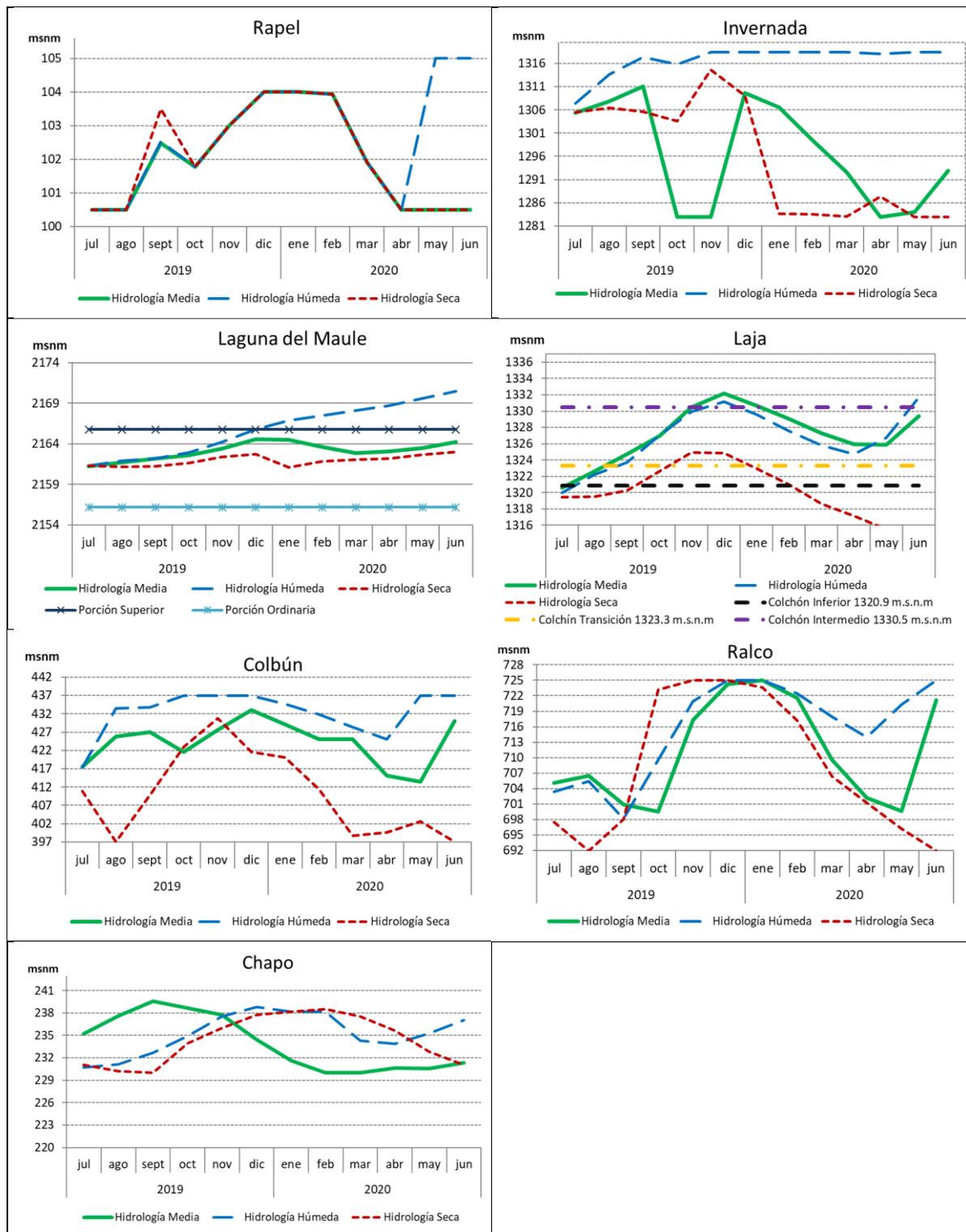


Figura 2.- Trayectoria de cotas Embalses del SEN.

c) Energía embalsada total en el SEN.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la energía total embalsada en el SEN para el período comprendido entre julio 2019 – junio 2020. Se consideran los tres escenarios hidrológicos mencionados en los antecedentes, que representan los casos de hidrología seca, media y húmeda.

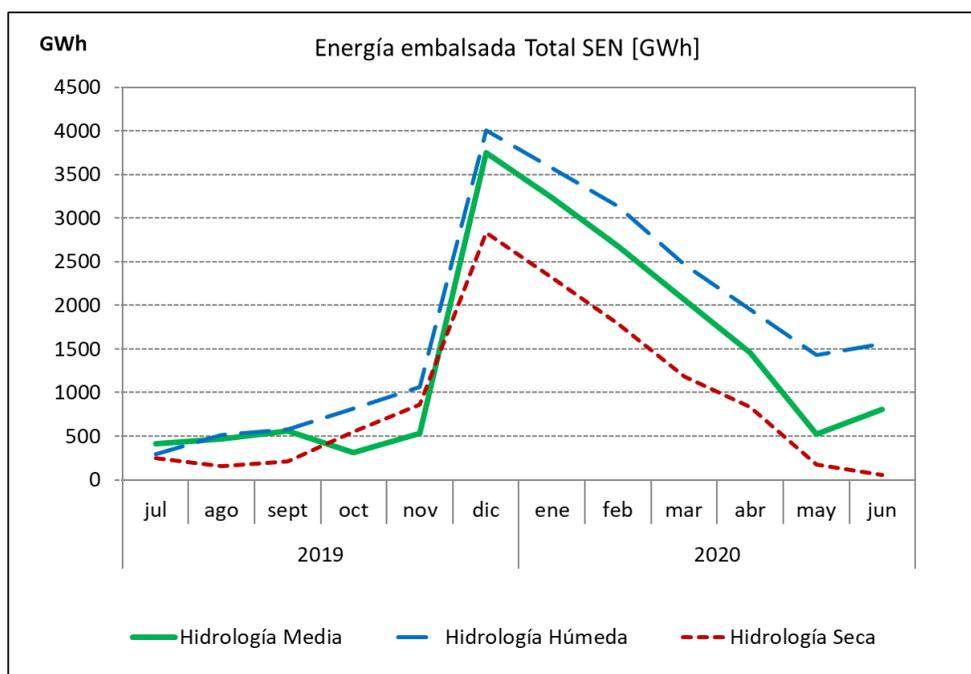
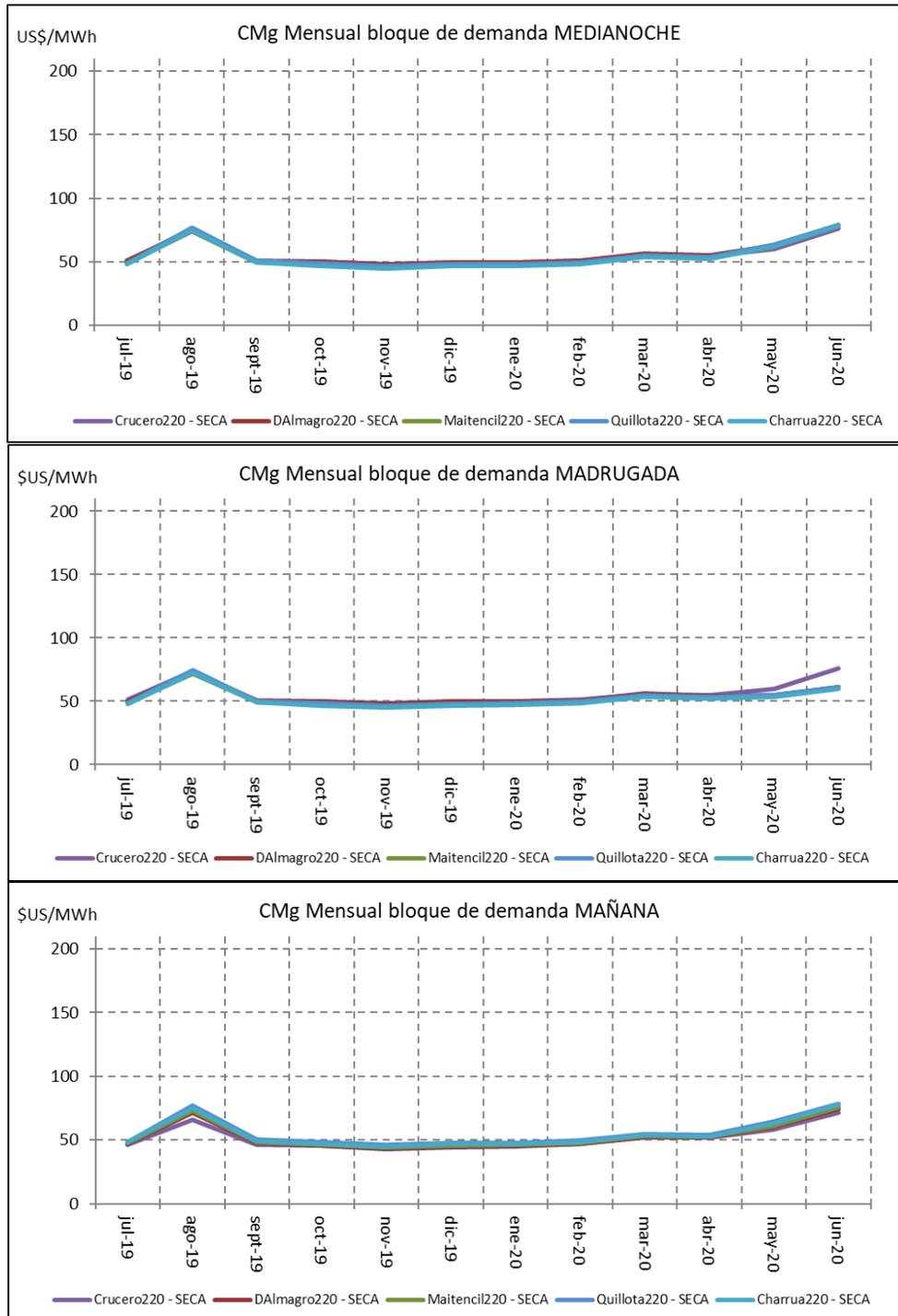


Figura 3.- Energía total embalsada en el SEN.

d) Costo marginal mensual por bloques.

Los siguientes gráficos muestran los costos marginales por bloque en las barras Quillota 220 kV, Maitencillo 220kV, Diego de Almagro 220kV y Charrúa 220kV, para condiciones hidrológicas seca, media y húmeda respectivamente, hasta junio de 2020.



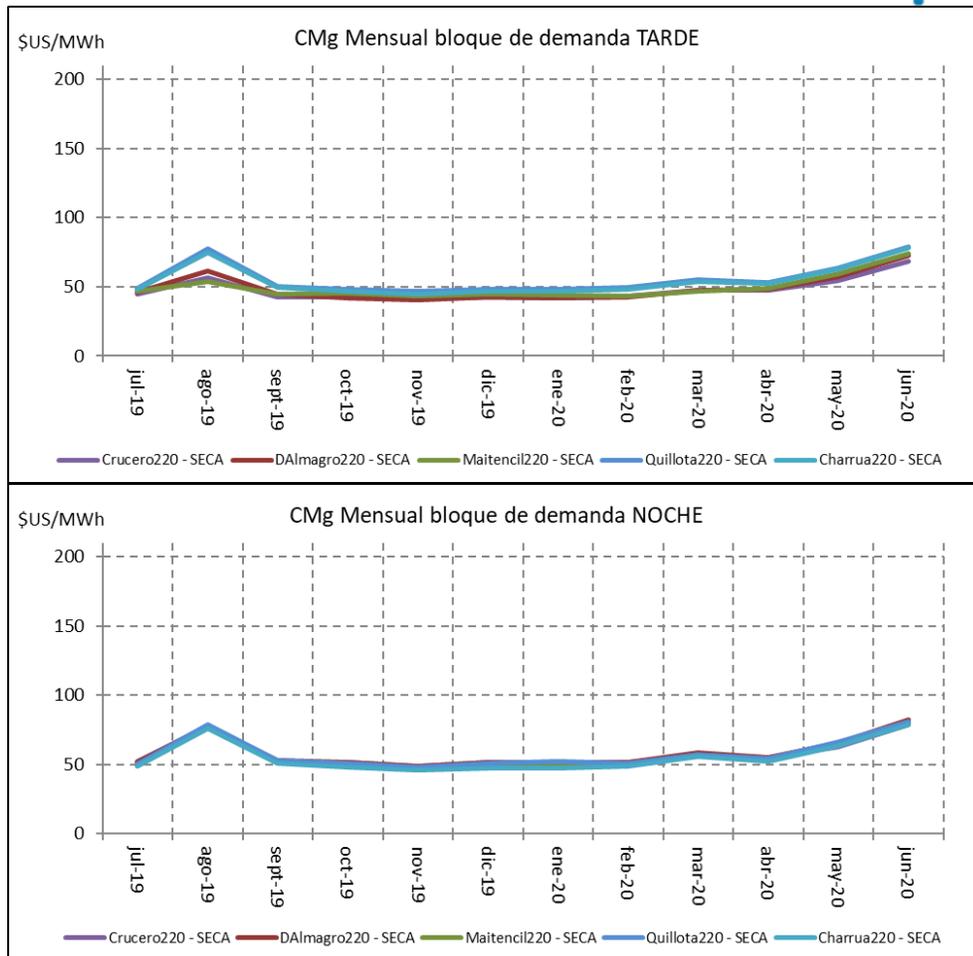
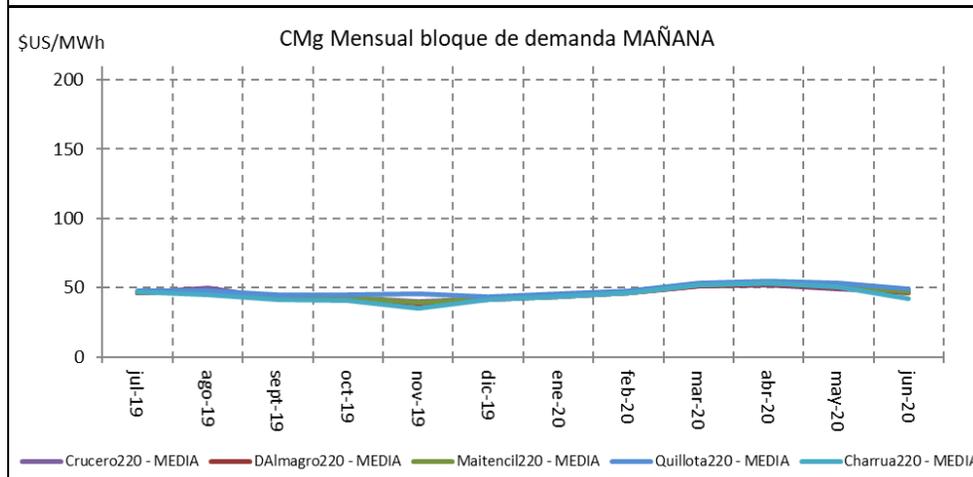
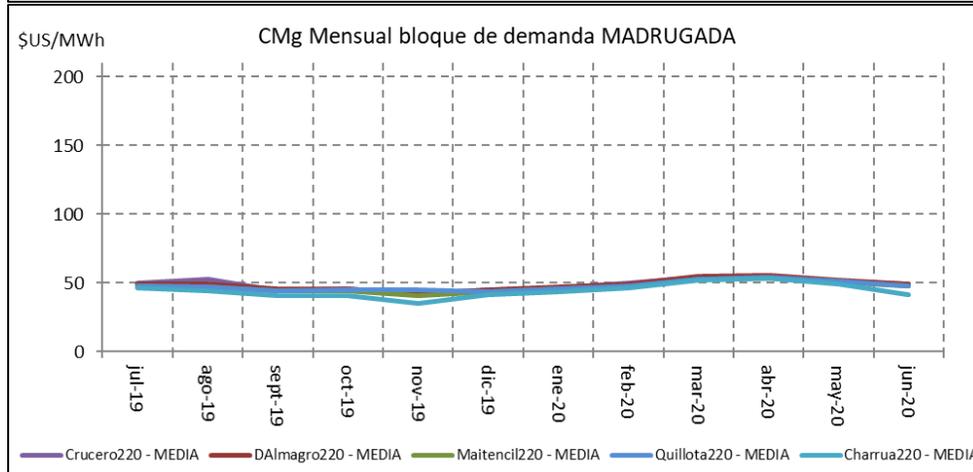
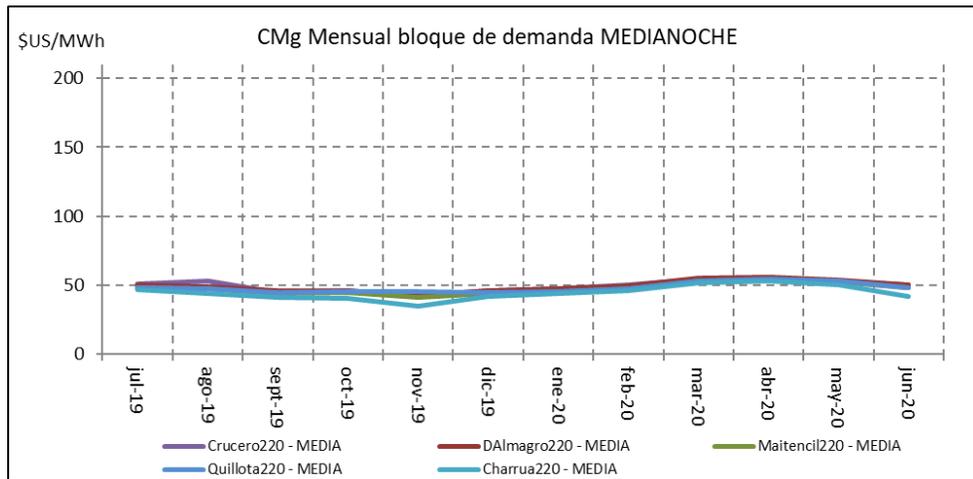


Figura 4.- Costo marginal en hidrología seca.



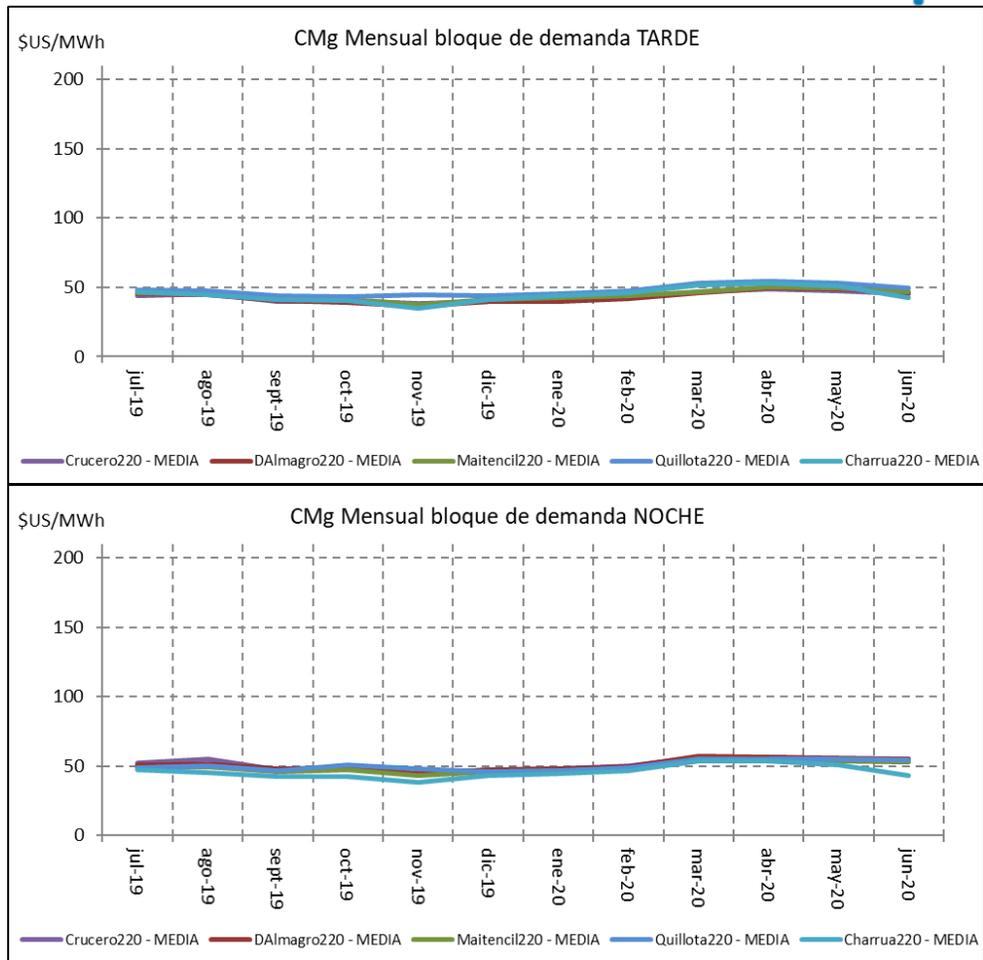
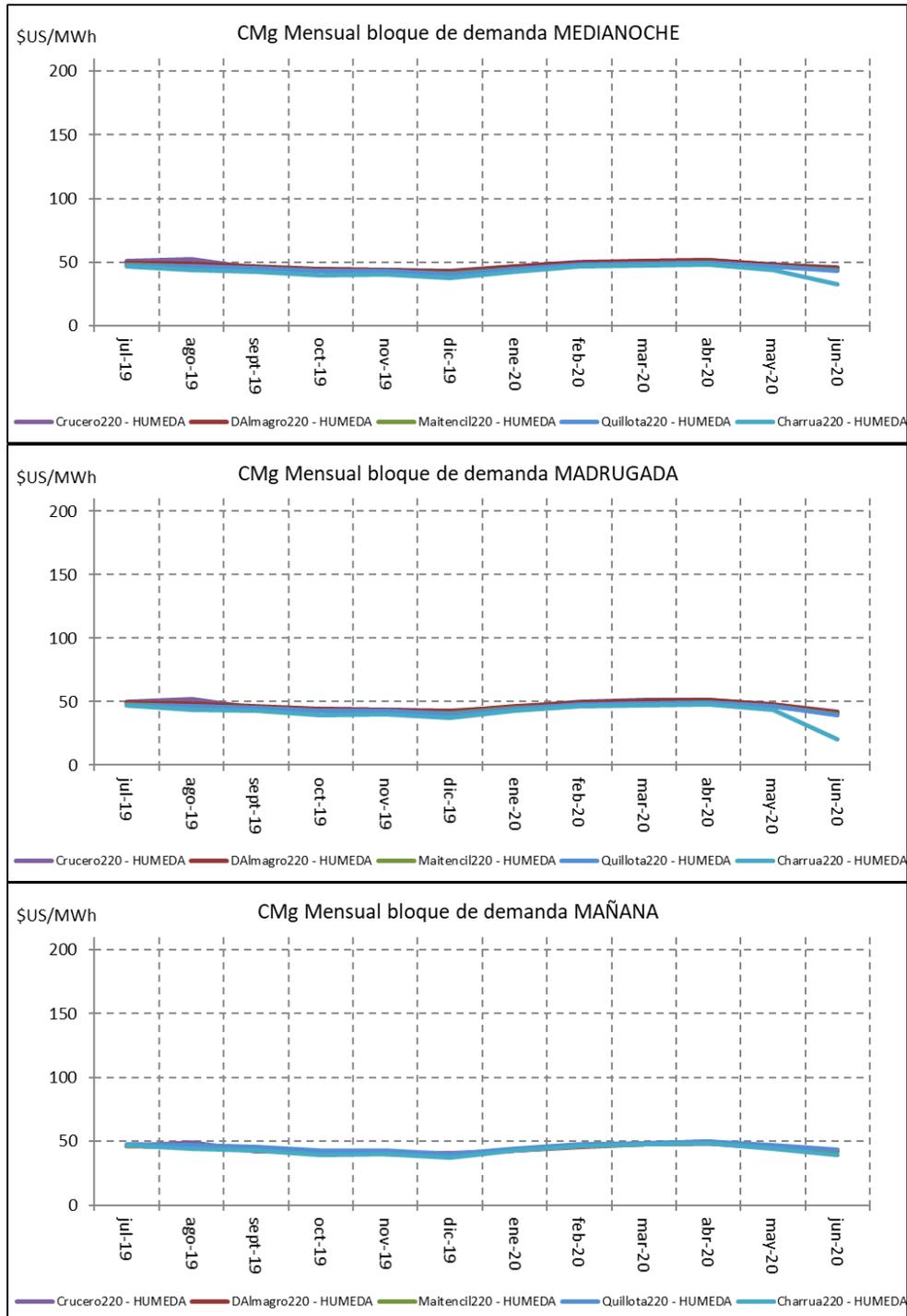


Figura 5.- Costo marginal en hidrología media.



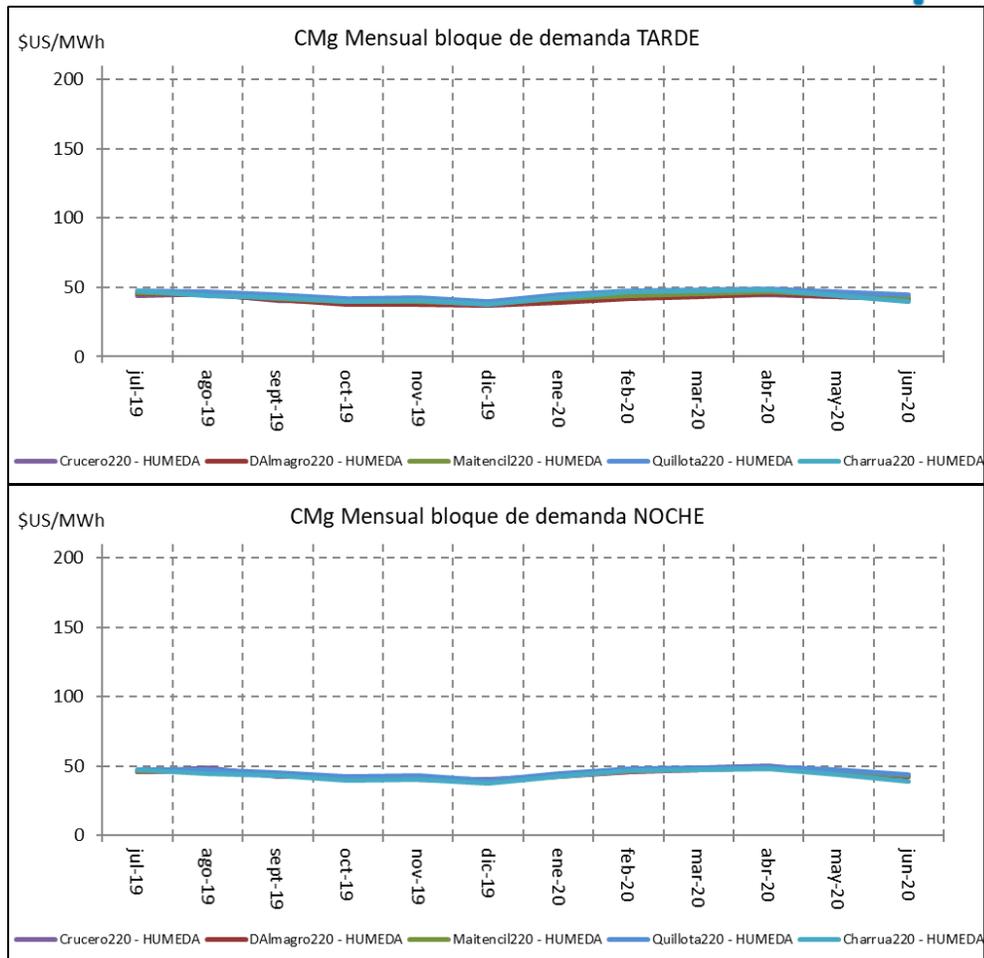
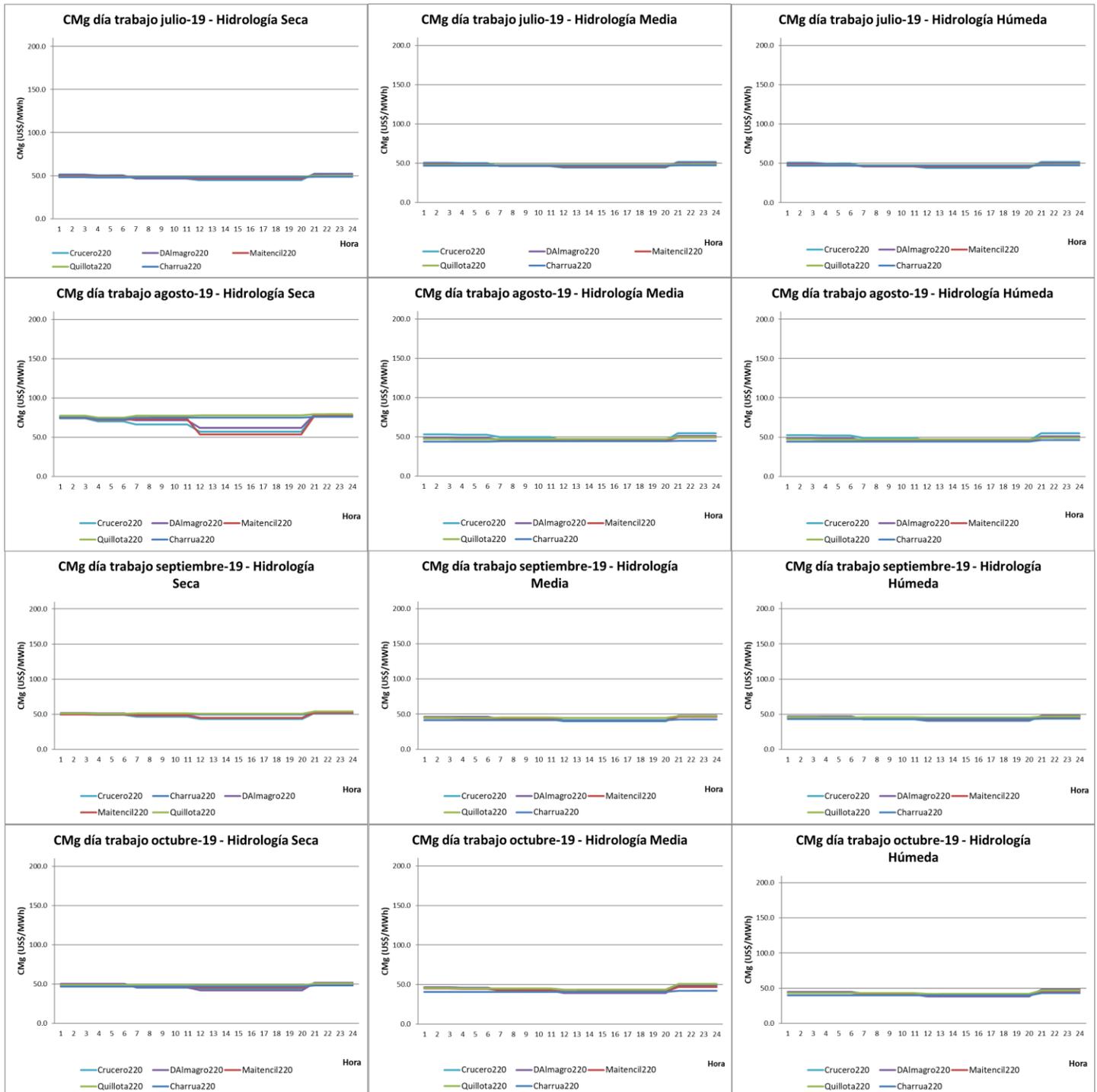
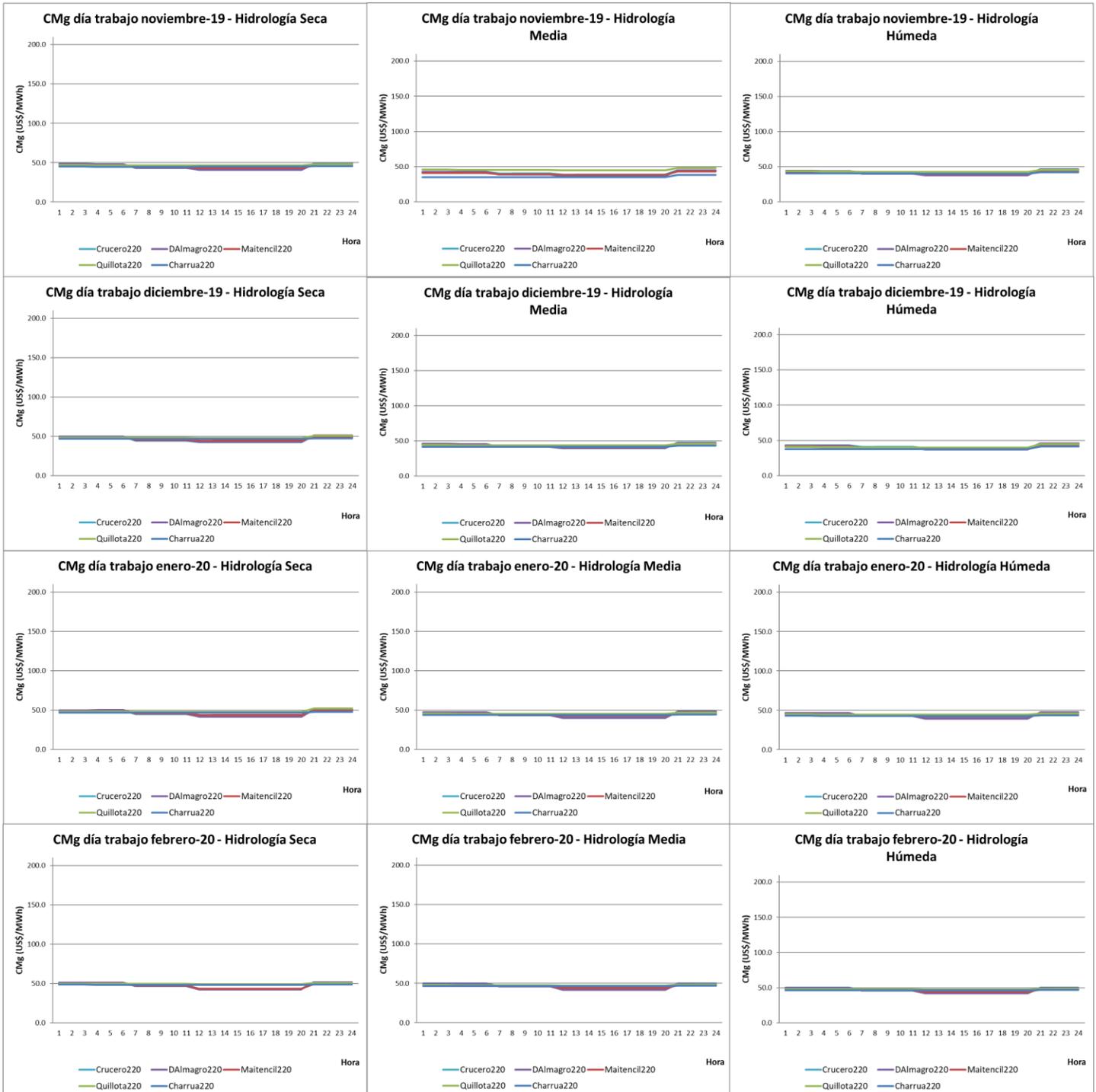


Figura 6.- Costo marginal en hidrología húmeda.

e) Costos marginales proyectados para día tipo trabajo.

Se han incluido los gráficos de costos marginales proyectados para días tipo trabajo, para las tres condiciones hidrológicas estudiadas, hasta junio de 2020.





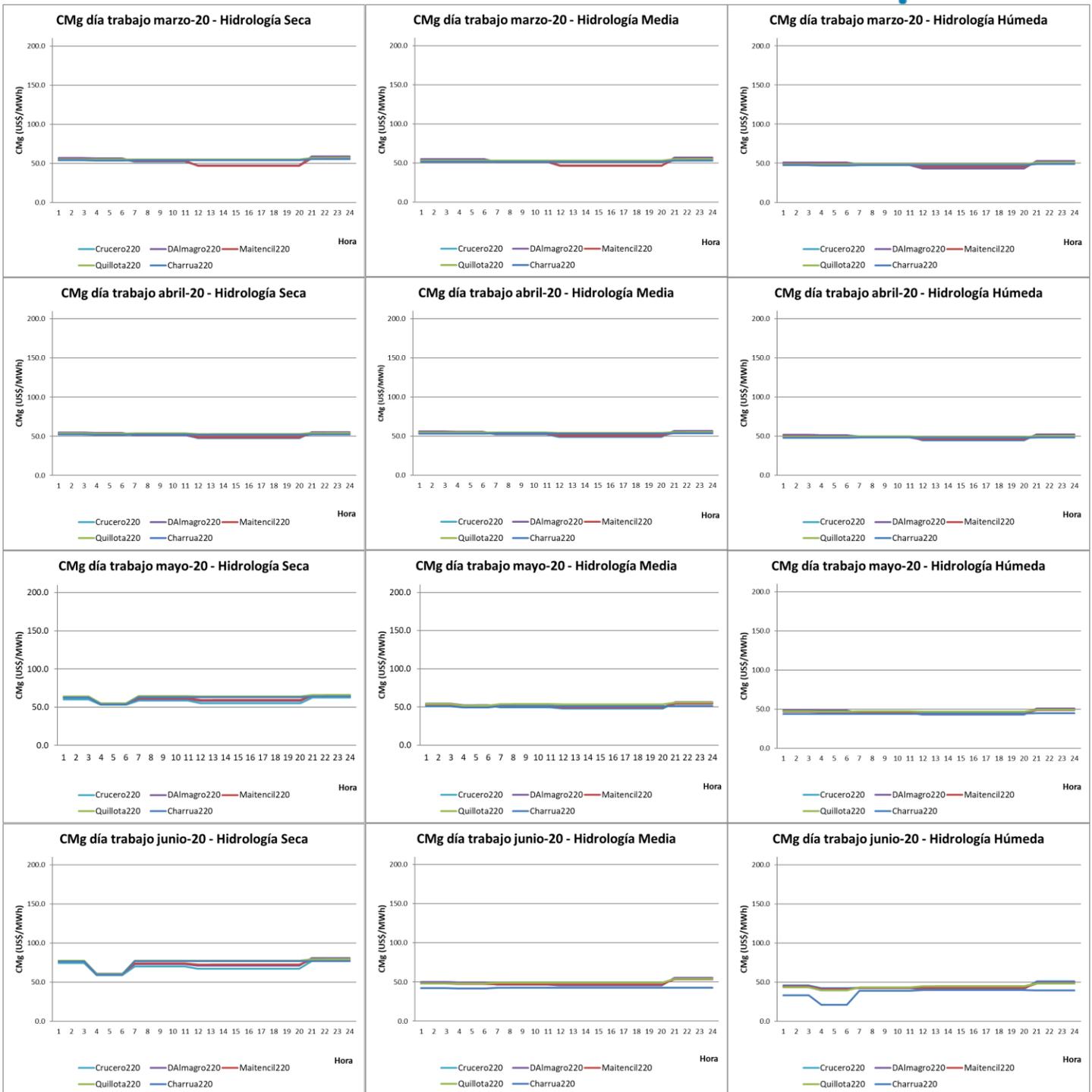


Figura 7.- Costos marginales proyectados para días tipo trabajo, hasta junio de 2020.

## 4 COMENTARIOS FINALES

Respecto al suministro por tipo de tecnología, se obtiene que para la hidrología seca (90% de probabilidad de excedencia) las centrales termoeléctricas abastecerían un 53% de los consumos en el período de 12 meses, en tanto que en la condición húmeda (20% de probabilidad de excedencia) el aporte de las centrales térmicas sería de 40%.

En cuanto a la energía embalsada al final del período de 12 meses, en el caso de hidrología seca se obtiene un monto de aproximadamente 50 GWh, cuya utilización dependerá de las restricciones de riego que existan. Asimismo, para hidrología húmeda la energía embalsada estaría en torno a un valor de 1500 GWh al final de los 12 meses estudiados.

En relación a los costos marginales, se visualizan valores cercanos a 75 US\$/MWh durante agosto para un escenario de hidrología seca, considerando la baja disponibilidad del recurso hídrico y de centrales térmicas de base.

Finalmente, los resultados del estudio muestran que no existen problemas de abastecimiento en el sistema para las tres condiciones hidrológicas analizadas.