

INFORME DPRO-GM-SEN N° 18/2021
ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
PERÍODO JULIO 2021 – DICIEMBRE 2021

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Julio 2021



Estudio de Seguridad de Abastecimiento período julio 2021 – diciembre 2021

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	12-07-2021	Informe final	Felipe Valdés G.	Juan M. Donoso

TABLA DE CONTENIDO

1	<i>INTRODUCCIÓN</i>	3
2	<i>ANTECEDENTES</i>	3
3	<i>RESULTADOS</i>	12
4	<i>COMENTARIOS FINALES</i>	14
5	<i>ANEXOS</i>	15
	ANEXO 1 Resultados caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4, caso 5, caso 6 y caso 7	16
	ANEXO 2 Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja	49
	ANEXO 3 Convenio de uso eficiente de recursos hídricos Canal Maule Sur Sector Alto – Colbún	52
	ANEXO 4 Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo	55
	ANEXO 5 Restricciones de cota mínima Embalse Rapel	58
	ANEXO 6 Carta Ministerio de Energía N° 130/2017	61

1 INTRODUCCIÓN

El siguiente informe resume los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos del estudio de seguridad de abastecimiento de acuerdo con el artículo 6° del DS 97/2008, que mensualmente prepara la Gerencia de Mercados, correspondiente al período julio de 2021 – diciembre de 2021.

El objetivo es estudiar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 6 meses, bajo las condiciones hidrológicas más desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio y suponiendo indisponibilidades de unidades generadoras de gran tamaño.

2 ANTECEDENTES

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

- La estadística de caudales considerada corresponde a la de los últimos 60 años hidrológicos utilizados en el proceso de programación. Además, para julio 2021 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con los datos entregados por el Sistema de Pronóstico de Caudales.
- La disponibilidad de gas natural en base a GNL y GNA corresponde a la utilizada en las bases de la programación del 1 de julio de 2021. En todo el horizonte de estudio no se considera disponibilidad de GNA (Gas Natural Argentino), además, no se considera disponibilidad de GNL inflexible posterior al cuarto mes.

La disponibilidad de GNL y GNA para el periodo julio 2021 – junio 2022 se resume en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
jul-21	46%	6%	49%	22%	0%
ago-21	83%	0%	64%	0%	0%
sep-21	26%	17%	54%	0%	0%
oct-21	22%	32%	5%	0%	0%
nov-21	100%	0%	0%	0%	0%
dic-21	85%	0%	37%	0%	0%
ene-22	67%	0%	16%	0%	0%
feb-22	64%	0%	11%	0%	0%
mar-22	64%	0%	56%	0%	0%
abr-22	64%	0%	59%	0%	0%
may-22	64%	0%	59%	0%	0%
jun-22	64%	0%	59%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-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-21	7%	97%	14%	26%	0%	21%	45%	21%
ago-21	13%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
sep-21	0%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
oct-21	16%	96%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
nov-21	46%	42%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
dic-21	0%	38%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ene-22	21%	90%	0%	13%	0%	0%	0%	0%
feb-22	25%	100%	0%	81%	0%	0%	0%	0%
mar-22	25%	100%	6%	76%	0%	0%	0%	0%
abr-22	25%	100%	0%	81%	0%	0%	0%	0%
may-22	25%	100%	0%	81%	0%	0%	0%	0%
jun-22	25%	100%	0%	3%	0%	0%	0%	0%

c. Se consideran distintos escenarios durante el horizonte de estudio, los cuales se detallan a continuación:

- **Caso Base:** Tasa de crecimiento de las ventas del Sistema Eléctrico Nacional 3.0%. Considera a las centrales del complejo Neuhuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2023, debido a restricciones medioambientales.
- **Caso 1:** Caso Base, considerando adicionalmente indisponible la central Nueva Renca entre el 1 de agosto de 2021 y el 31 de enero de 2022.
- **Caso 2:** Incluye el caso 1, considerando adicionalmente indisponible la central Neuhuenco 1 entre el 1 de agosto de 2021 y el 31 de enero de 2022.
- **Caso 3:** Incluye el caso 2, considerando adicionalmente indisponible la central Bocamina 2 entre el 1 de agosto de 2021 y el 31 de enero de 2022.
- **Caso 4:** Análogo al caso 3, considerando adicionalmente una disponibilidad de 25% de diésel (6 horas al día) para los motores. Esta energía se utilizará sólo en los bloques de punta. Las centrales limitadas son las siguientes:

Centrales			
Calle Calle	Constitución Elek	Linares	San Lorenzo U-3
Cenizas	Degañ	Pajonales	Teno
Chiloé	Esperanza TG1	Placilla	Termopacífico
Chuyaca	Esperanza DS1	Quellón 2	Trapén
Colihues	Esperanza DS2	Quintay	Trincao
Con Con	Las Vegas	San Gregorio	

- **Caso 5:** Análogo al caso base, considerando adicionalmente una indisponibilidad en el suministro de GNL a los complejos: San Isidro y Quintero de Enel; Neuhuenco y Candelaria de Colbún; además de la central Nueva Renca de Generadora Metropolitana. El suministro de GNL se interrumpe durante la primera semana de agosto y septiembre de 2021 y la última semana de noviembre y diciembre de 2021. En estos períodos las centrales mencionadas quedan disponibles con un 25% de petróleo diésel, excepto la central Quintero de Enel. (Caso solicitado por el Ministerio de Energía en carta N° 130 del 29 de marzo de 2017 (Anexo 4)). Las centrales del complejo

Nehuenco se habilitan para operar con petróleo diésel en este caso, mientras existe indisponibilidad de GNL. Esta restricción no considera el gas natural de origen argentino.

- Caso 6: Caso base, considerando adicionalmente indisponible las centrales Ventanas 2, Nueva Ventanas y Campiche entre el 1 de agosto de 2021 y el 31 de enero de 2022.
 - Caso 7: Incluye el caso 4, considerando adicionalmente indisponible las centrales Ventanas 2, Nueva Ventanas y Campiche entre el 1 de agosto de 2021 y el 31 de enero de 2022.
- d. Para los casos antes mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1 de julio de 2021.
 - e. El modelo aplicado corresponde al utilizado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 48 semanas estudiadas. 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.
 - f. Se ha modelado el aporte de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas considerando la disponibilidad del recurso primario de energía en cada uno de los 5 bloques de la curva de duración semanal.
 - g. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo al programa de mantenimiento mayor del período enero 2021 – junio 2022, actualizado al 30 de junio del 2021.
 - h. Los costos de combustibles de centrales térmicas son los considerados en el proceso de programación, correspondiente a la última semana de junio de 2021.
 - i. Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes a las 00:00 horas del 1 de julio de 2021.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1316.00
Embalse Colbún	405.81
Laguna del Maule	2160.57
Embalse Ralco	694.79
Lago Chapo	232.82
Embalse Rapel	100.75
Laguna La Invernada	1283.35

- j. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1 de julio de 2021. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.
- k. En el estudio se considera el Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958, según lo informado por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0426 del 22 de noviembre de 2017, la cual se adjunta en Anexo 2.
- l. Este estudio de seguridad considera las siguientes fechas de entrada en servicio de nuevas centrales:

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar UTFSM Vitacura	Solar	01/08/2021	0.1	Almendros110
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01/08/2021	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01/08/2021	0.1	Miraflores110
El Brinco	Hidráulica	01/08/2021	0.2	Mulchen220
Chilco	Hidráulica	01/08/2021	0.2	Pichirropulli220
Solar Lo Boza	Solar	01/08/2021	0.8	Renca110
Solar Techos Solares Watts	Solar	01/08/2021	0.9	Chena110
Solar Watts Lonquén	Solar	01/08/2021	0.9	Bocamina154
Solar Kaufmann	Solar	01/08/2021	1.0	Batuco110
Solar Los Lagos	Solar	01/08/2021	2.2	Rancagua154
Solar Cintac	Solar	01/08/2021	2.5	Chena110
Solar Puelche	Solar	01/08/2021	2.6	Mulchen220
Solar Santa Luisa	Solar	01/08/2021	2.6	Chillan154
Solar Curacaví	Solar	01/08/2021	2.7	LoAguirre220
Solar Las Cabras	Solar	01/08/2021	2.8	Rancagua154
Solar Salerno	Solar	01/08/2021	2.8	AMelipilla220
Solar Vicente	Solar	01/08/2021	2.8	Florida110
Solar Castilla	Solar	01/08/2021	2.8	Cardones110
Eólica El Cruce	Eólica	01/08/2021	2.9	Rahue220
Eólica Ochs	Eólica	01/08/2021	2.9	Rahue220
Solar Villa Cruz 7	Solar	01/08/2021	3.0	SJavier066
Solar Litre	Solar	01/08/2021	3.0	ASanta220
Solar Lingue	Solar	01/08/2021	3.0	ASanta220
Solar El Zorzal	Solar	01/08/2021	3.0	Itahue154
Solar Tamarugo	Solar	01/08/2021	3.0	PAlmonte110
Solar El Piuquén	Solar	01/08/2021	3.0	Chillan154
Solar Malinke	Solar	01/08/2021	3.0	AMelipilla220
Solar San Camilo	Solar	01/08/2021	3.0	Itahue154
Solar Coihueco Vicente Méndez	Solar	01/08/2021	3.0	Chillan154
Solar Santa Ester	Solar	01/08/2021	3.0	Chillan154
Solar Dadinco	Solar	01/08/2021	3.0	Chillan154
Solar Orión	Solar	01/08/2021	3.0	Chillan154
Solar Santa Margarita	Solar	01/08/2021	3.0	Rapel220
Solar Nazarino Verano	Solar	01/08/2021	3.0	Chena110
Solar Gabardo Verano	Solar	01/08/2021	3.0	Paine154
Eólica Lebu II	Eólica	01/08/2021	3.3	Horcones066
Solar Los Tordos	Solar	01/08/2021	5.0	Talca066
Solar Aeropuerto	Solar	01/08/2021	5.5	Talca066
Solar Guadalupe	Solar	01/08/2021	5.6	Polpaico220
Solar Esfena	Solar	01/08/2021	6.0	LVilos220
Solar Alcaldesa	Solar	01/08/2021	6.0	Chillan154
Solar Alhué	Solar	01/08/2021	6.0	Rapel220
Aillin	Hidráulica	01/08/2021	7.0	Rucue220
Solar San Vicente	Solar	01/08/2021	8.0	Malloa154
Solar Avilés	Solar	01/08/2021	8.3	Rapel220
Solar Sol del Norte Andes	Solar	01/08/2021	8.6	Andes220
Solar Berrueco	Solar	01/08/2021	9.0	Chillan154
Solar Los Andes	Solar	01/08/2021	9.0	Andes220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Granada	Solar	01/08/2021	9.0	Linares154
Solar Caracas 1	Solar	01/08/2021	9.0	LVilos220
Solar Del Desierto	Solar	01/08/2021	9.0	Andes220
Solar El Flamenco	Solar	01/08/2021	9.0	Itahue154
Solar Las Tencas	Solar	01/08/2021	9.0	Malloa154
Solar El Trile	Solar	01/08/2021	9.0	Linares154
Solar Peñafior	Solar	01/08/2021	9.0	AJahuel110
Solar Las Majadas	Solar	01/08/2021	9.0	ElPenon110
Solar Cortijo	Solar	01/08/2021	9.0	Charrua066
Solar La Palma	Solar	01/08/2021	9.0	Chillan154
Solar Las Catitas	Solar	01/08/2021	9.0	Linares154
Solar Romero	Solar	01/08/2021	9.0	Teno154
Solar Teno 1	Solar	01/08/2021	9.0	Teno154
Solar Astillas	Solar	01/08/2021	9.0	Maitencillo110
Solar Paine	Solar	01/08/2021	9.0	Salar220
Solar Mutupin	Solar	01/08/2021	9.0	Parral154
Solar Machicura	Solar	01/08/2021	9.0	Colbun220
Solar Los Molinos	Solar	01/08/2021	9.0	AMelipilla220
Solar Pachira	Solar	01/08/2021	9.0	Linares154
Solar Andes IIA E2	Solar	01/08/2021	11.4	Andes220
Solar Malgárida 1	Solar	01/08/2021	28.0	Cumbres500
Cerro Pabellón U3	Térmica	01/08/2021	33.0	Conchi220
Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	01/08/2021	57.4	Temuco220
Combarbalá	Térmica	01/08/2021	71.4	ElPenon110
Solar La Huella	Solar	01/08/2021	84.0	DonHector220
Chagual	Térmica	01/08/2021	94.1	LVilos220
Eólica Ckani	Eólica	01/08/2021	107.2	Conchi220
Eólica Malleco Norte	Eólica	01/08/2021	137.9	Mulchen220
Solar Santa Isabel	Solar	01/08/2021	158.8	Lagunas220
El Pinar	Hidráulica	10/08/2021	11.4	Cholguan066
San Javier Etapa I	Térmica	28/08/2021	23.8	Constitucion066
San Javier Etapa II	Térmica	28/08/2021	23.8	Constitucion066
Solar ICB	Solar	30/08/2021	0.3	ElSalto110
Solar Erinome	Solar	30/08/2021	2.9	Itahue154
Solar Cóndor Pelvin	Solar	30/08/2021	3.0	Chena110
Solar Escorial Verano	Solar	30/08/2021	3.0	LVegas110
Solar El Monte	Solar	30/08/2021	3.0	AMelipilla220
Solar Linares VDN	Solar	30/08/2021	3.0	Linares154
Solar Piquero Etapa 2	Solar	30/08/2021	6.3	ASanta220
Solar Castaño	Solar	30/08/2021	8.3	Rancagua154
Solar Sol de Atacama	Solar	30/08/2021	80.8	Cardones110
Solar Sol de Los Andes	Solar	30/08/2021	89.4	DAlmagro110
Solar Tamaya	Solar	30/08/2021	114.0	Tamaya110
Eólica Llanos del Viento	Eólica	30/08/2021	156.1	Ohiggins220_BP1
Solar Moya	Solar	31/08/2021	9.0	Charrua066
C.S. Cerro Dominador	Solar	31/08/2021	110.0	Crucero220
Solar Valle del Sol	Solar	31/08/2021	149.9	Miraje220
Alto Bonito	Hidráulica	01/09/2021	2.5	Rahue220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar La Muralla	Solar	01/09/2021	2.5	Rancagua154
Solar La Foresta	Solar	01/09/2021	2.8	Rapel220
Solar Corrales del Verano	Solar	01/09/2021	9.0	AJahuel110
Solar Curicura	Solar	01/09/2021	9.0	Teno154
Solar Palmilla Cruz	Solar	01/09/2021	9.0	SFcoMost066
Solar Finis Terrae II	Solar	01/09/2021	126.2	Crucero220
Eólica Malleco Sur	Eólica	01/09/2021	135.1	Mulchen220
Eólica Los Olmos	Eólica	29/09/2021	100.0	Mulchen220
Solar Panguilemo	Solar	30/09/2021	2.9	Talca066
Solar Rexner	Solar	30/09/2021	3.0	Polpaico220
Cipresillos	Hidráulica	30/09/2021	9.0	Sauzal110_BP2
Solar Quetena	Solar	30/09/2021	9.0	Salar220
Solar La Cruz	Solar	30/09/2021	50.0	Crucero220
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	30/09/2021	60.0	Maitencillo220
Eólica Alena	Eólica	30/09/2021	84.0	Charrua154
Solar Capricornio	Solar	30/09/2021	87.9	Capricornio110
Eólica Cabo Leones 3 F2	Eólica	30/09/2021	110.0	Maitencillo220
Solar Rio Escondido	Solar	30/09/2021	145.0	Cardones220
Llanos Blancos	Térmica	30/09/2021	149.6	PAzucar220
Solar Sol de Lila	Solar	30/09/2021	161.3	Andes220
Solar Diego de Almagro Sur	Solar	30/09/2021	208.0	DAlmagro220
Solar Campos de Sol	Solar	30/09/2021	381.0	CPinto220
Solar Villa Alemana	Solar	01/10/2021	2.7	Quillota220
Solar Piduco	Solar	01/10/2021	3.0	Talca066
Solar Portezuelo del Verano	Solar	01/10/2021	9.0	Polpaico220
Solar Bramada	Solar	01/10/2021	9.0	Cardones110
Eólica Calama	Eólica	01/10/2021	150.0	Salar220
Solar Nihue	Solar	30/10/2021	2.9	AMelipilla220
Punta del Viento	Hidráulica	30/10/2021	2.9	Tinguiririca154
Solar RCU	Solar	30/10/2021	6.0	Teno154
Solar San Antonio	Solar	30/10/2021	9.0	AMelipilla220
Solar Meli	Solar	30/10/2021	9.0	SFcoMost066
Solar Sol de Desierto 2	Solar	30/10/2021	55.0	MariaElena220
Solar Punta del Viento	Solar	30/10/2021	165.0	PColorada220
Solar Pequén	Solar	31/10/2021	2.9	Teno154
Solar Anakena	Solar	31/10/2021	9.0	ElPenon110
Solar Granate	Solar	31/10/2021	9.0	ElPenon110
Solar Sunhunter	Solar	31/10/2021	9.0	ElPenon110
Solar Tchamma	Solar	31/10/2021	155.4	Crucero220
Eólica Cerro Tigre	Eólica	31/10/2021	184.8	Ohiggins220_BP1
Solar San Javier I	Solar	01/11/2021	2.5	Maule154
Solar Fardela Negra	Solar	01/11/2021	3.0	ASanta220
Solar Fuster del Verano	Solar	01/11/2021	9.0	Batuco110
Solar Recoleta	Solar	01/11/2021	9.0	ElPenon110
Solar Valle Escondido	Solar	01/11/2021	105.0	Cardones220
Solar Jacarandá	Solar	30/11/2021	3.0	ElPenon110
Solar Caracas 2	Solar	30/11/2021	9.0	LVilos220
Solar Cabrero	Solar	30/11/2021	9.0	Charrua066

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Centauro	Solar	30/11/2021	9.0	Chillan154
Solar Sol del Desierto 1	Solar	30/11/2021	175.0	MariaElena220
Mapa	Térmica	30/11/2021	256.0	Lagunillas220
Solar San Carlos	Solar	01/12/2021	2.6	Parral154
Solar Cantera	Solar	01/12/2021	2.9	Rapel220
Solar Faramalla	Solar	01/12/2021	3.0	Rapel220
Solar Santa Francisca	Solar	01/12/2021	6.0	PAzucar110
Dos Valles Ampliación	Hidráulica	30/12/2021	1.5	PNegro220
Solar Cancura II	Solar	30/12/2021	2.8	Cautin220
Solar Bulnes los Barones	Solar	30/12/2021	2.9	Chillan154
Solar Linares San Antonio	Solar	30/12/2021	2.9	Linares154
Solar Chicauma Verano	Solar	30/12/2021	9.0	Batuco110
Eólica Mesamavida	Eólica	30/12/2021	60.0	Charrua154
Solar Pampa Tigre	Solar	30/12/2021	100.0	Ohiggins220_BP1
Eólica Renaico 2	Eólica	30/12/2021	144.0	Temuco220
Solar Coltauco Almendro	Solar	01/01/2022	2.9	Malloa154
Solar Tamarana	Solar	01/01/2022	9.0	Maitencillo110
Solar Huaquélón	Solar	01/01/2022	9.0	ElPenon110
Solar Don Enrique	Solar	01/01/2022	9.0	ElPenon110
Solar Gabriela	Solar	01/01/2022	9.0	PAzucar110
Trupán	Hidráulica	01/01/2022	20.0	Charrua154
Solar SLK CB Nueve	Solar	30/01/2022	3.0	Polpaico220
Solar Pastrán	Solar	30/01/2022	9.0	SanLuis220
Corrales	Hidráulica	31/01/2022	3.0	Tinguiririca154
Solar Maitenes	Solar	01/02/2022	9.0	Rapel220
Las Lajas	Hidráulica	04/02/2022	267.0	Florida110
Solar el Cuervo	Solar	28/02/2022	3.0	Teno154
Solar Gr Pitao	Solar	28/02/2022	9.0	Teno154
Solar Mandinga	Solar	28/02/2022	9.0	AMelipilla220
Solar Andes 2B	Solar	28/02/2022	112.5	Andes220
Solar Malgárida 2	Solar	28/02/2022	162.7	Cumbres500
Solar Coya	Solar	28/02/2022	180.0	Crucero220
Solar Domeyko	Solar	28/02/2022	186.2	Domeyko220
Solar Rucasol	Solar	01/03/2022	9.0	PPeuco110
Alfalfal 2	Hidráulica	14/03/2022	264.0	Almendros220
La Confianza	Hidráulica	30/03/2022	2.6	Rucue220
Las Nieves	Hidráulica	30/03/2022	6.5	Cautin220
Eólica Campo Lindo	Eólica	31/03/2022	71.6	Charrua066
Solar Sol de Varas	Solar	31/03/2022	100.8	CPinto220
Solar Campos del Sol 2	Solar	01/04/2022	369.6	CPinto220
Eólica Puelche Sur	Eólica	30/04/2022	152.4	PMontt220
Solar El Raco	Solar	01/05/2022	2.9	Charrua154
Solar Guaraná	Solar	01/05/2022	3.0	Rapel220
Solar Trebo	Solar	01/05/2022	3.0	AMelipilla220
Solar Nanco	Solar	01/06/2022	2.8	Lautaro066
Solar Quillén	Solar	01/06/2022	2.8	Lautaro066
Solar Doña Victoria	Solar	01/06/2022	2.8	Lautaro066

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Falcon	Solar	01/06/2022	2.9	AMelipilla220
Solar Cachanas	Solar	30/06/2022	9.0	Tinguiririca154
Solar Golondrinas	Solar	30/06/2022	9.0	Colbun220
Maitencillo	Térmica	30/06/2022	60.6	Maitencillo220
Solar Elena	Solar	30/06/2022	270.0	Crucero220
Solar Salamanca	Solar	01/07/2022	2.9	ElPenon110
Solar Gaviotín	Solar	01/07/2022	9.0	PAzucar110
Eólica Caman	Eólica	01/08/2022	145.7	Ciruelos220
Los Lagos	Hidráulica	30/08/2022	48.7	Pichirrahue220
Ñuble	Hidráulica	30/08/2022	136.0	Ancoa220
Solar Meseta de Los Andes	Solar	01/10/2022	152.5	Polpaico220
Solar Willka	Solar	30/12/2022	98.0	Condores220
Solar Las Bandurrias	Solar	01/01/2023	3.0	Itahue154
Solar Sol de Loa Etapa 1	Solar	01/01/2023	110.0	Lagunas220
Solar Cardones	Solar	30/04/2023	35.0	Maitencillo110
Eólica Punta de Talca	Eólica	01/06/2023	86.4	LaCebada220
Los Cóndores	Hidráulica	30/12/2023	150.0	Ancoa220
Eólica San Rarincó	Solar	01/01/2024	99.0	Charrua220
Solar Sol de Loa Etapa 2	Solar	01/01/2024	190.0	Lagunas220
Solar Sol de ValLENAR Fase 2	Solar	01/01/2024	250.0	Maitencillo220
Solar Ceme 1	Solar	01/01/2024	300.0	Miraje220
San Pedro	Hidráulica	30/03/2024	170.0	Ciruelos220
TOTAL			9840	

m. Además, considera las fechas de puesta en servicio de las siguientes instalaciones de transmisión.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	01/08/2021	90
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	01/08/2021	386
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	01/08/2021	386
Seccionamiento de línea de transmisión 2x220 kV La Higuera – Tinguiririca y conexión a S/E Puente Negro 220 kV	01/08/2021	440
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01/08/2021	660
Ampliación en S/E Agua Santa	01/05/2022	300
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	01/03/2022	250
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV	01/05/2022	500
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV	01/01/2023	580
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	01/12/2023	187

n. Se considera el retiro de las siguientes centrales generadoras

Central	Tipo de central	Retiro del servicio	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Bocamina I	Térmica	01-01-2021	128	Bocamina154
Tocopilla U14	Térmica	01-01-2022	136.4	Tocopilla110
Tocopilla U15	Térmica	01-01-2022	132.4	Tocopilla110

- o. Se considera a las siguientes centrales generadoras en Estado de Reserva Estratégica (ERE)

Central	Tipo de central	Inicio ERE	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Ventanas I	Térmica	29-12-2020	115	Ventanas110
Ventanas 2	Térmica	01-05-2022	208	Ventanas110

- p. Adicionalmente, en las bases del estudio se han considerado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Cerro Navia 110 [KV].
- q. Se ha considerado que las unidades de la central Quintero no están disponibles para generar con diésel, según lo informado por su propietario en carta GC-N°109 de fecha 27 de agosto de 2014.
- r. El presente estudio considera la disponibilidad de GNL para el terminal de Quintero actualizada a la última semana de junio de 2021 y declarada según Norma Técnica GNL de 2019 para el proceso de programación.

3 RESULTADOS

El cuadro siguiente muestra que no existe déficit de energías mensuales para los escenarios estudiados, los que consideran las 5 condiciones hidrológicas más secas de la estadística.

- Energías de déficit:

		Energía de Déficit [GWh]												
	Hidrología	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	Total
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso1	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso2	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso3	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso4	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso5	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso6	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso7	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0

Adicionalmente, se muestra el consumo de petróleo para cada caso, (considerando la hidrología del año 68-69), como promedio diario en cada mes.

		Consumo Petróleo [m3/día]					
	Hidrología	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Caso Base	68-69	210	935	622	46	-	-
Caso1	68-69	221	1,006	652	48	-	-
Caso2	68-69	221	1,006	652	48	-	-
Caso3	68-69	254	1,777	1,023	99	63	-
Caso4	68-69	262	1,766	973	99	71	-
Caso5	68-69	248	1,556	816	46	-	-
Caso6	68-69	251	3,299	1,665	189	128	44
Caso7	68-69	602	5,942	2,738	305	213	31

Por otro lado, se muestra el consumo de petróleo para el caso 5, considerando las hidrologías más secas analizadas, como promedio diario en cada mes.

		Consumo Petróleo [m3/día]					
	Hidrología	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Caso5	62-63	248	358	45	-	-	-
Caso5	68-69	248	1,556	816	46	-	-
Caso5	96-97	248	944	239	32	-	-
Caso5	98-99	248	1,334	901	21	-	-
Caso5	16-17	248	487	86	-	-	-

Cabe señalar que en el Anexo 1 se incluyen las trayectorias de cotas y energía embalsada, para los casos estudiados.

4 COMENTARIOS FINALES

Para los casos estudiados, a partir de las simulaciones realizadas, no se presenta déficit de suministro durante los próximos 6 meses del horizonte de estudio, para las condiciones hidrológicas descritas en los antecedentes.

La regulación de frecuencia del SEN se realiza por medio de regulación distribuida con la participación de centrales de diferentes tecnologías. De esta manera, las restricciones técnicas que presentan las centrales Colbún, El Toro, Ralco y Pehuenche para cumplir con esta prestación bajo las cotas 418, 1310, 700 y 640.5 m.s.n.m, respectivamente, no afecta la regulación de frecuencia.

En un escenario en el que persistan condiciones secas, a partir de diciembre de 2021, el sistema contaría con una reserva de energía de aproximadamente 765 [GWh] como promedio. El detalle por hidrología de esta reserva (al final del mes de diciembre de 2021), se puede observar en la siguiente tabla:

		E[GWh]					
Año	Mes	Año 68-69	Año 98-99	Año 16-17	Año 96-97	Año 62-63	Promedio
2021	Diciembre	780	430	796	662	1160	765

Energía Total embalsada al final del mes

5 ANEXOS

- 1.- Resultados de casos base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4, caso 5, caso 6 y caso 7. Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.
- 2.- Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958, Carta Enel Generación GC N°0415 del 17 de noviembre de 2017.
- 3.- Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.
- 4.- Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.
- 5.- Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.
- 6.- Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

ANEXO 1

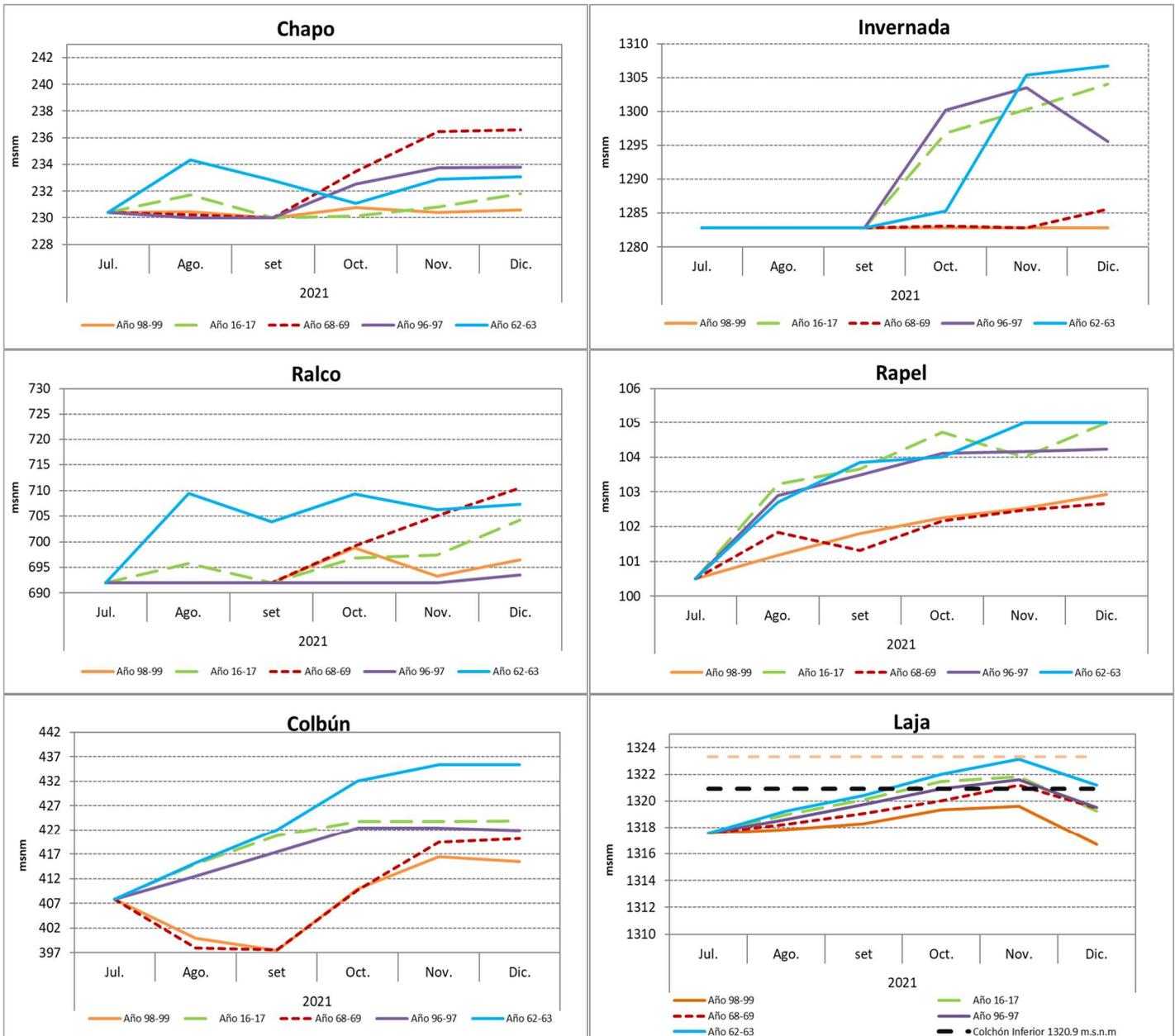
Resultados caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4, caso 5, caso 6 y caso 7.

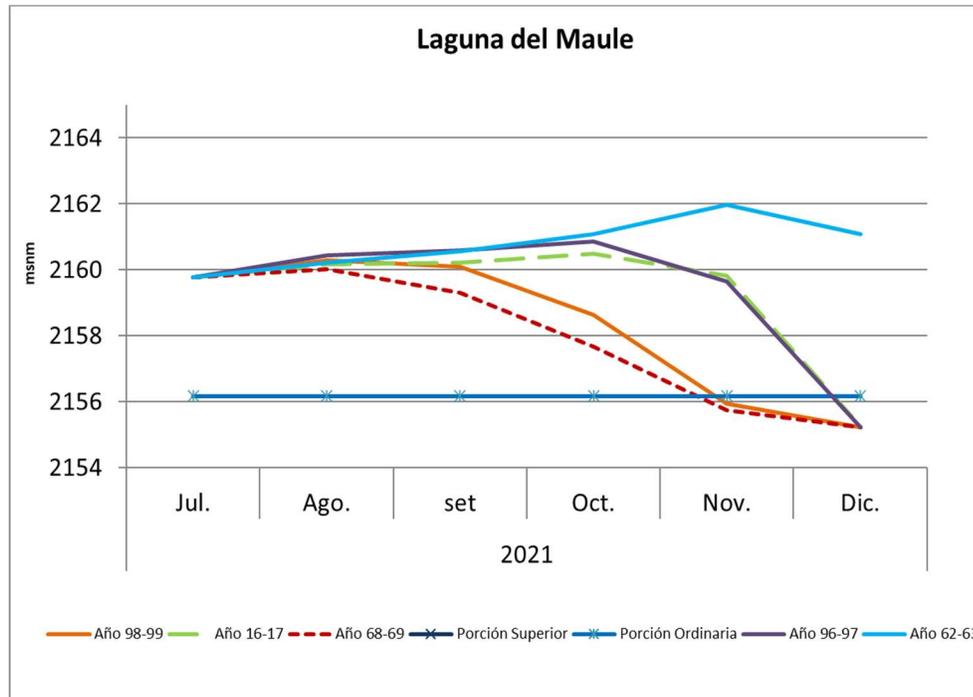
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales

Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir de los casos correspondientes para el primer semestre:

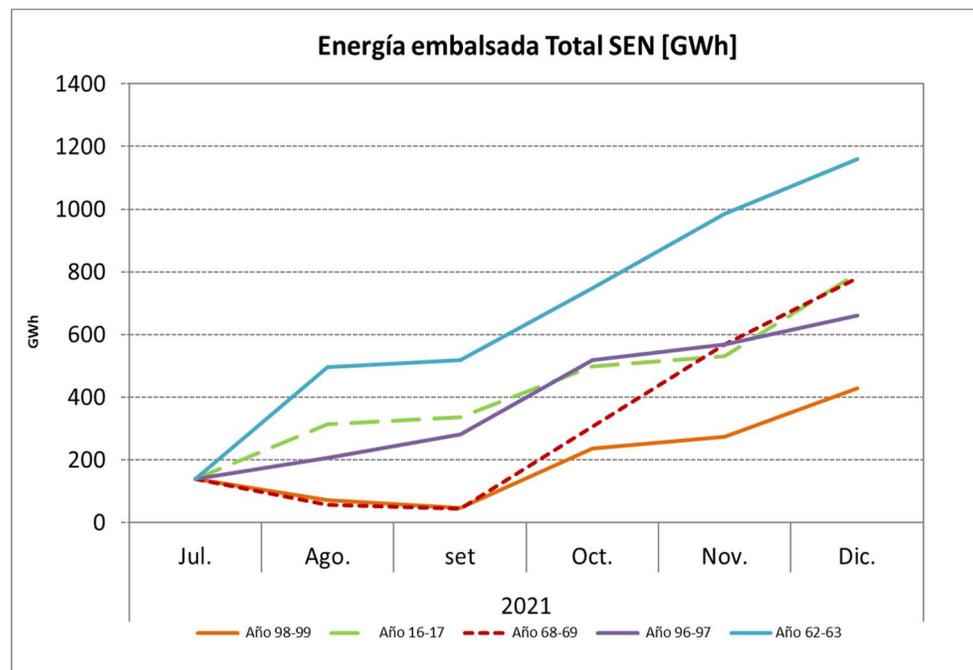
Caso base

i) Cotas finales mensuales





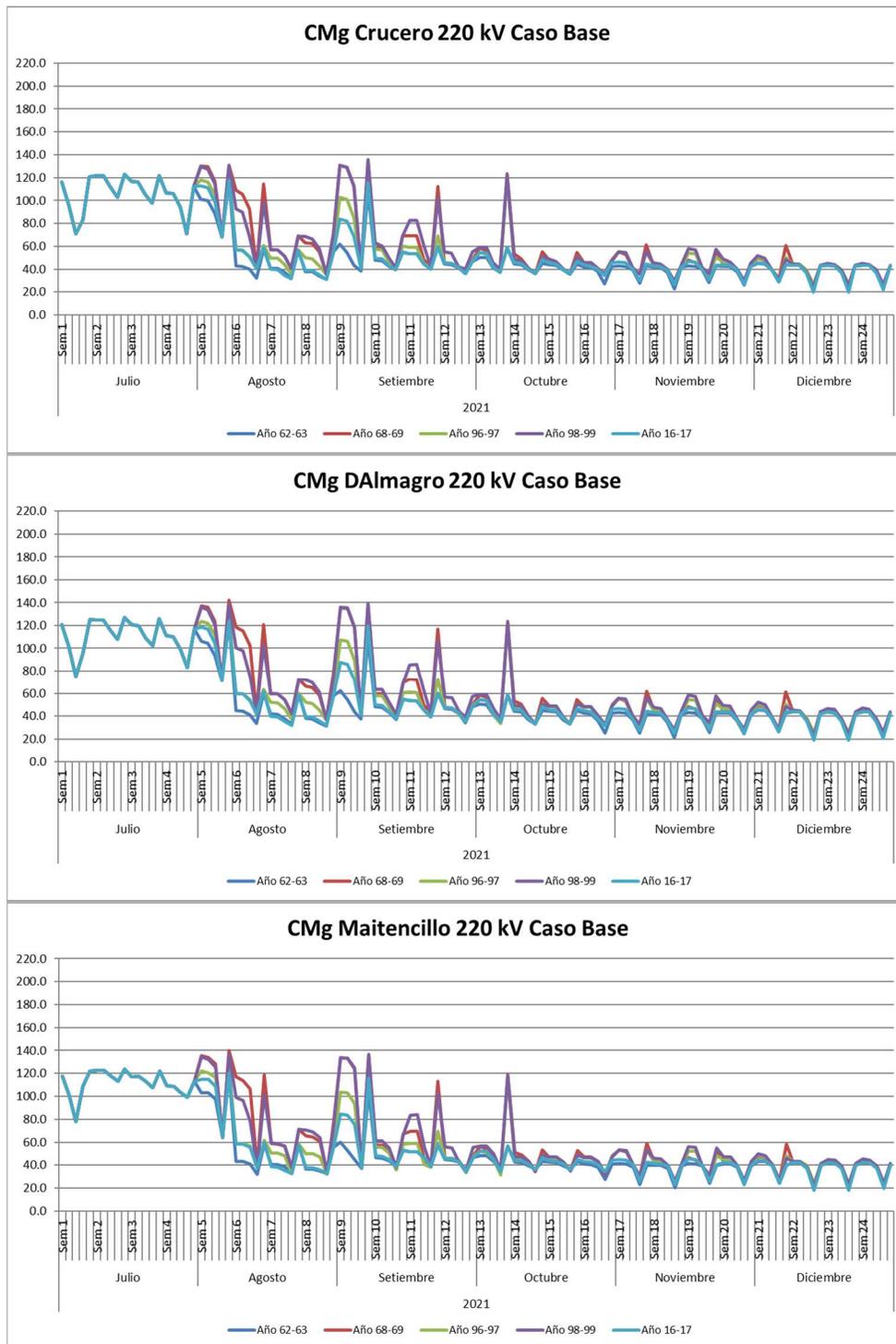
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

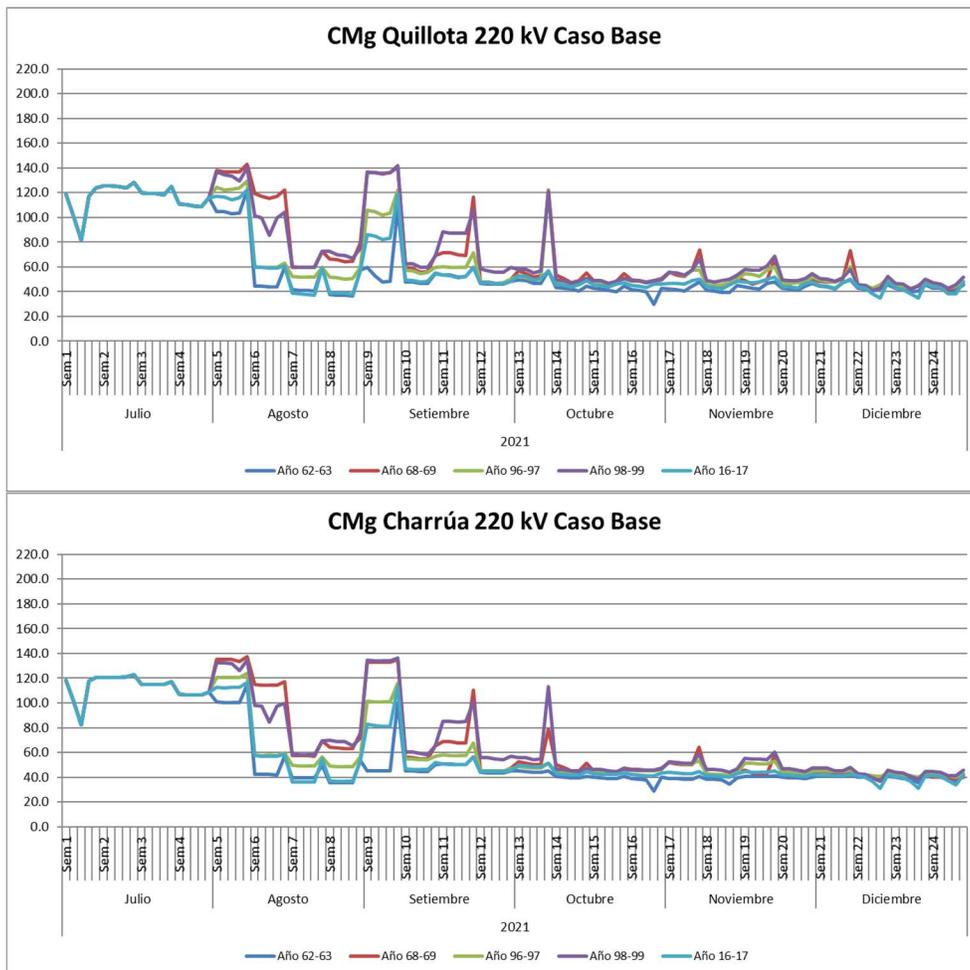


Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangue, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido a que el uso del agua es compartido entre generación y riego.

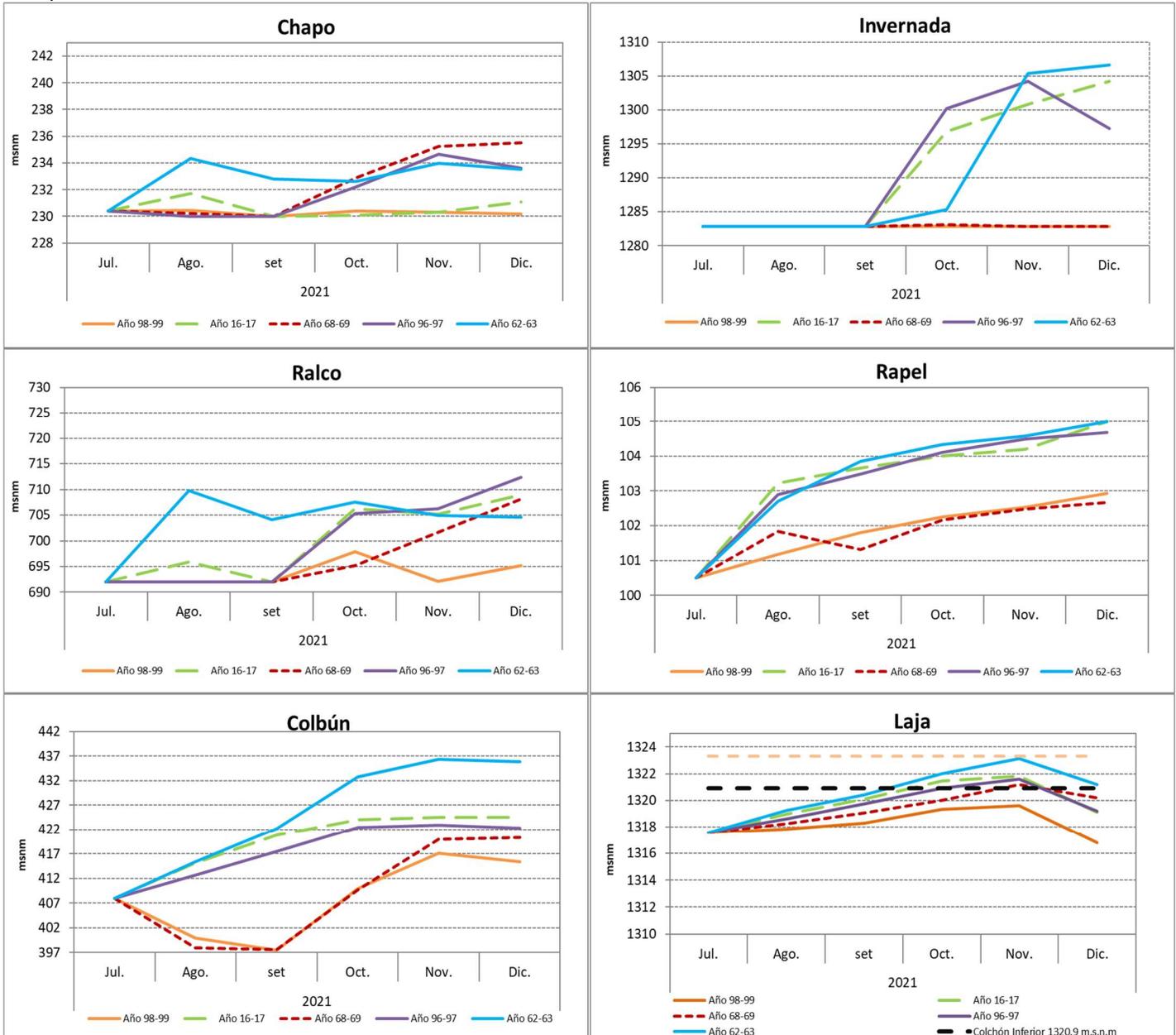
iii) Costos Marginales – Caso base

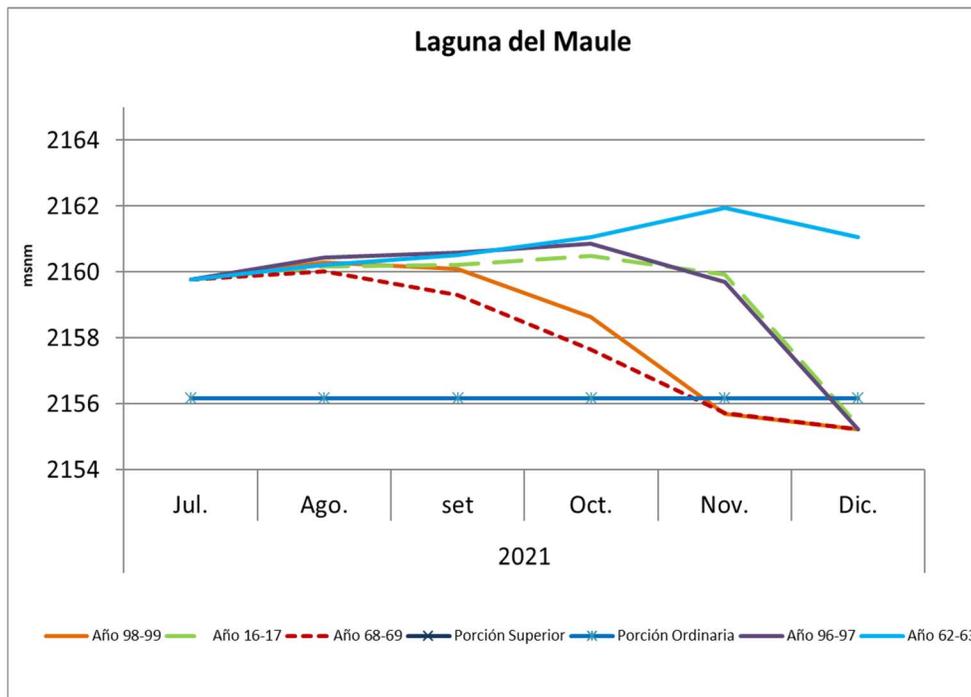




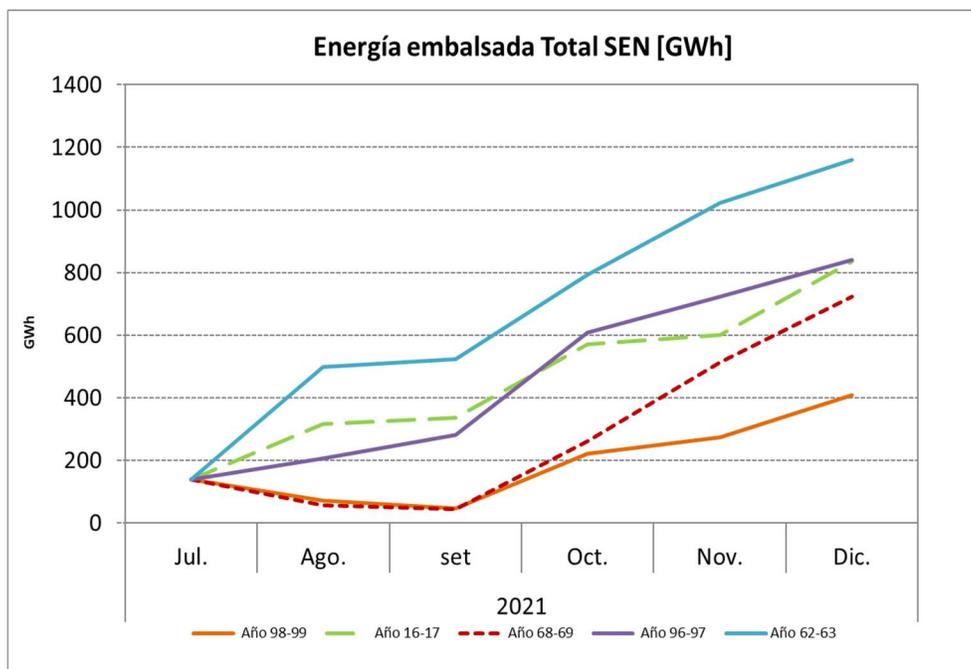
Caso 1

i) Cotas finales mensuales



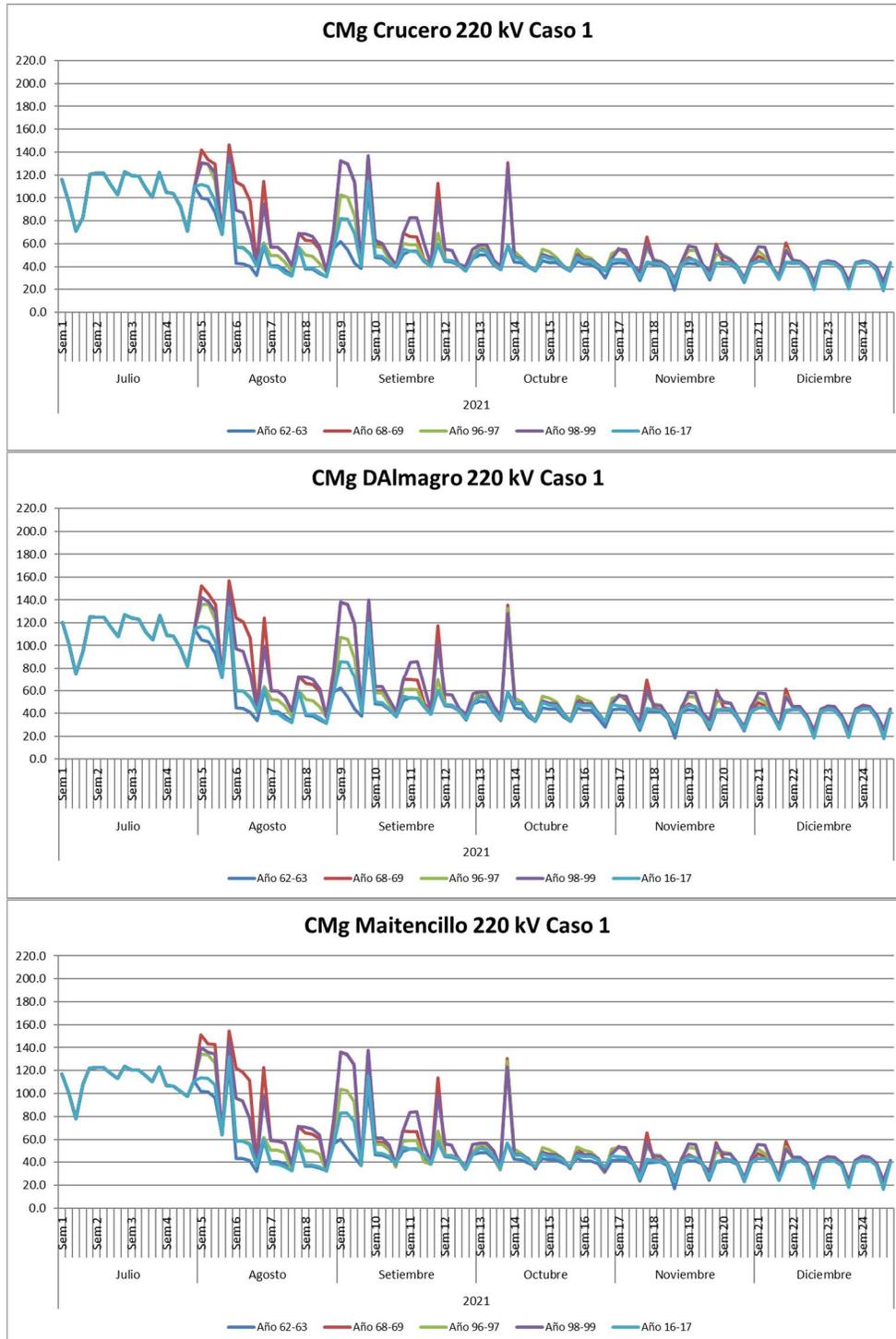


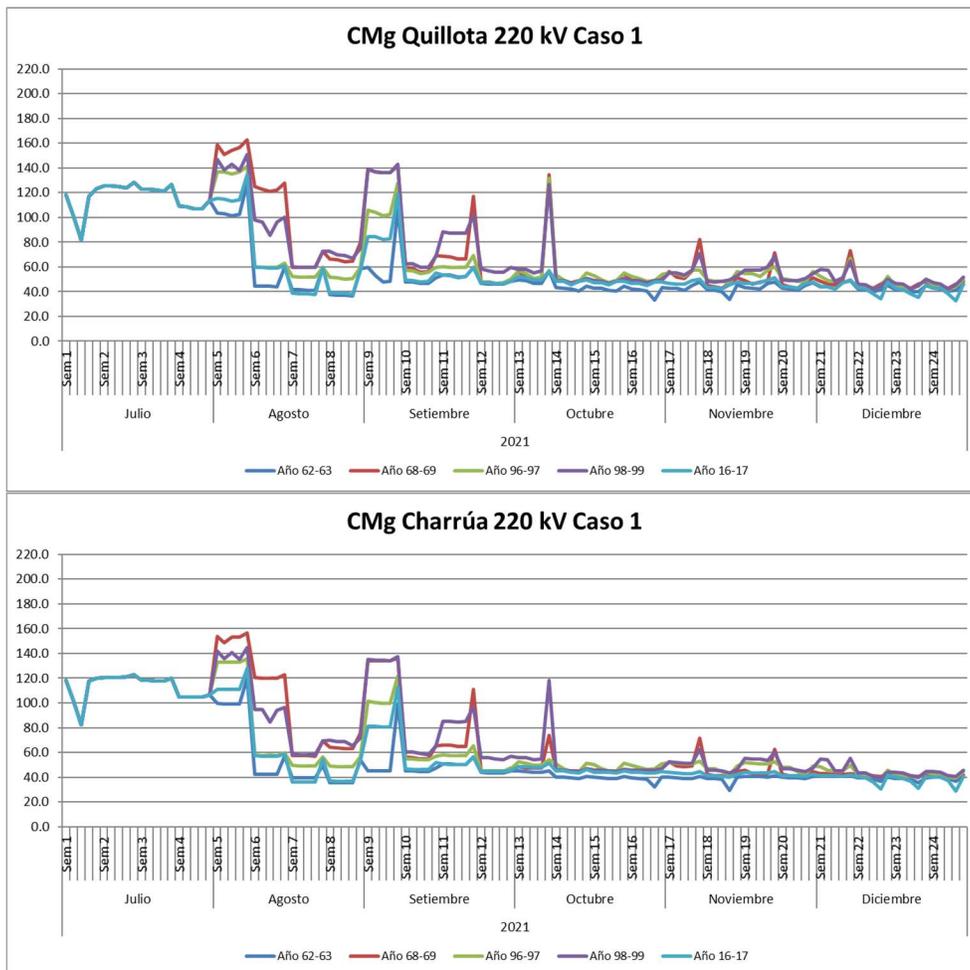
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 1



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

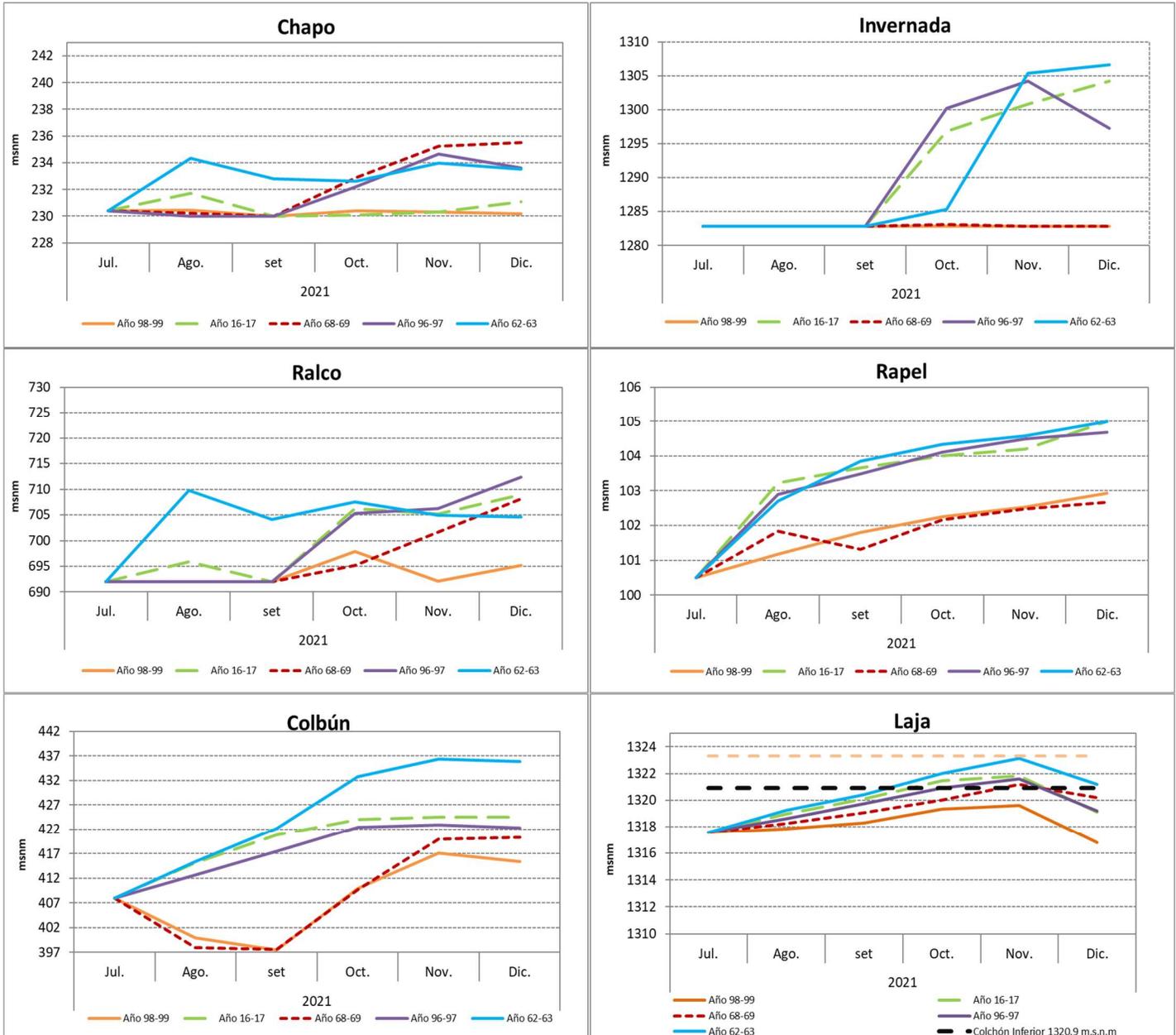
iii) Costos Marginales – Caso 1

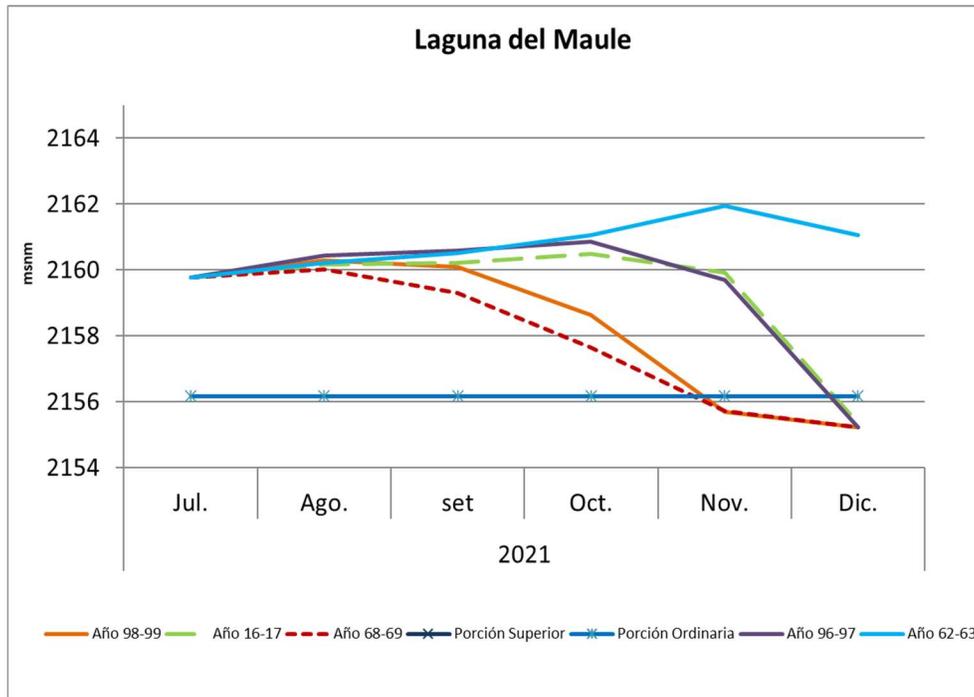




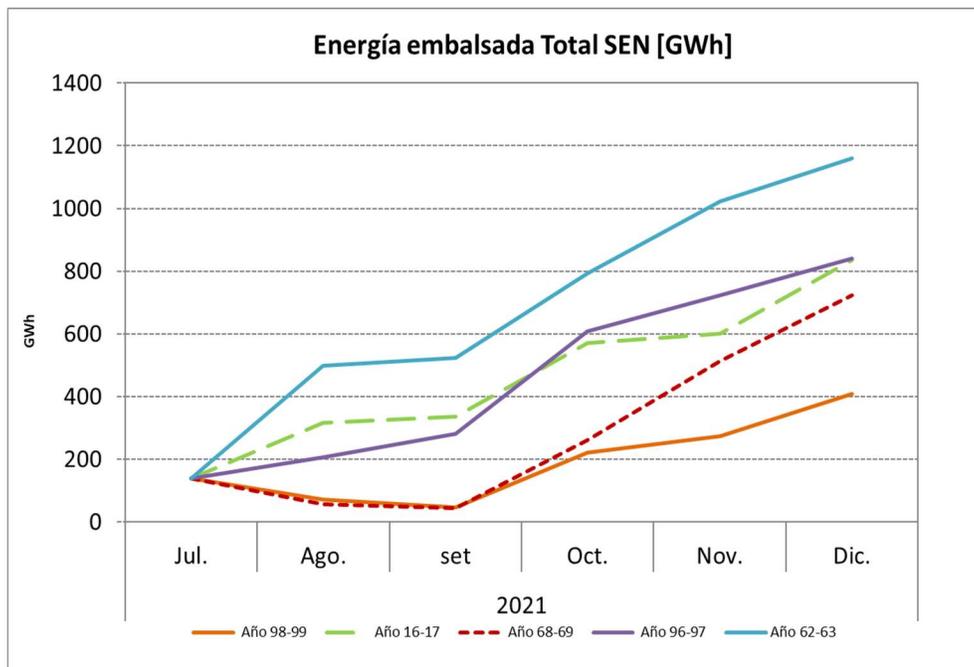
Caso 2

i) Cotas finales mensuales



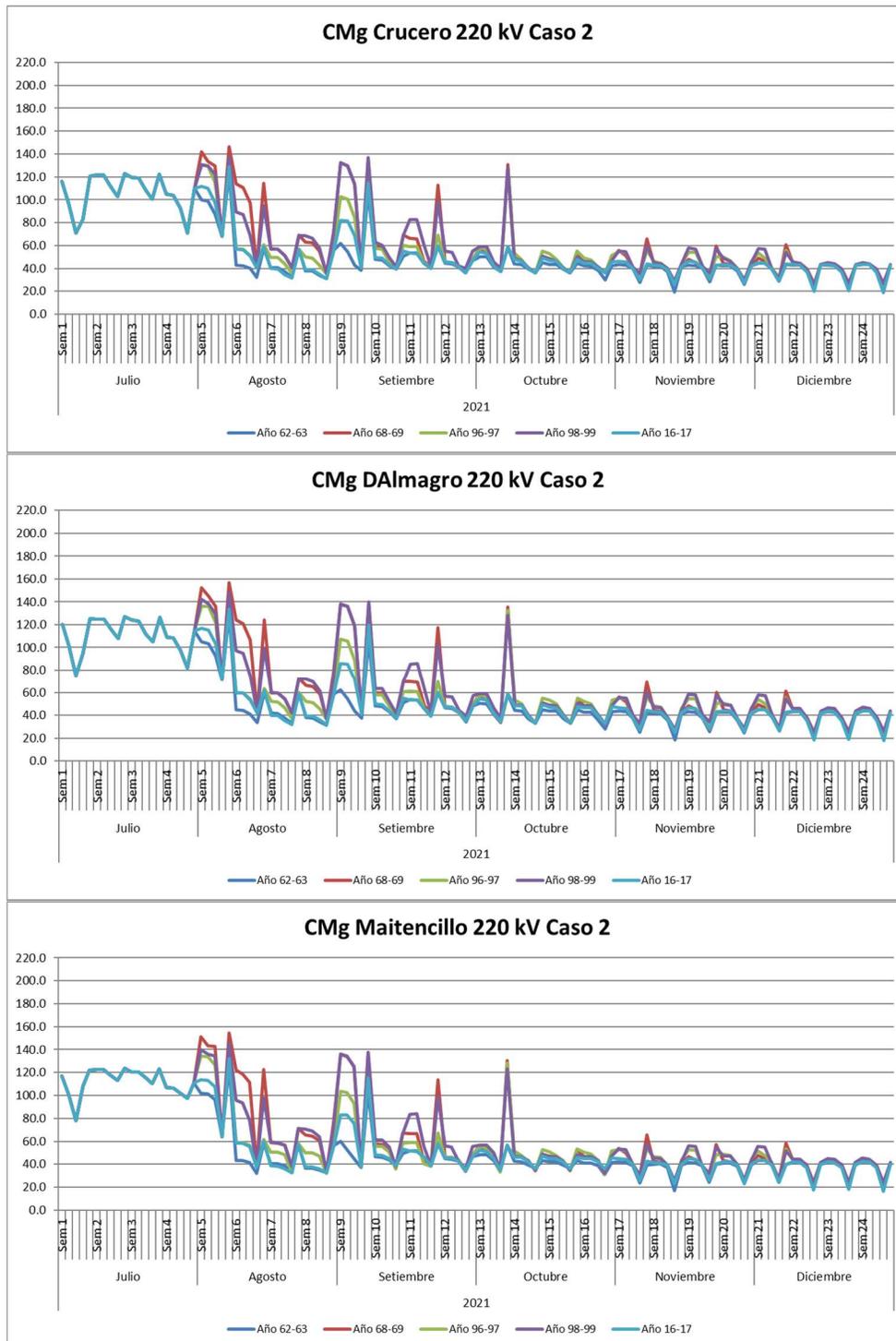


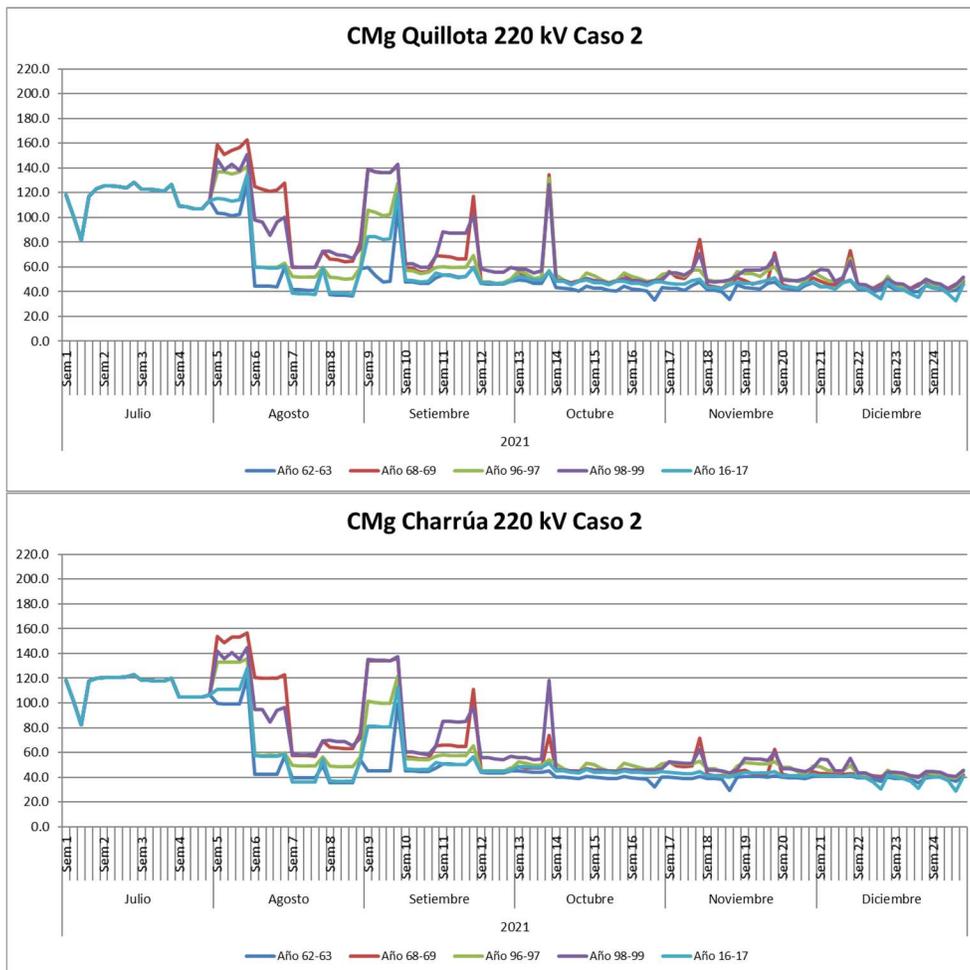
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 2



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

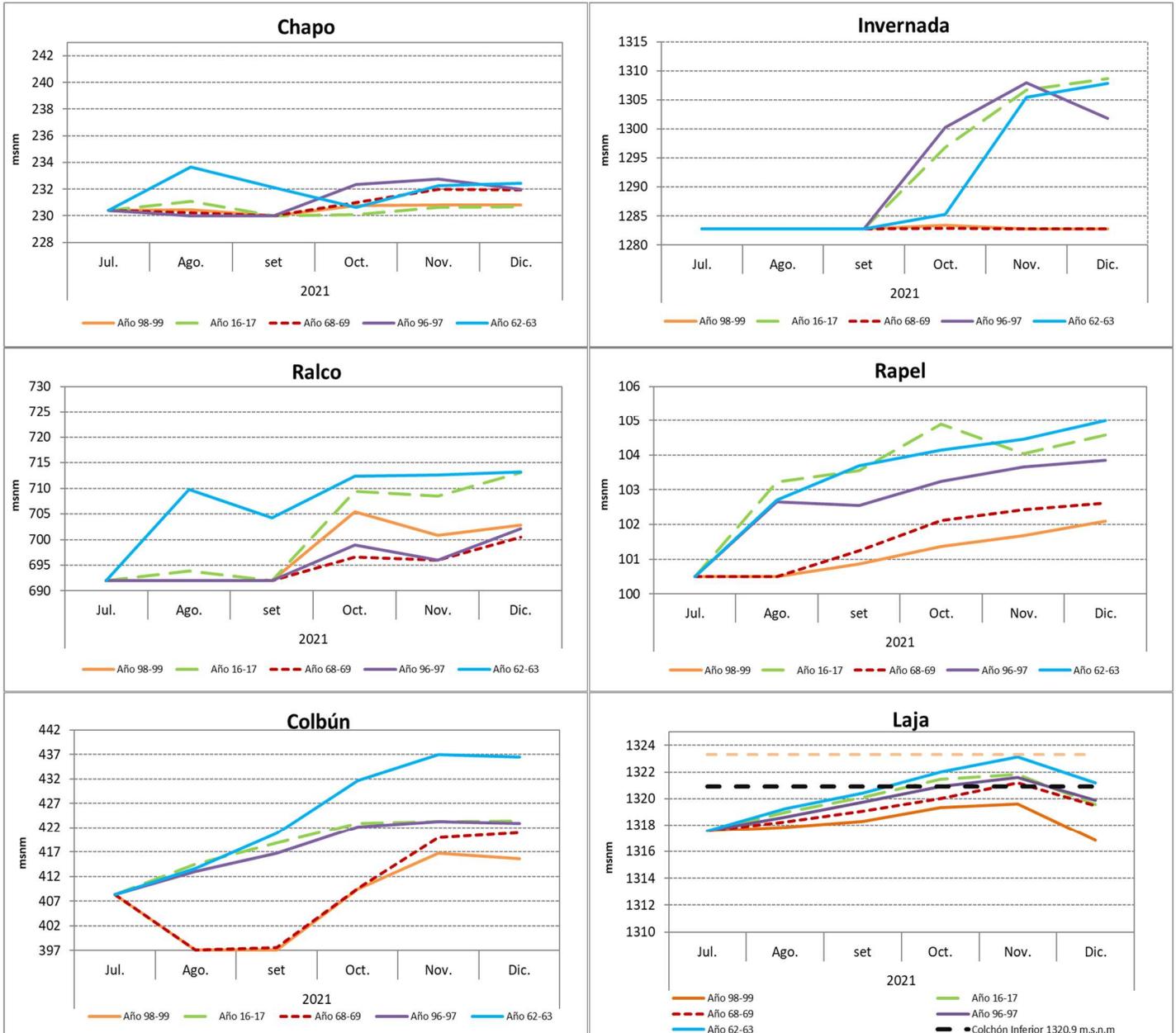
iii) Costos Marginales – Caso 2

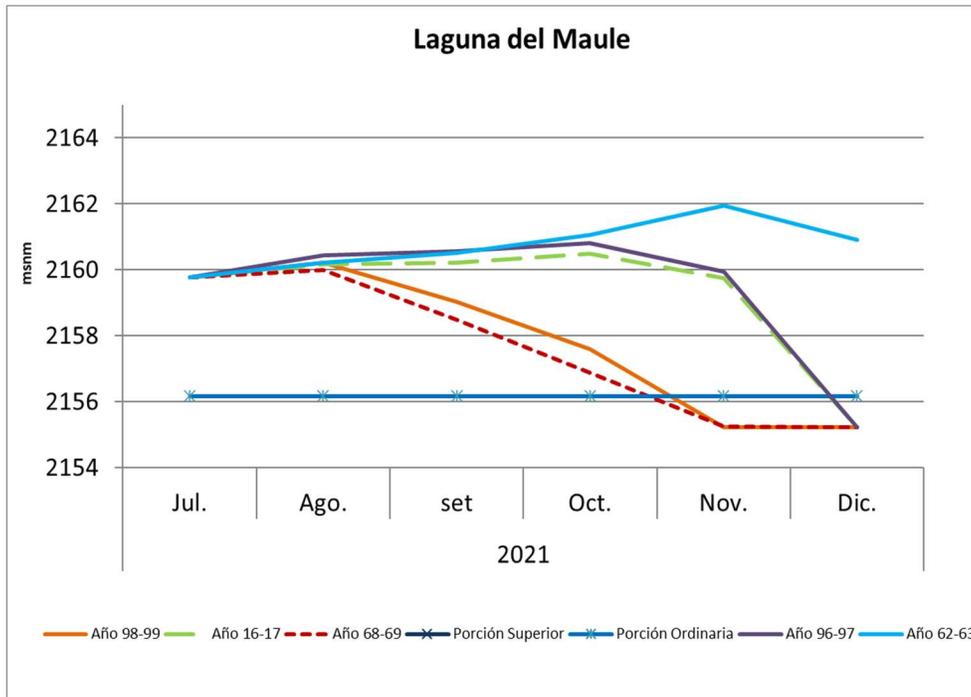




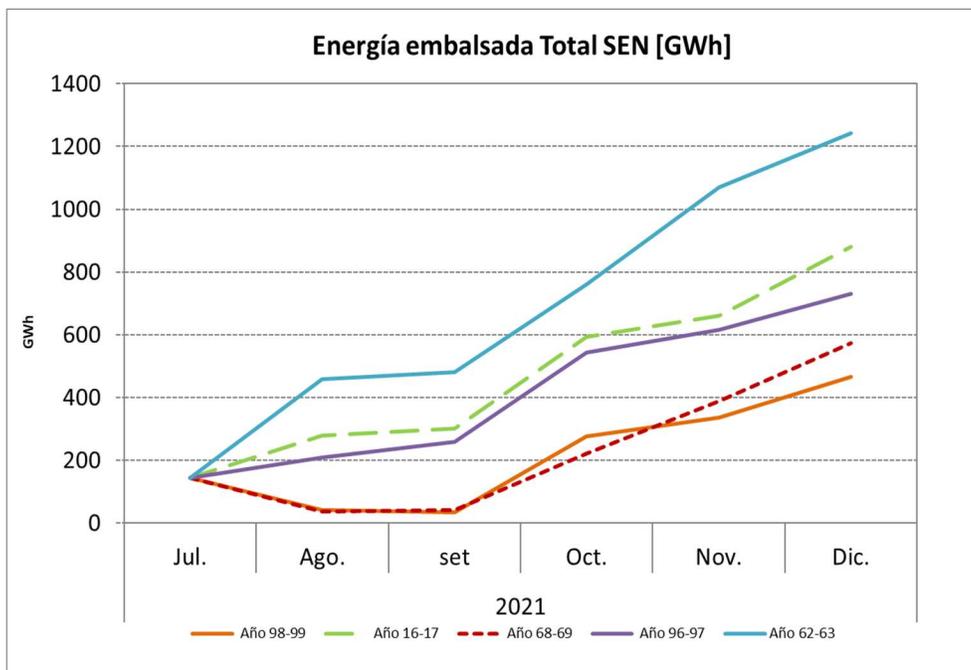
Caso 3

i) Cotas finales mensuales



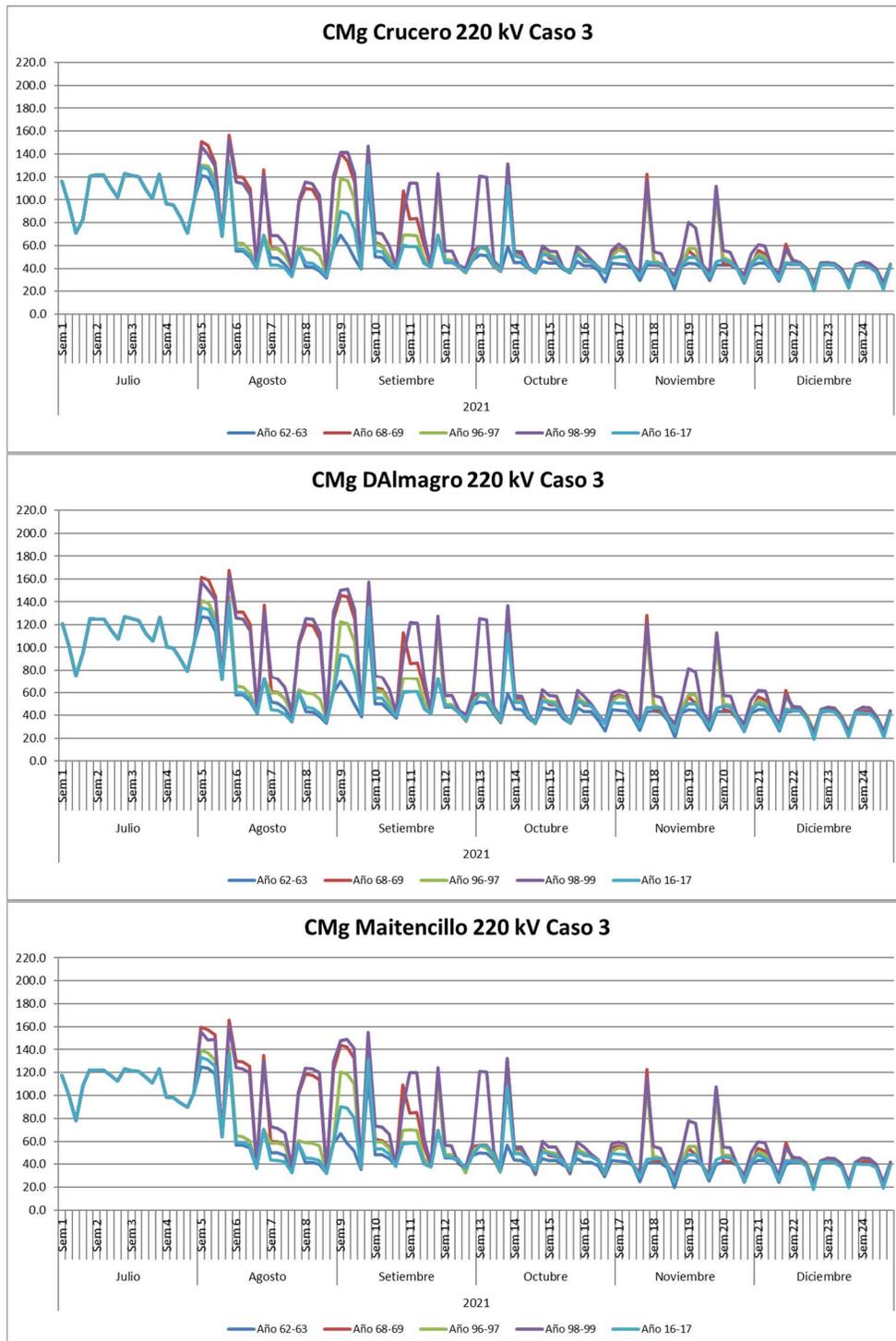


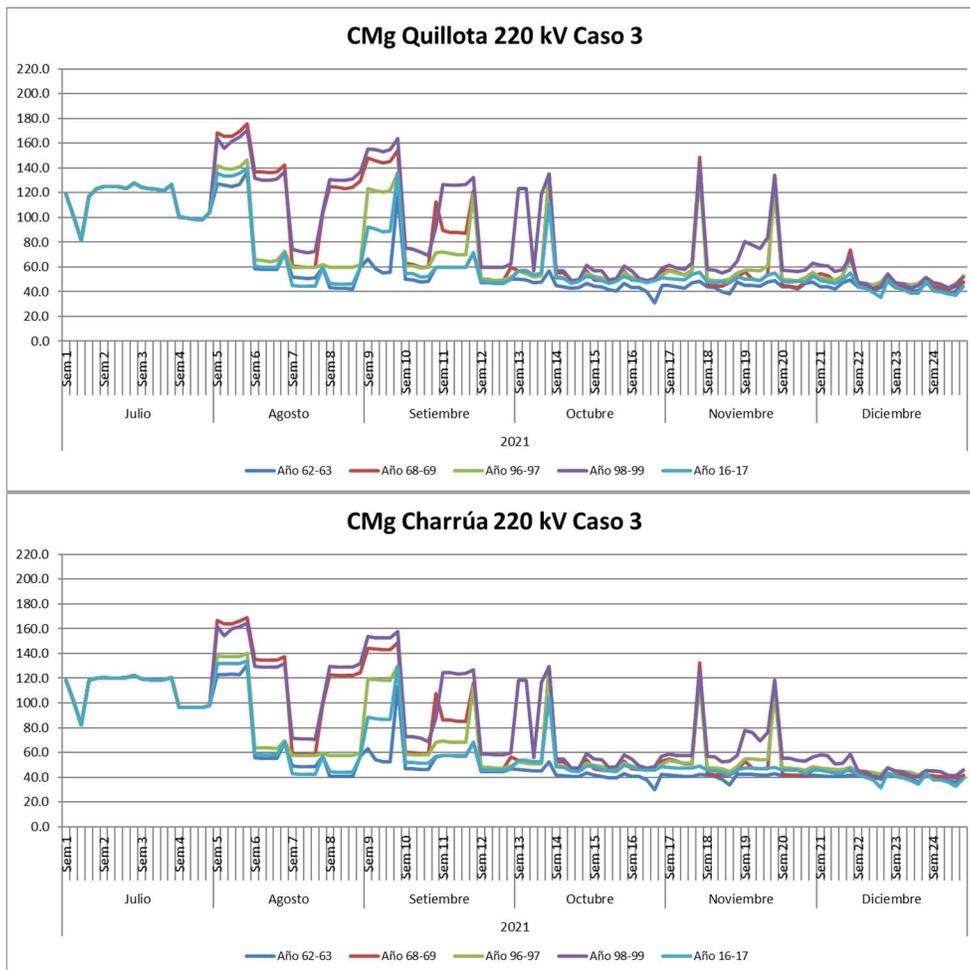
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 3



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

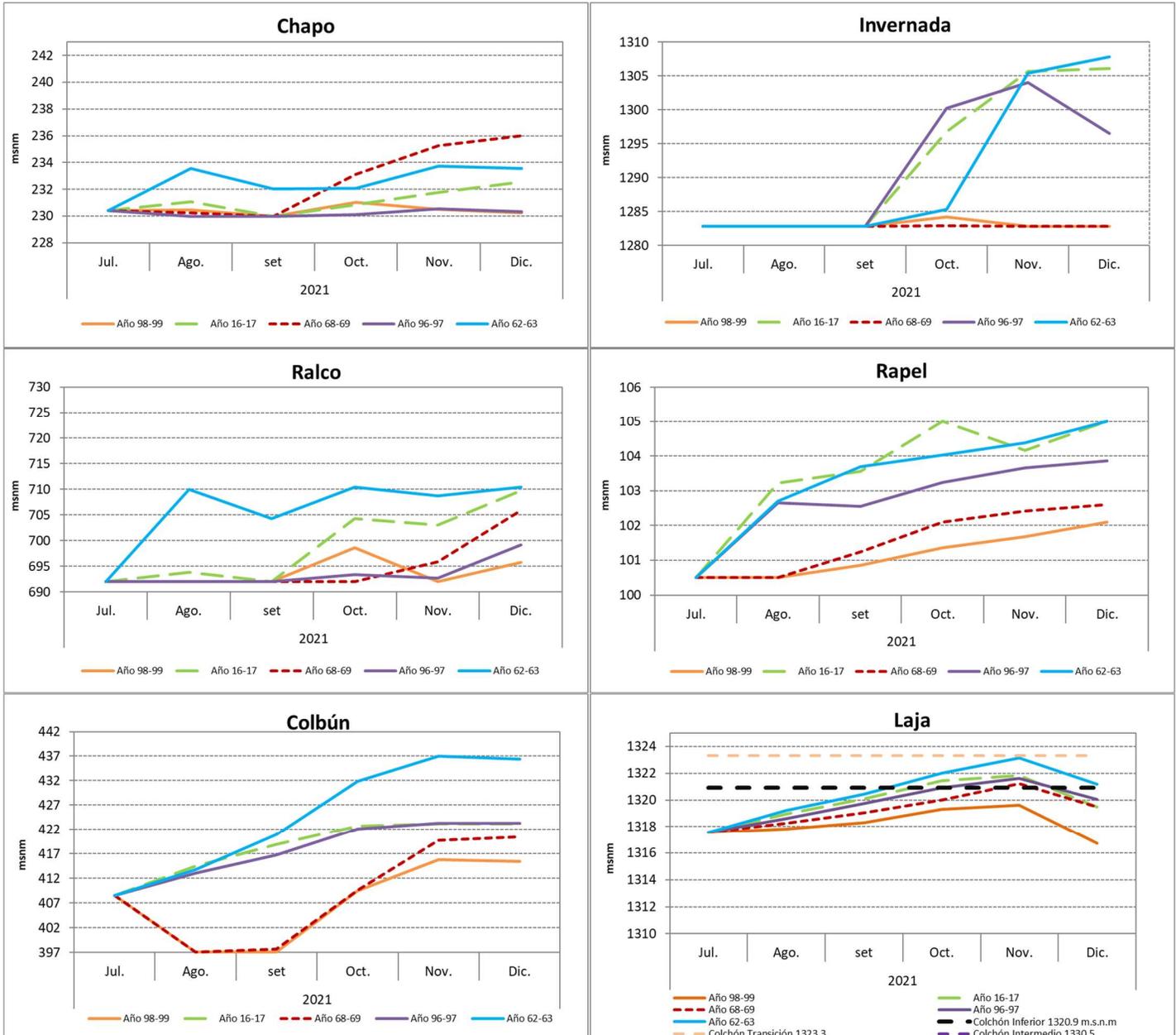
iii) Costos Marginales – Caso 3

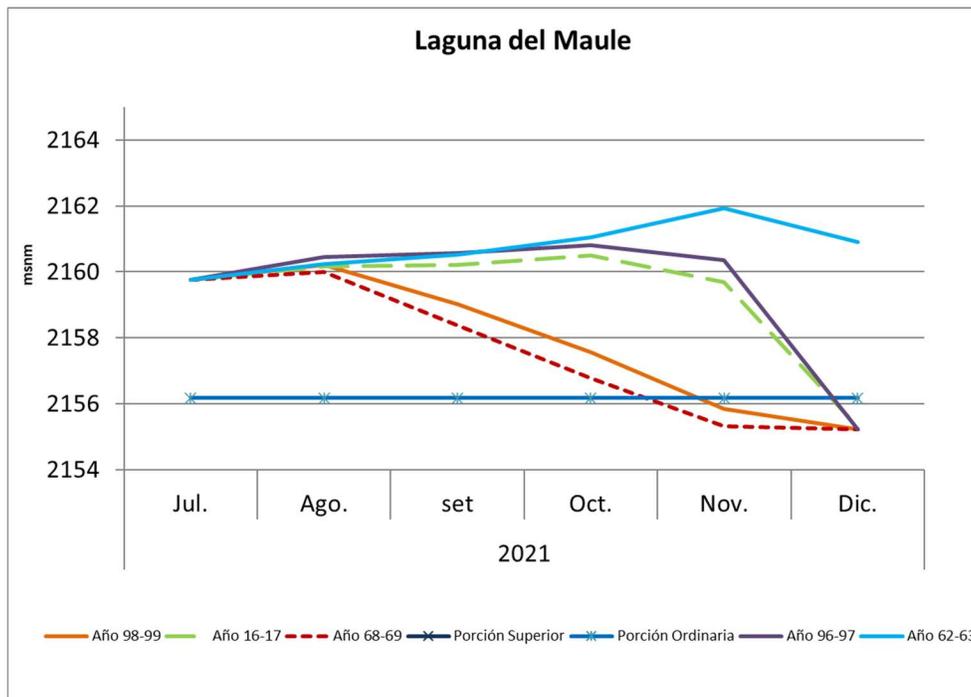




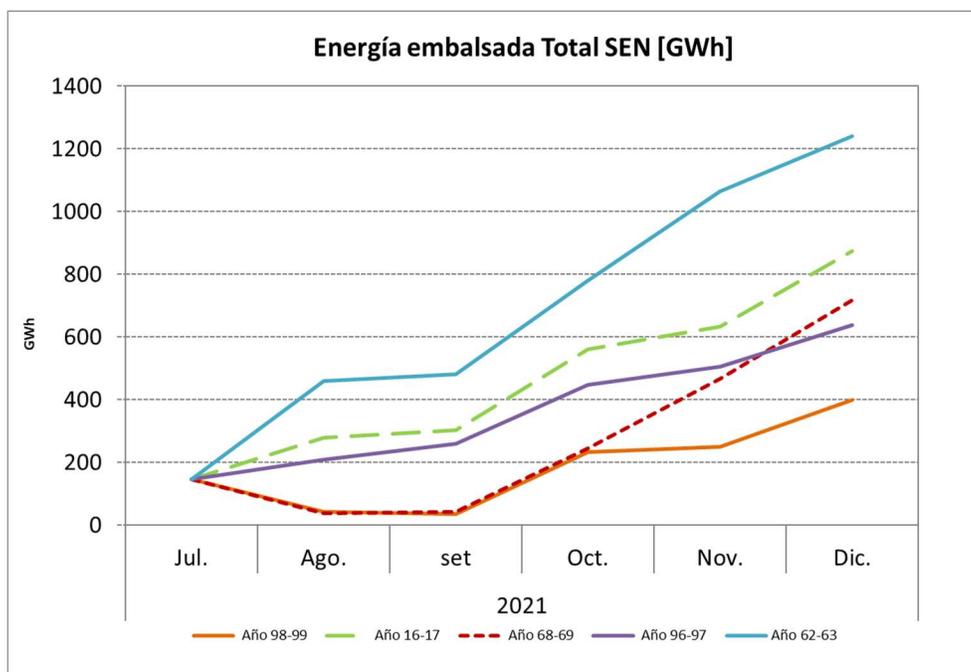
Caso 4

i) Cotas finales mensuales



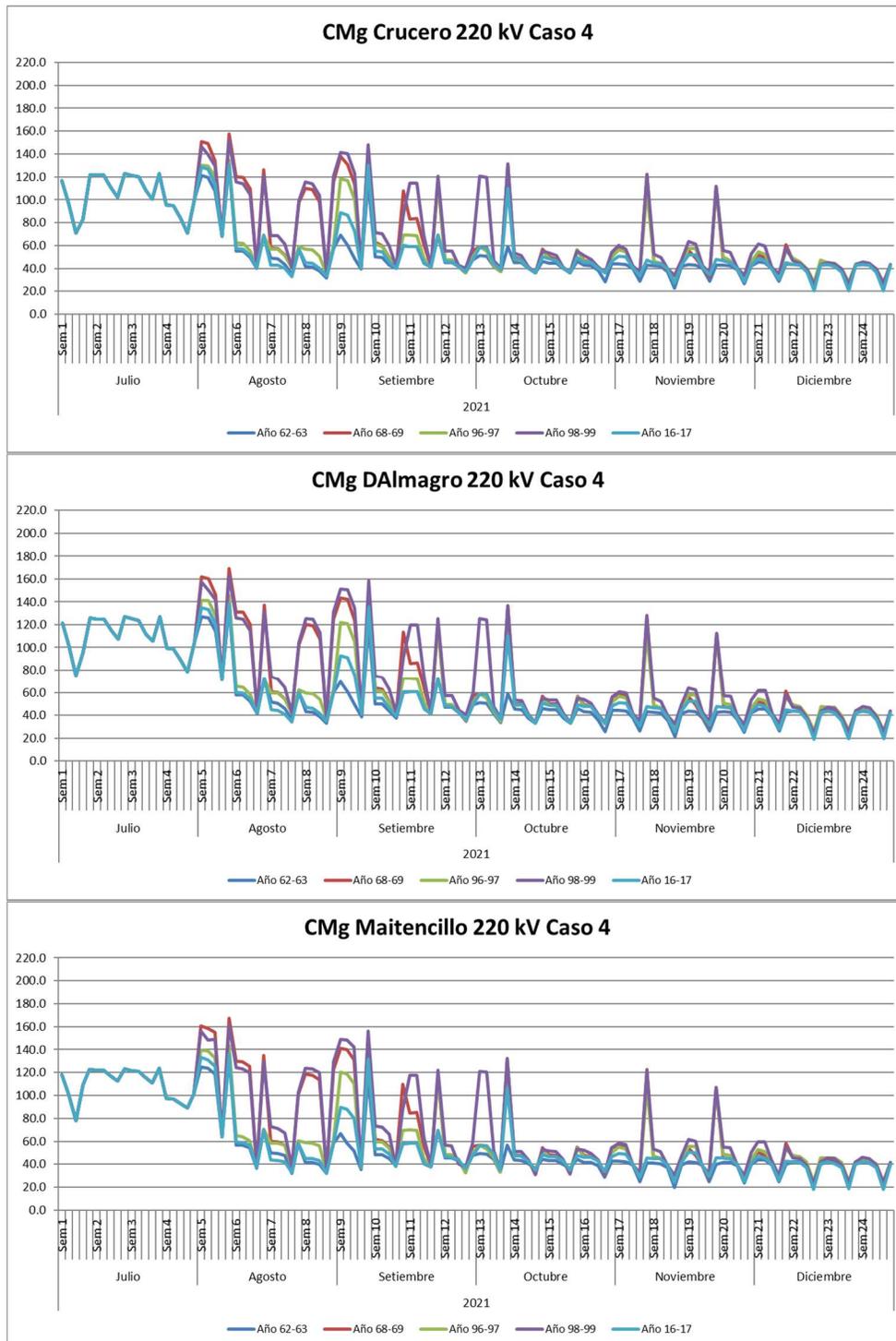


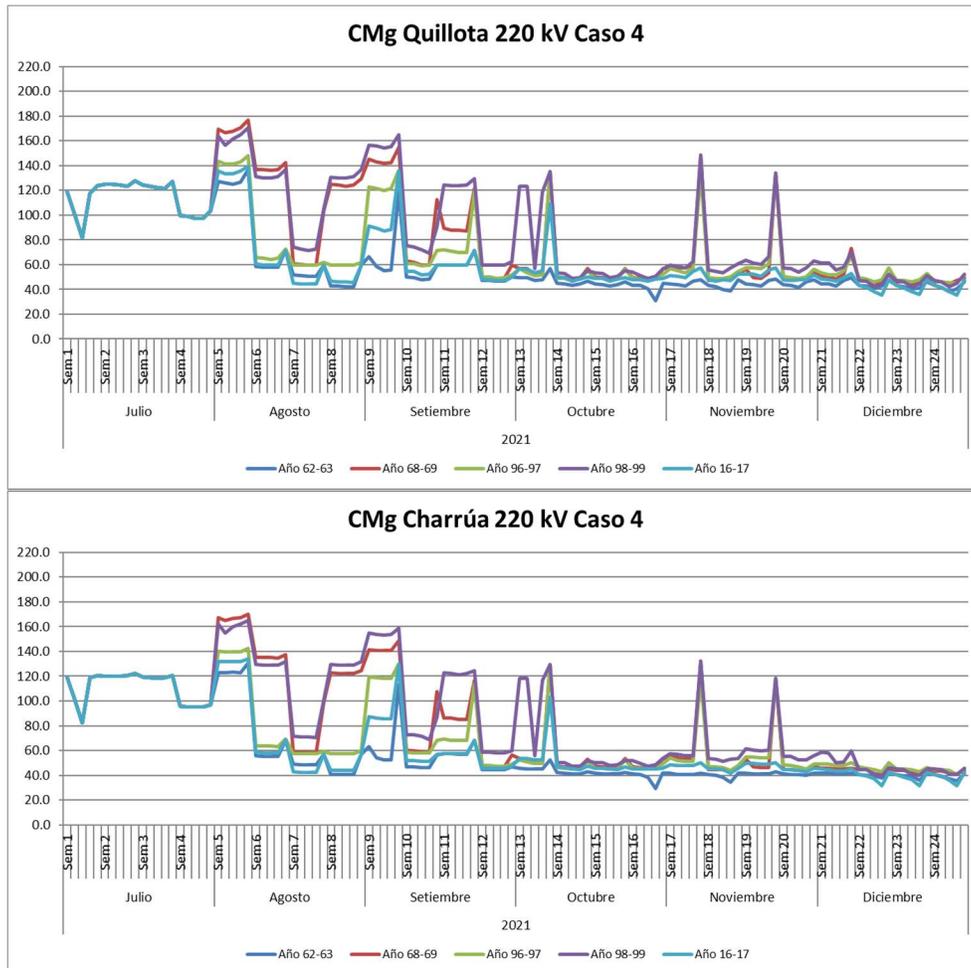
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 4



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

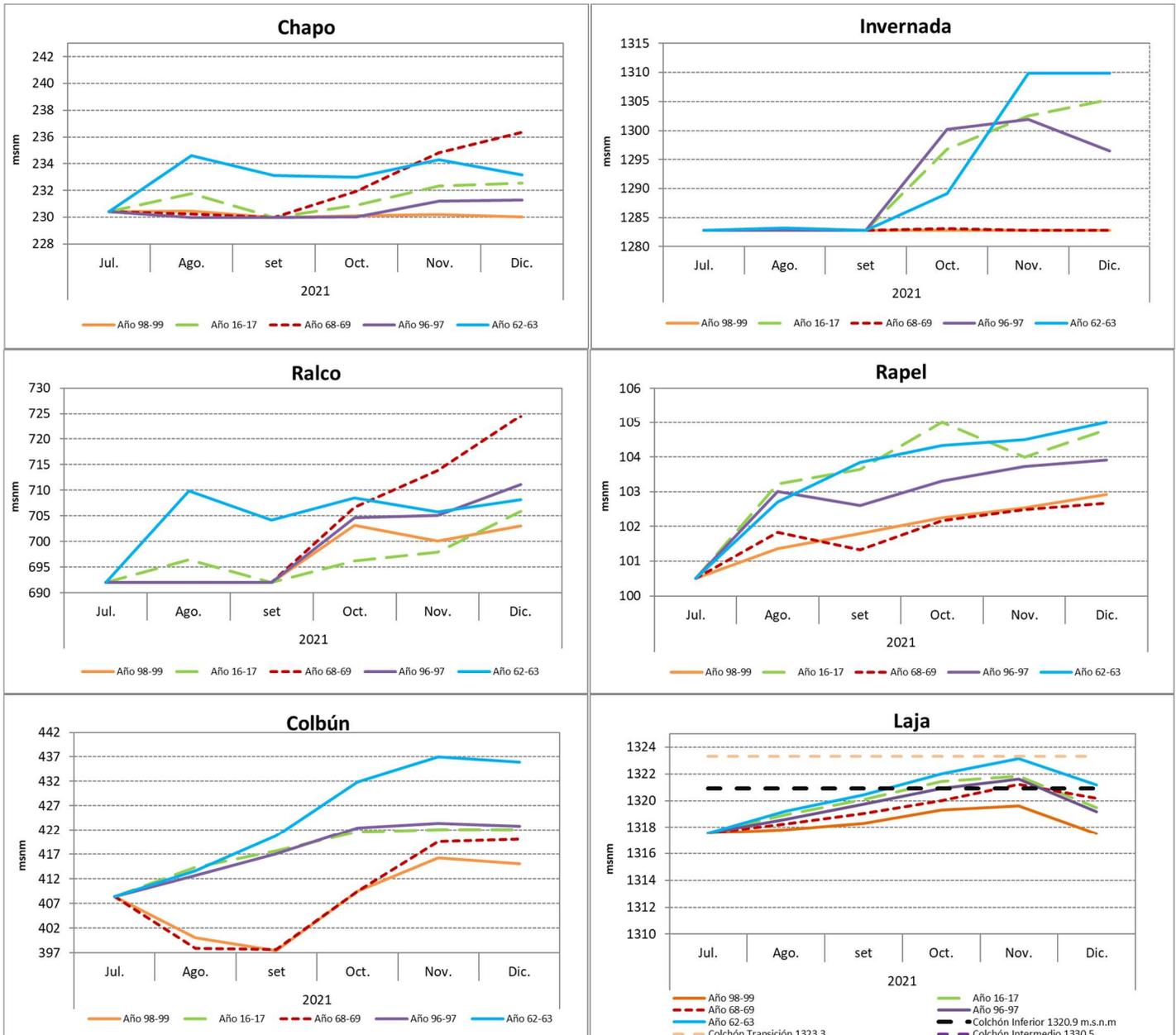
iii) Costos Marginales – Caso 4

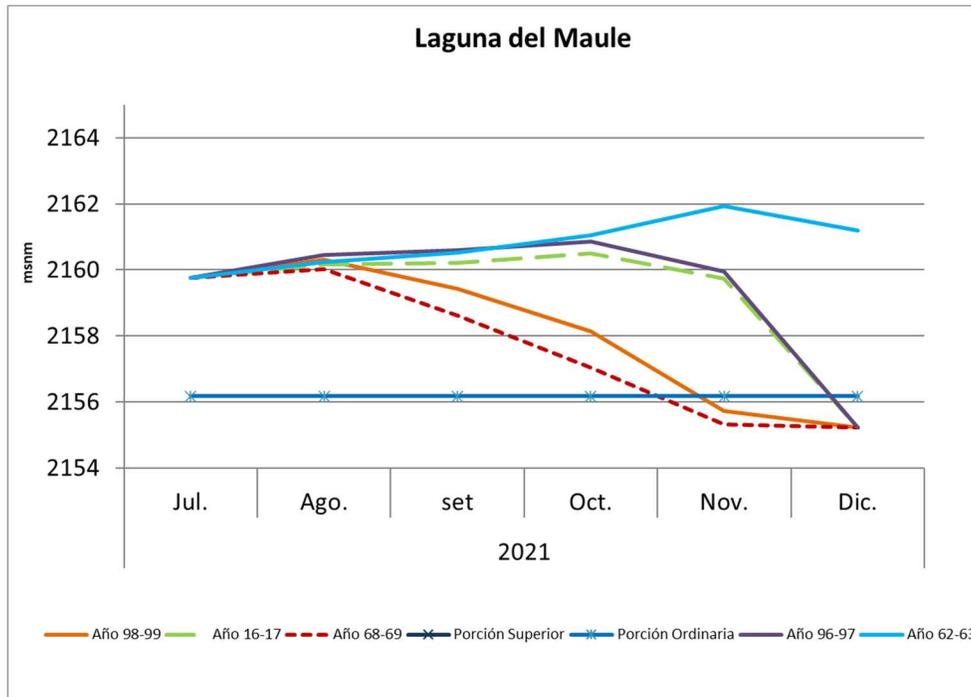




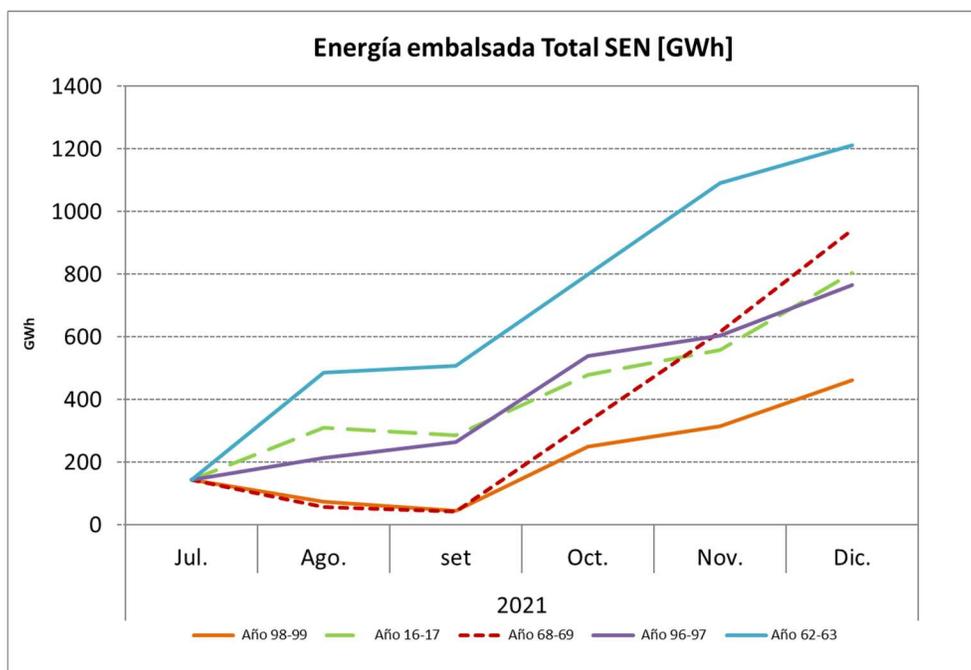
Caso 5

i) Cotas finales mensuales



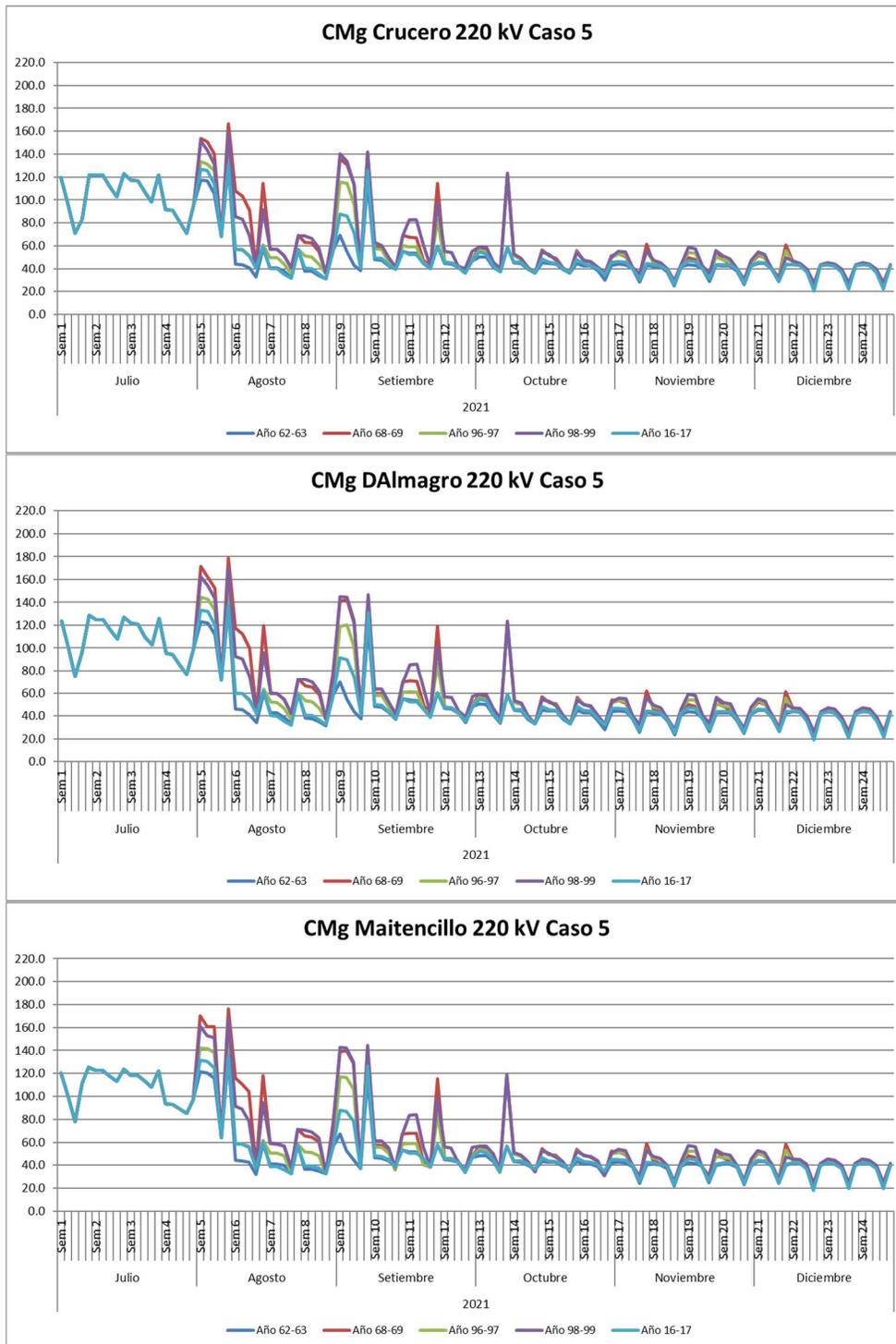


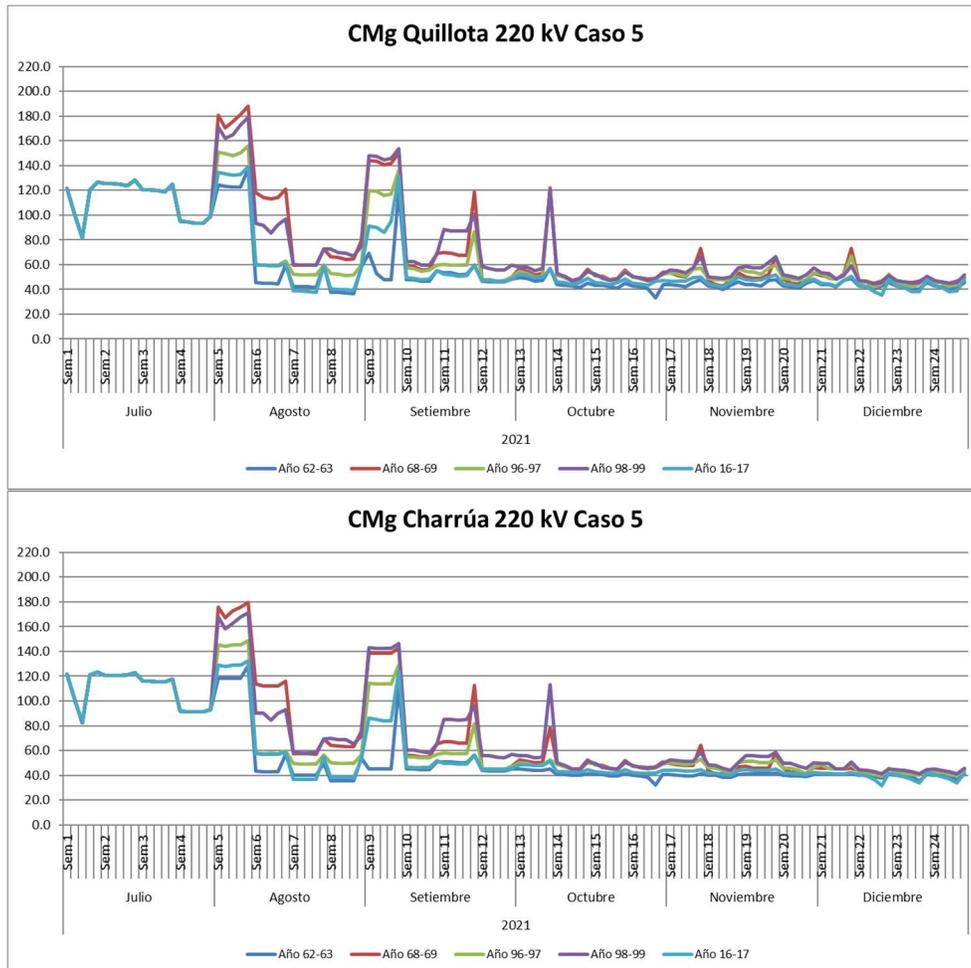
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 5



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

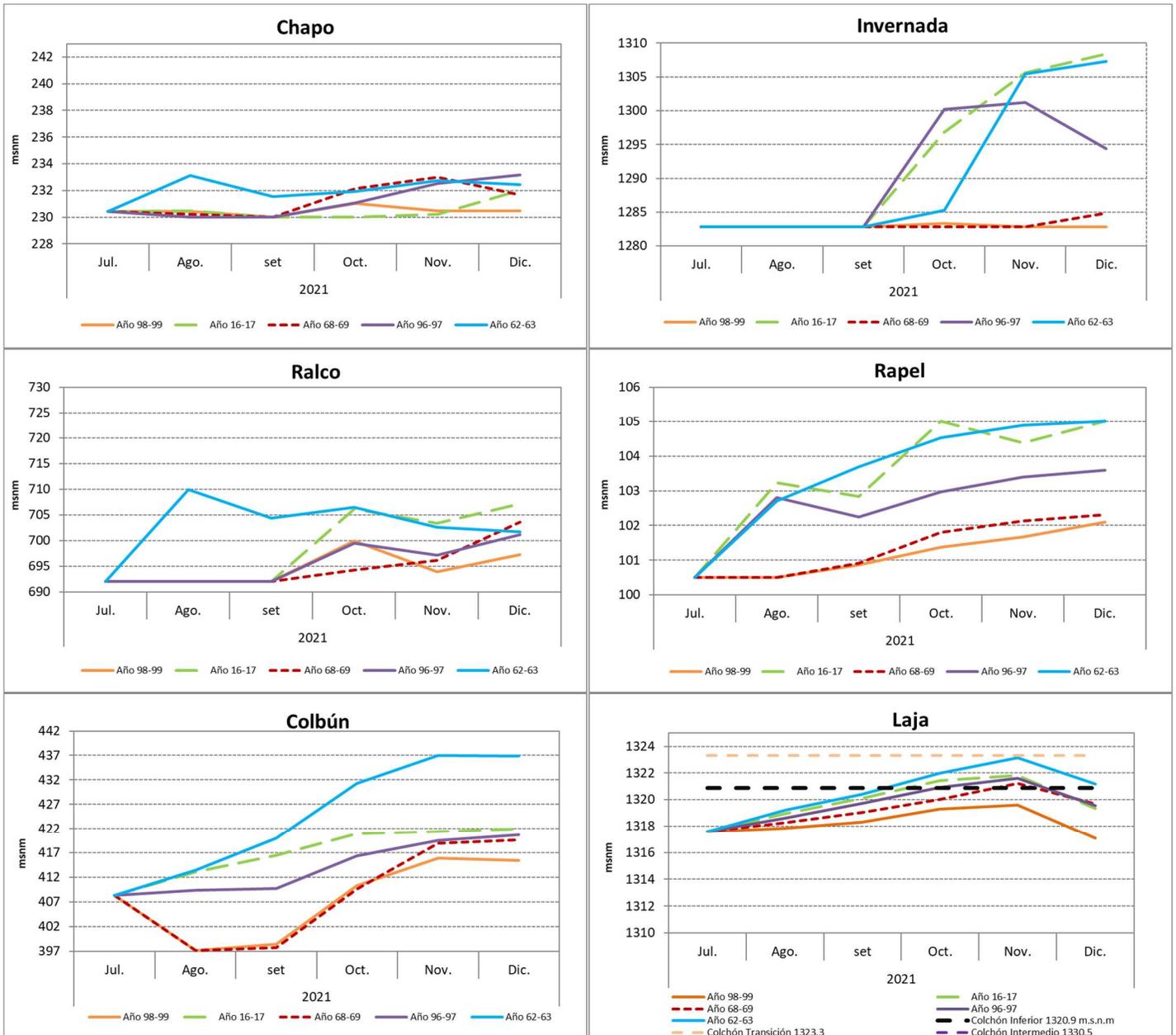
iii) Costos Marginales – Caso 5

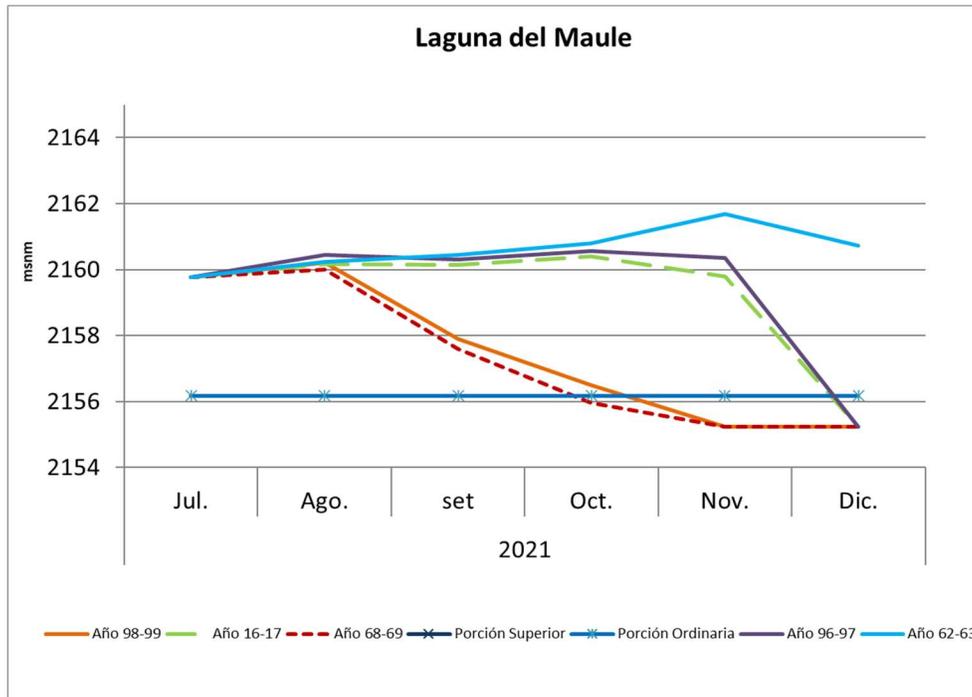




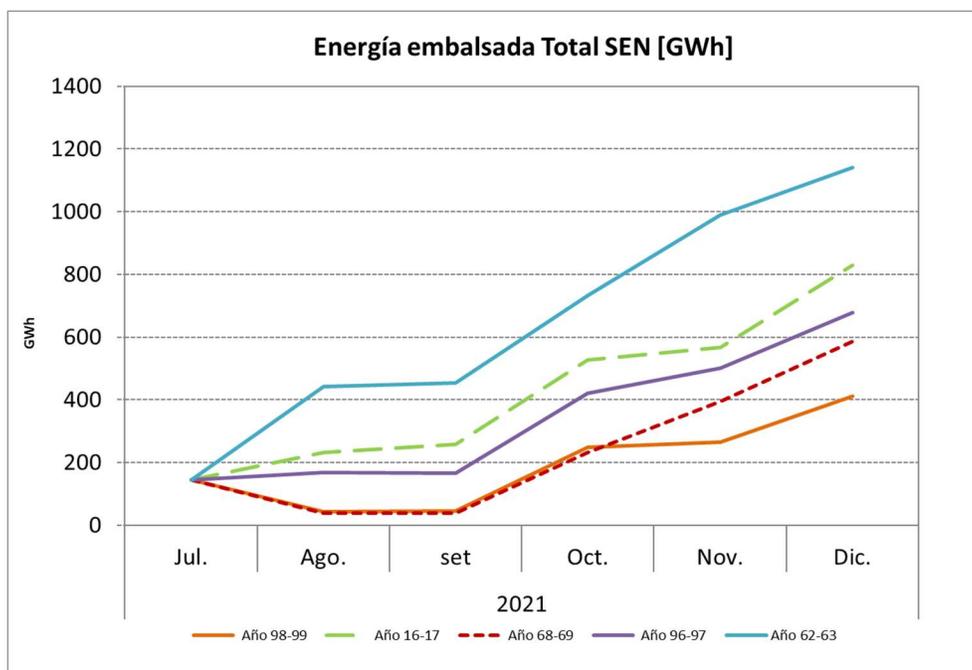
Caso 6

iv) Cotas finales mensuales



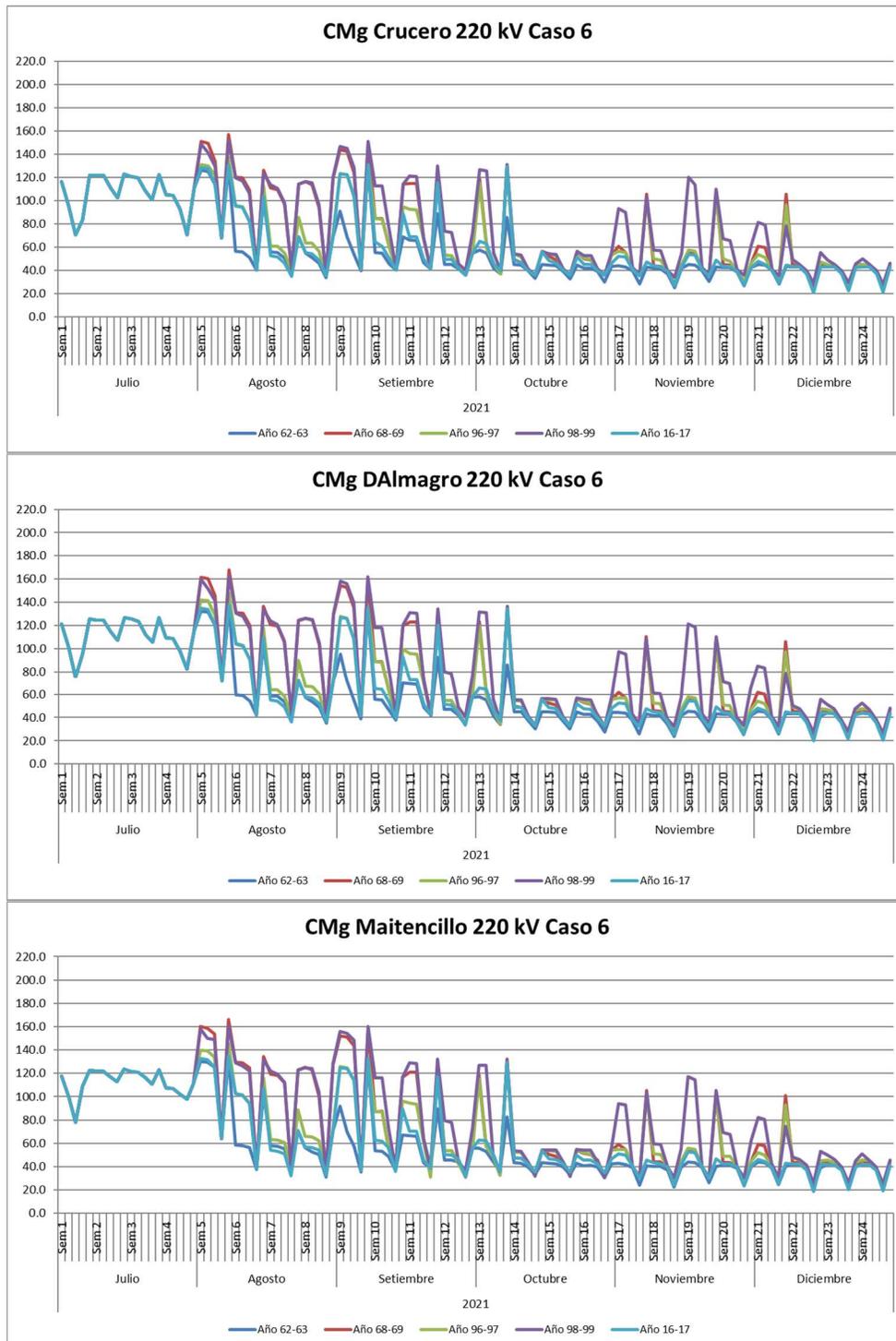


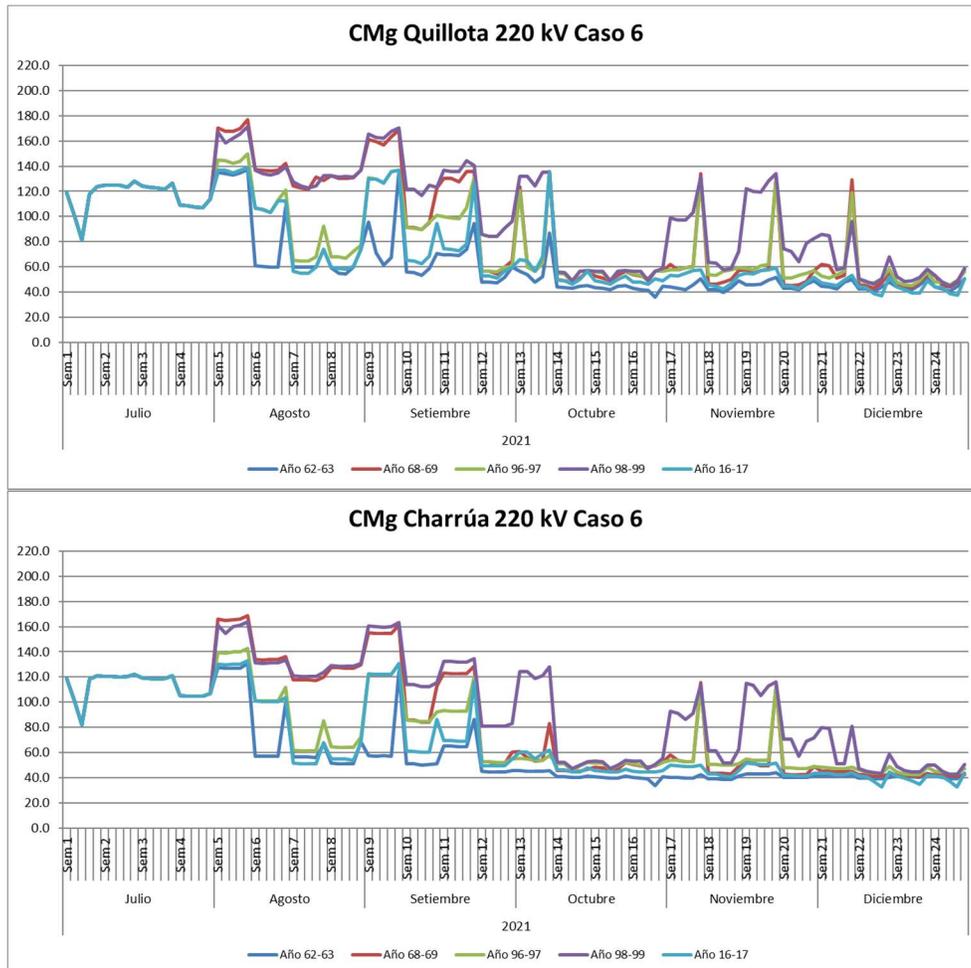
v) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 6



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

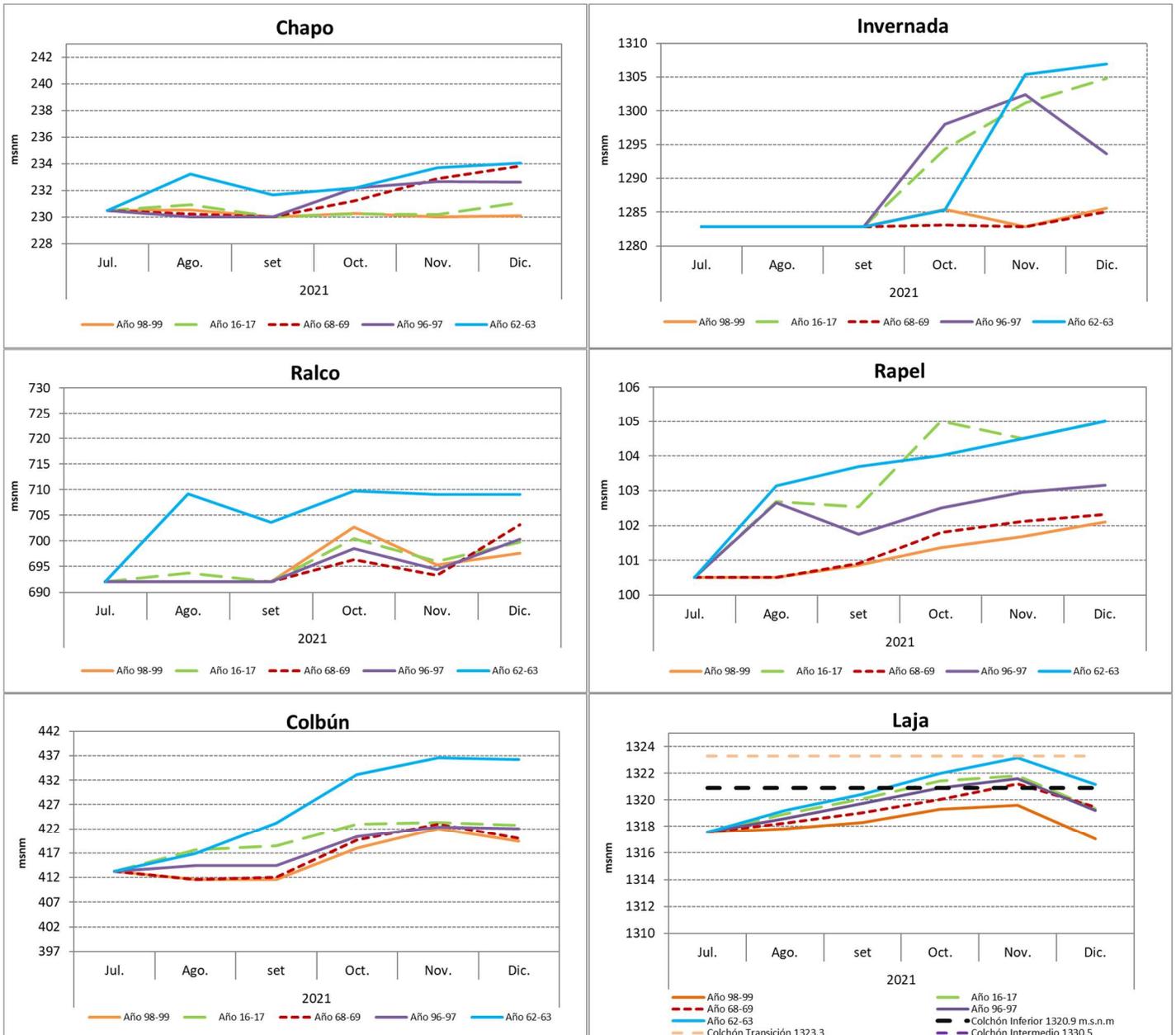
vi) Costos Marginales – Caso 6

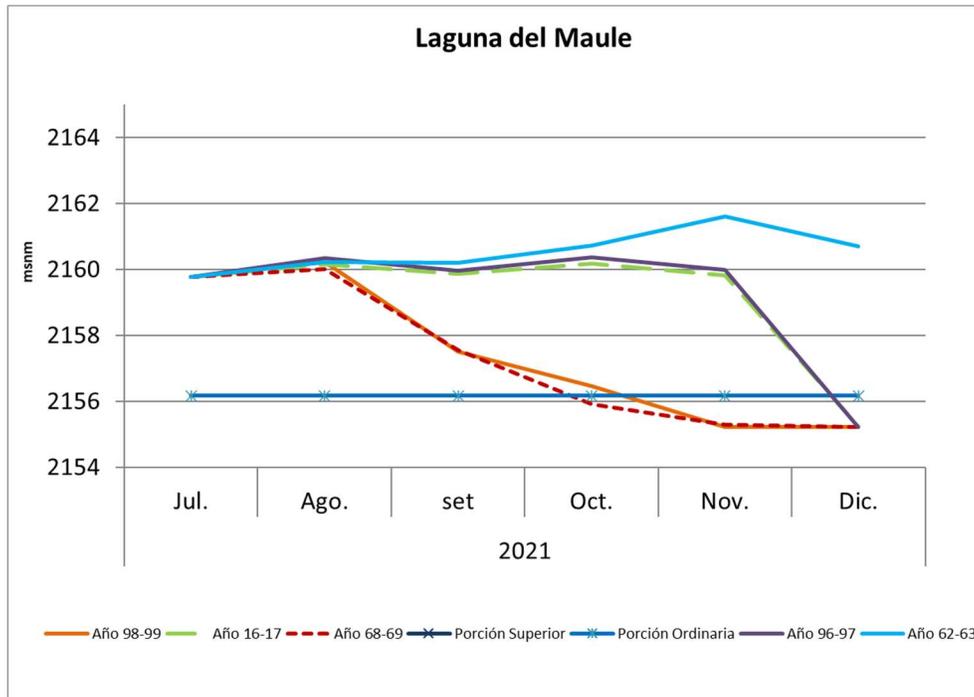




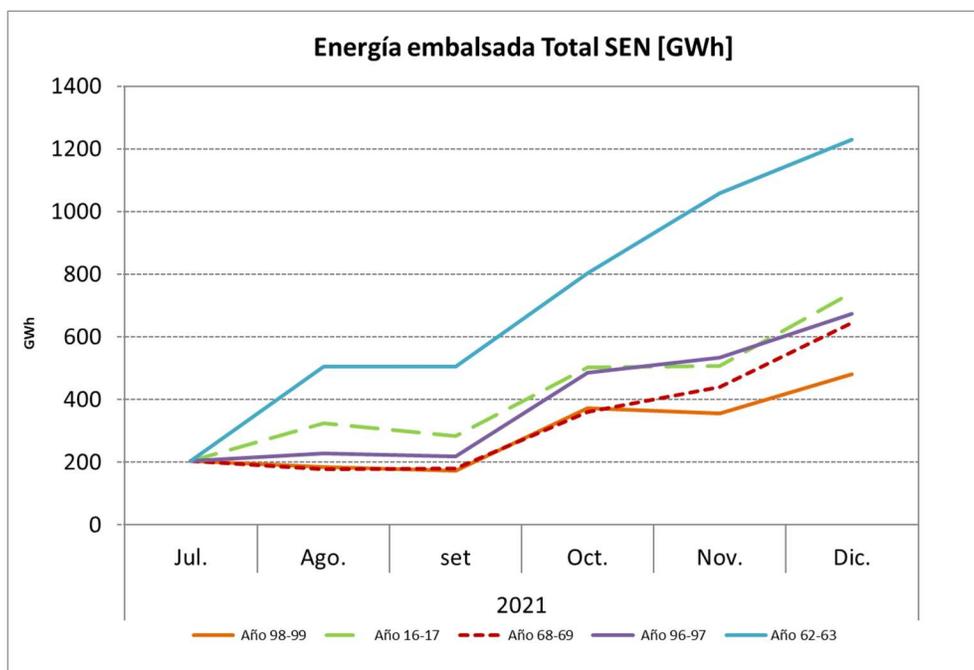
Caso 7

vii) Cotas finales mensuales



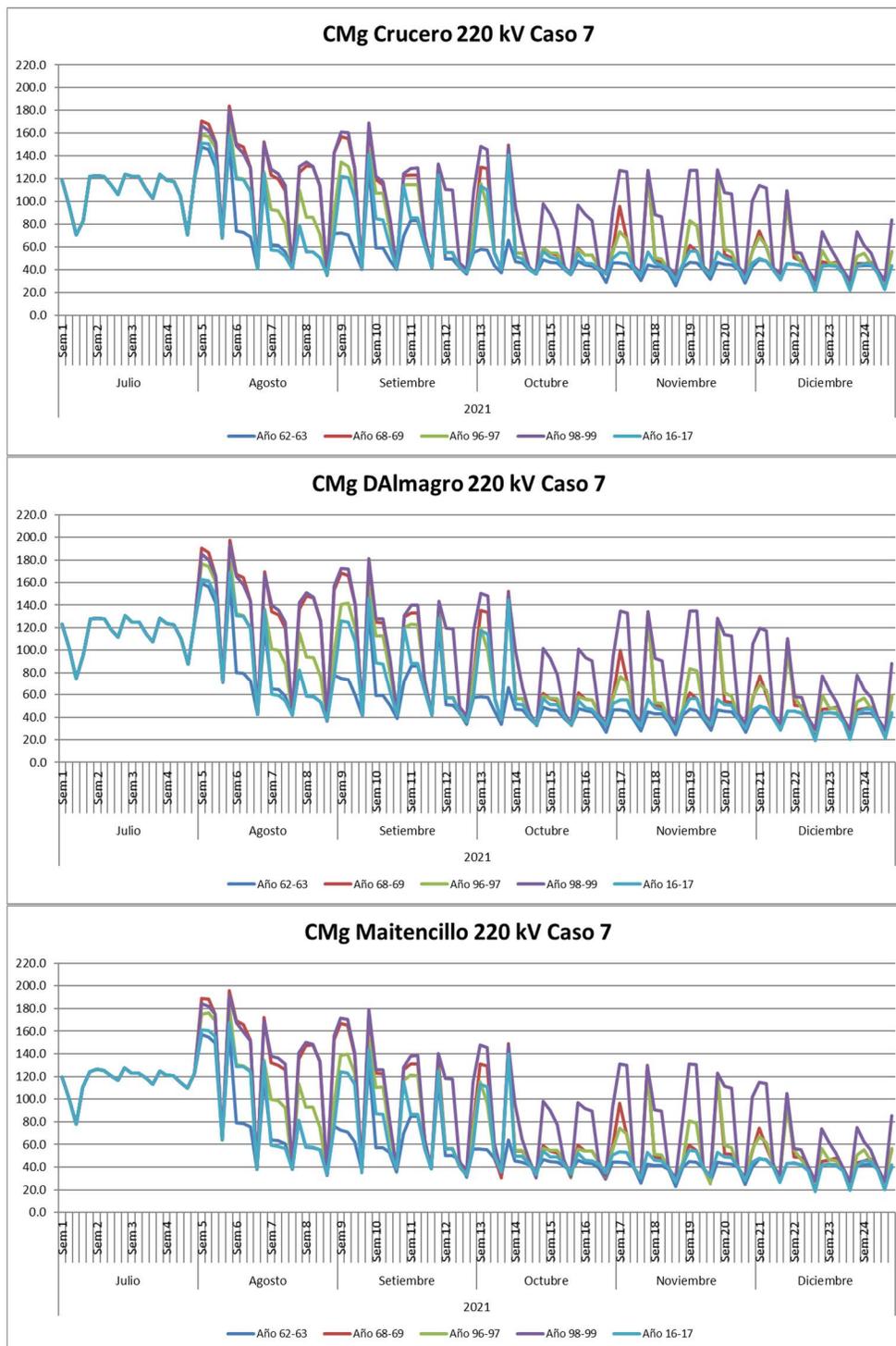


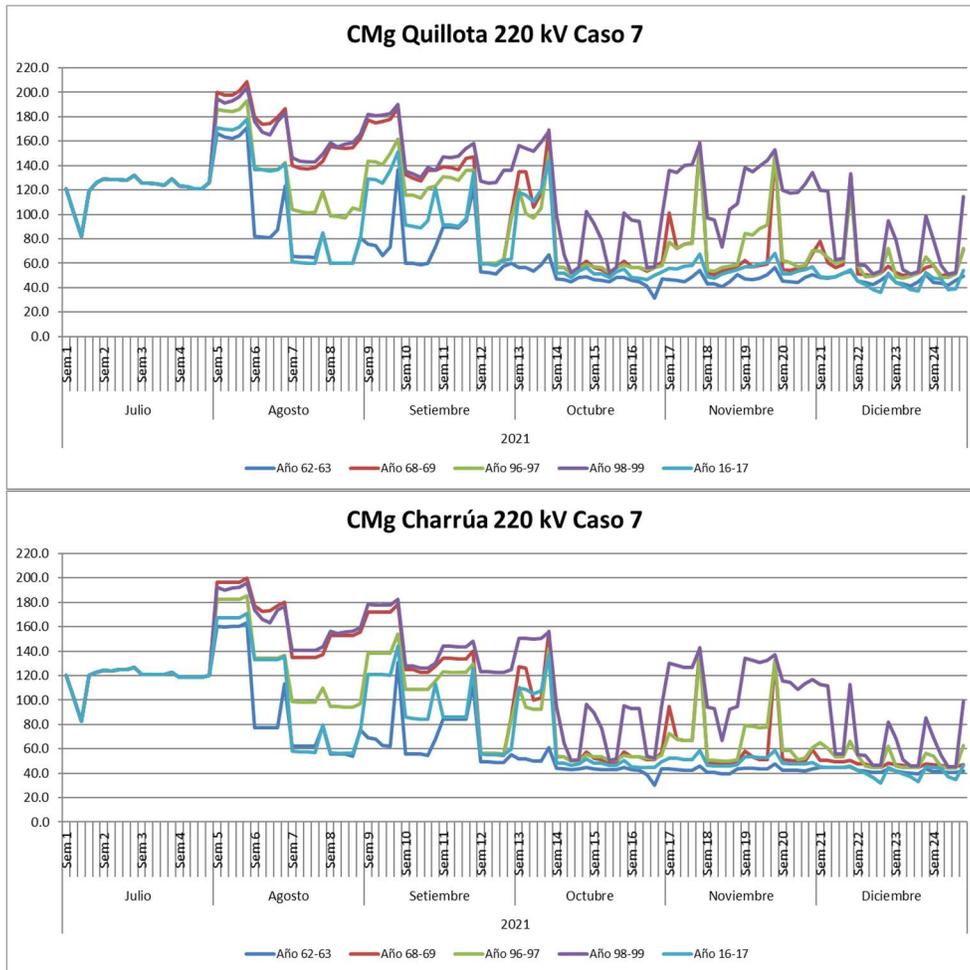
viii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 7



Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

ix) Costos Marginales – Caso 7





ANEXO 2

Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.



Fax GC - N° 0426

FECHA: 22 nov. 2017

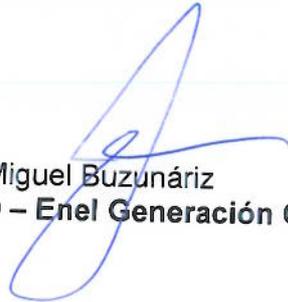
Pág. 1 de 1

Sr.	ERNESTO HUBER J.
Dirección	Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional TEATINOS 280
Teléfono	(56) (2) 2424 6300
Fax	(56) (2) 2424 6301
Remite	MIGUEL BUZUNARIZ
Dirección	ENCARGADO Enel Generación Chile Santa Rosa 76 - Piso 13 - Santiago
Teléfono	(56) (2) 2630 9000
Fax	(56) (2) 2635 4087

MATERIA: CONVENIO LAJA

En archivo adjunto versión completamente firmada del "Acuerdo de Operación y recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958", firmado el día 16 de noviembre de 2017. El texto de este acuerdo es igual al enviado mediante carta GC - N° 0426 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,


Miguel Buzunáriz
ENCARGADO - Enel Generación Chile



Fax GC - N° 0429

FECHA: 22 nov. 2017

Pág. 1 de 1

Sr.	ERNESTO HUBER J. Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional
Dirección	TEATINOS 280
Teléfono	(56) (2) 2424 6300
Fax	(56) (2) 2424 6301
Remite	MIGUEL BUZUNARIZ ENCARGADO Enel Generación Chile
Dirección	Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago
Teléfono	(56) (2) 2630 9000
Fax	(56) (2) 2635 4087

MATERIA: CORRECCIÓN INFORMACIÓN CARTA FAX GC - N° 0426

En relación al Convenio del Laja enviado mediante carta Fax GC - N° 0426 del 22/11/2017, corrijo en indicar que si existe una pequeña modificación en la cláusula Decimo Tercera respecto a la versión enviada mediante carta GC - N° 0415 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,


Miguel Buzunáriz
ENCARGADO – Enel Generación Chile

ANEXO 3

Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.



GM N° 158/2020

Santiago, 19 de agosto de 2020

Señor

Anibal Ramos Romero

Gerente de Mercados

Coordinador Eléctrico Nacional

Presente

Ref.: Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto

De nuestra consideración:

En conformidad a lo requerido mediante carta DE 04286-18 de fecha 14 de septiembre de 2018, tengo el agrado de indicar a usted que Colbún S.A. ha suscrito el “Convenio de uso eficiente de recursos hídricos Período mayo 2020 – abril 2021”, de fecha 01 de mayo de 2020, cuya copia se adjunta como Anexo a la presente comunicación.

Este convenio tiene como objeto gestionar y promover conjuntamente el uso eficiente de los recursos hídricos en los canales que administra la Asociación Canal Maule Sur, correspondiente al Sector Alto, estableciendo un esquema de ahorro de los volúmenes diarios consumidos para riego, respecto de sus derechos disponibles, según se establece en la Resolución DGA N°105/83. Para esos efectos, el convenio establece un periodo de devolución de los volúmenes previamente ahorrados, lo que representa una restricción que podría afectar la disponibilidad del recurso primario del Complejo Hidroeléctrico Colbún.

- La temporada de estiaje del Convenio entró en vigor el 01 de agosto de 2020, extendiéndose hasta el día 30 de abril de 2021, ambas fechas inclusive.
- Considera un esquema de ahorro y devolución parcial o total de los caudales que administra la Asociación en el canal maule sur-Sector Alto, en conformidad a sus derechos de aguas.
- Define una Etapa de Ahorro, entre el 01 de agosto de 2020 y el 31 de diciembre de 2020, y una Etapa de Devolución, entre el 1° de enero de 2021 y el 30 de abril de 2021.
- Permite modificar la fecha de término de la Etapa de Ahorro y de inicio de la Etapa de Devolución, de común acuerdo entre las Partes y a requerimiento de la Asociación Canal Maule Sur con un aviso anticipado.
- El volumen máximo de devolución no podrá exceder los 22 hm3.



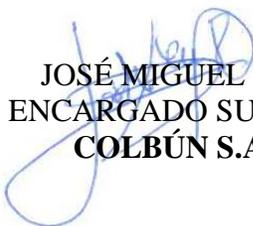


Adicionalmente, informamos a usted que, con periodicidad diaria (día hábil) y mediante correo electrónico dirigido a programación@coordinador.cl se informará la mejor estimación sobre las contabilidades de los ahorros verificados al día inmediatamente anterior a la fecha de dicha comunicación. Lo anterior sin perjuicio que el cierre definitivo de esas cifras acontecerá cuando las partes finalicen la Etapa de Ahorros según lo establecido en el convenio.

Finalmente, informamos a Ud. que el contenido de este Convenio es de carácter estrictamente confidencial entre Colbún S.A. y la Sociedad Asociación Canales Maule Sur Ltda., motivo por el cual agradeceremos manejarlo con la debida reserva.

Solicitamos a usted considerar esta información en la planificación de la operación del sistema eléctrico.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted.



JOSÉ MIGUEL VERA
ENCARGADO SUPLENTE
COLBÚN S.A.

Incl. Lo indicado



ANEXO 4

Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.

GMC N° 466/2018

Santiago, 08 de octubre de 2018

Señor

Daniel Salazar Jaque

Director Técnico

Coordinador Eléctrico Nacional

PRESENTE

REF.: Carta Colbún GMC N° 347/2018 de fecha 25 de julio de 2018 que **Informa Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo**

De nuestra consideración:

De acuerdo a lo informado en la carta de la REF., Colbún S.A. (“Colbún”) solicitó una asesoría al Centro de Energía de la Universidad de Chile para implementar de manera eficiente una cota mínima de operación en el lago Chapo que mejorase la conectividad de los propietarios ribereños que permitiese consolidar esta cota como mínima operacional definitiva a partir del 01 de enero de 2021. Todo ello, resguardando los criterios de operación segura y económica para el sistema.

Sin embargo, con el propósito de mejorar sustantiva y oportunamente la conectividad de acceso al lago Chapo, Colbún ha acogido la solicitud presentada por la Junta de Vecinos del Lago Chapo (“la Junta”) en orden a adelantar el compromiso de incremento de cota mínima operacional.

Para estos efectos, Colbún ha considerado oportuno modificar las condiciones de implementación de cota para el lago Chapo, según se indica a continuación:

1. Se establece una cota mínima operacional del lago Chapo en el nivel 229,0 msnm, que será mantenida desde el 15 de diciembre de 2018 hasta el 31 de mayo de 2019.
2. Se define una trayectoria de cotas mínimas para el periodo junio-diciembre de 2019, que permitiría aumentar el nivel del lago desde la cota 229,0 msnm, a la “cota objetivo” en el nivel 230,0 msnm al 31 de diciembre de 2019.

Sin perjuicio de lo anterior, sólo en los casos que se presenten condiciones hidrológicas favorables tales que permitan alcanzar la “cota objetivo” en una fecha anterior al 31 de

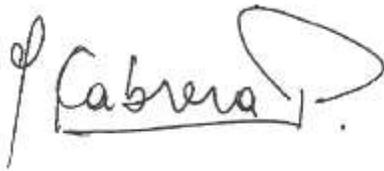
diciembre de 2019, esta restricción de cota mínima deberá incorporarse a partir de dicha fecha en el proceso de la Planificación de la Operación.

Para el resto del periodo, continuarán vigentes las restricciones de cotas mínimas informadas para la operación de la central Canutillar, las que podrán flexibilizarse conforme a las decisiones de uso del recurso hídrico que adopte el Coordinador Eléctrico Nacional en caso que sea necesario garantizar la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico.

Para mayor entendimiento de los compromisos adquiridos, se adjuntan los documentos complementarios correspondientes al Acuerdo suscrito con la Junta y los resultados del Estudio con el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Quedamos a su disposición para reunirnos y aclarar, si fuese el caso, el sentido y alcance de estos antecedentes.

Por tanto, solicito a usted considerar esta información en la programación de la operación del sistema eléctrico.

Sin otro particular, le saluda atentamente



Iván Cabrera Pavez
Encargado Titular
COLBÚN S.A.

ANEXO 5
Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.



GC - N° 0051

FECHA: 29/01/2019

SR.
OSCAR ANWANDTER QUENTIN
DIRECTOR EJECUTIVO
CODEPRA

MATERIA: Cota Lago Rapel

De nuestra consideración,

En primer lugar, quisiera expresar nuestro permanente compromiso con las distintas Comunidades pertenecientes a las zonas geográficas en las cuales está presente Enel Generación Chile y en particular la Zona del Lago Rapel. Entendemos la importancia que tiene el Turismo en la región y compartimos plenamente la necesidad de un desarrollo sustentable de las distintas actividades que se desarrollan en la zona.

Creemos que este compromiso debe ser un compromiso compartido por todos los sectores que estamos presentes en la región, en que todos debemos intentar entregar nuestros mejores esfuerzos para tener un desarrollo sustentable y en particular respecto al agua. En un escenario de requerimientos hídricos crecientes y una disponibilidad cada vez menor, es de vital importancia que todos cuidemos el agua disponible, haciendo un uso racional de la misma y con especial cuidado sobre la calidad del agua.

Creemos también que este compromiso compartido requiere a la vez de un adecuado nivel de comunicación y coordinación entre todos, además de un clima de mutua cordialidad.

Con respecto a vuestra solicitud de mantener ciertas cotas mínimas en el embalse Rapel en distintos periodos del año, ratificamos nuestro compromiso con este objetivo tal cual lo hemos venido haciendo durante ya varios años y creemos que nuestro compromiso a lo largo de este periodo se ha reflejado en un buen nivel de comunicación y cercanía con vuestra organización.

Hemos revisado las necesidades planteadas y hemos analizado su factibilidad, luego de lo cual nos hemos enfocado principalmente en dos objetivos de mejora, lograr mantener una adecuada cota en el periodo de fiestas Patrias y mejorar la trayectoria de cota durante la primavera de manera de asegurar con un gran nivel de seguridad la cota durante el periodo estival.

Por consiguiente, consideramos que podemos dar nuestros mejores esfuerzos, para conseguir las siguientes cotas mínimas, por supuesto sujeto a que existan las condiciones hidrológicas mínimas de afluente que así lo permitan y atendiendo las eventuales emergencias en el abastecimiento eléctrico que ocurran.

Fecha inicial	Cota mínima msnm	Fecha final	Cota mínima msnm
01-ene 00:00	104.0	31-ene 23:59	104.0
01-feb 00:00	104.0	28-feb 23:59	104.0
01-mar 00:00	104.0	31-mar 23:59	102.5
01-abr 00:00	102.5	30-abr 23:59	101.5
01-may 00:00	101.5	14-may 23:59	100.5
15-may 00:00	100.5	31-may 23:59	100.5
01-jun 00:00	100.5	30-jun 23:59	100.5
01-jul 00:00	100.5	31-jul 23:59	100.5
01-ago 00:00	100.5	14-ago 23:59	100.5
15-ago 00:00	100.5	31-ago 23:59	102.3
01-sept 00:00	102.3	14-sept 23:59	103.5
(*)15-sept 00:00	103.5	19-sept 23:59	103.5
20-sept 00:00	100.5	14-oct 23:59	102.5
15-oct 00:00	102.5	15-nov 23:59	103.5
16-nov 00:00	103.5	31-dic 23:59	104.0

(*) periodo de fiestas patrias, sujeto a la configuración de feriados que haya cada año.
Las fechas intermedias serán calculadas por interpolación lineal.

Esperando su buena acogida, sin otro particular, saluda atentamente,


Miguel Buzunáriz
Gerente Optimización Producción
Enel Generación Chile S.A.

ANEXO 6
Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

CARTA MINENERGIA N° 130 /

SANTIAGO,

29 MAR 2017

Señor
Daniel Salazar Jaque
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)
Presente

REF: Solicita incorporar nuevo escenario al Informe de Abastecimiento de Abril de 2017.

Estimado Señor:

En el marco de las funciones del Ministerio de Energía relacionadas con la seguridad de suministro, y en consideración de las condiciones de abastecimiento esperadas para los próximos meses, tengo a bien solicitar a Ud. que incorpore al informe de abastecimiento de Abril de 2017, el siguiente escenario:

- **Nuevo Caso 5:** Considerar que se cierra el puerto de Quintero por marejadas, afectando por siete (7) días seguidos el normal abastecimiento de gas natural licuado (GNL) al Terminal GNL Quintero; interrumpiendo el suministro de GNL al complejo San Isidro y Quintero de Enel Generación Chile; a los complejos Nehuenco y Candelaria de Colbún S.A, además de la central Nueva Renca de AES Gener.

Para efectos de la modelación solicitada, la interrupción de suministro a considerar corresponde a los siete (7) días seguidos de la primera semana de los meses de Abril, Mayo y Junio, y la última semana de los meses de Agosto y Septiembre.

Finalmente, es importante indicar que para este nuevo caso de estudio, se requiere que la central Bocamina II de Enel Generación Chile, se encuentre operando normalmente.

Esperando una buena acogida a nuestra solicitud y sin otro particular, saluda atentamente a usted.


MINISTERIO DE ENERGÍA
JEFA
DIVISION
SEGURIDAD
Y MERCADO
ENERGETICO

María José Reveco Arenas
Jefa División Seguridad y Mercado Energético
Ministerio de Energía


OAG/CAG/ARR/sea

DISTRIBUCION:

- Destinatario
- Archivo Gabinete Ministro, Ministerio de Energía
- División Seguridad y Mercado Energético, Ministerio de Energía
- Oficina de Partes y Archivos, Ministerio de Energía