

Análisis de Seguridad Operacional del Sistema Eléctrico Nacional por el retiro de servicio de la central Bocamina II



Índice

1	Introducción	3
2	Antecedentes	3
2.1	Antecedentes Técnicos.....	3
2.2	Antecedentes del Estudio de Abastecimiento.	4
2.3	Antecedentes del Estudio de Seguridad de la Zona de Concepción.	10
3	Análisis y Resultados	14
3.1	Resultados de los Estudios Eléctricos.	14
3.2	Resultados del Estudio de Seguridad de Abastecimiento.	20
3.3	Resultados del Estudio de Seguridad de la Zona de Concepción	26
4	Conclusiones	38
5	Anexos	40

Análisis de Seguridad Operacional del Sistema Eléctrico Nacional por el retiro de servicio de la central Bocamina II

1 Introducción

El presente informe resume los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos del estudio de seguridad de abastecimiento requerido por la Comisión Nacional de Energía mediante carta N°419/2020 del 10 de junio de 2020, ante la solicitud de la empresa Enel Generación Chile S.A. a esa Comisión, de retirar la central Bocamina II a partir del 01 de junio de 2022.

En este contexto, se evalúa la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bajo las condiciones hidrológicas más desfavorables del sistema, para distintas fechas de retiro de la central.

Junto con lo anterior, el documento entrega los resultados de un análisis de seguridad de la operación orientado a determinar el impacto en el Sistema Eléctrico Nacional, en particular, en la Zona de Concepción, provocado por el retiro de servicio de la central Bocamina II. Se realizan simulaciones de la red mediante flujos de potencia para verificar eventuales problemas de sobrecarga y regulación de tensión, análisis dinámicos para evaluar el comportamiento del sistema y el cumplimiento de las exigencias normativas, ante un conjunto condiciones de operación y de contingencias simples consideradas de mayor impacto, así como también el efecto en los niveles de cortocircuito y respuesta inercial del sistema.

2 Antecedentes

2.1 Antecedentes Técnicos.

La central Bocamina II forma parte del actual sistema eléctrico de la Zona de Concepción. Esta zona se abastece desde S/E Charrúa por medio de las líneas 1x220 kV Charrúa - Concepción, 1x220 kV Charrúa - Hualpén, 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x154 kV Charrúa - Concepción, y cuenta con la generación local de las centrales: Cogeneradora Bío Bío (petcoke), Escuadrón (biomasa), Arauco (biomasa), PE Lebu (viento), Bocamina I (carbón), Bocamina II (carbón), Coronel (gas/diésel), Horcones (diésel) y Newen (gas/diésel), además de algunos PMGD. Cabe mencionar que se autorizó el retiro del sistema de la central Bocamina I a partir del 01 de enero de 2021.

Las capacidades operacionales más relevantes de las instalaciones de transmisión pertenecientes a la Zona de Concepción corresponden a las siguientes:

Tabla 2-1. Capacidades operacionales de las líneas de transmisión de la Zona de Concepción (valores restrictivos en rojo).

Línea	Capacidad térmica sin efecto sol [MVA]				Capacidad térmica con efecto sol [MVA]				Capacidad TT/CC [MVA] (*)	
	10°C	15°C	20°C	25°C	15°C	20°C	25°C	30°C	Valor	Extremo
Charrúa - Concepción 1x220 kV	340	324	308	291	297	279	260	240	274	Charrúa
Charrúa - Hualpén 1x220 kV	344	322	306	279	278	259	227	191	549	Charrúa
Charrúa - Lagunillas 1x220 kV	447	431	415	398	403	385	367	348	549	Charrúa
Charrúa - Concepción 1x154 kV	201	194	186	179	184	176	168	159	192	Ambos
Hualpén - Lagunillas 1x220 kV	432	417	402	385	390	373	356	337	915	Ambos
Hualpén - Lagunillas 1x154 kV	260	251	242	232	235	225	215	204	256	Hualpén
Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2	178	172	166	159	163	157	149	142	160	San Vicente
San Vicente - Hualpén 2x154 kV	260	251	242	232	235	225	215	204	160	San Vicente

(*) Incluye el 20% de sobrecarga permanente admisible.

2.2 Antecedentes del Estudio de Abastecimiento.

A continuación, se detallan los antecedentes empleados en el análisis de seguridad de abastecimiento:

- Horizonte de estudio: julio 2020 – marzo 2024.
- La estadística de caudales considerada corresponde a la de los últimos 59 años hidrológicos utilizados en el proceso de programación. Además, para julio 2020 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 para el periodo julio 2020 – marzo 2024 se resume en las siguientes tablas:

Tabla 2-2. Disponibilidad mensual de GNL y GNA para las centrales de la Zona Norte del SEN.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla	Mejillones	Kelar	Gas	Taltal
	U16	3		Atacama	1 y 2
jul-20	100%	41%	48%	19%	6%
ago-20	81%	0%	38%	0%	0%
sept-20	73%	0%	44%	0%	0%
oct-20	96%	4%	39%	0%	0%
nov-20	24%	9%	53%	0%	0%
dic-20	40%	24%	38%	0%	0%
ene-21	62%	0%	59%	0%	0%
feb-21	62%	0%	59%	0%	0%
mar-21	62%	0%	59%	0%	0%
abr-21	62%	0%	59%	0%	0%
may-21	62%	0%	55%	0%	0%
jun-21	62%	0%	59%	0%	0%
jul-21	62%	0%	59%	0%	0%
ago-21	62%	0%	59%	0%	0%
sept-21	52%	13%	59%	0%	0%
oct-21	42%	25%	36%	0%	0%
nov-21	62%	0%	36%	0%	0%
dic-21	62%	0%	53%	0%	0%
ene-22	62%	0%	59%	0%	0%
feb-22	62%	0%	59%	0%	0%
mar-22	62%	0%	59%	0%	0%
abr-22	62%	0%	59%	0%	0%
may-22	62%	0%	53%	0%	0%
jun-22	62%	0%	27%	0%	0%
jul-22	62%	0%	48%	0%	0%
ago-22	62%	0%	56%	0%	0%

sept-22	33%	35%	42%	0%	0%
oct-22	62%	0%	38%	0%	0%
nov-22	62%	0%	32%	0%	0%
dic-22	62%	0%	22%	0%	0%
ene-23	62%	0%	10%	0%	0%
feb-23	62%	0%	23%	0%	0%
mar-23	62%	0%	9%	0%	0%
abr-23	62%	0%	10%	0%	0%
may-23	62%	0%	24%	0%	0%
jun-23	62%	0%	45%	0%	0%
jul-23	62%	0%	50%	0%	0%
ago-23	62%	0%	54%	0%	0%
sept-23	33%	35%	44%	0%	0%
oct-23	62%	0%	39%	0%	0%
nov-23	62%	0%	38%	0%	0%
dic-23	62%	0%	24%	0%	0%
ene-24	62%	0%	18%	0%	0%
feb-24	62%	0%	31%	0%	0%
mar-24	62%	0%	22%	0%	0%

Tabla 2-3. Disponibilidad mensual de GNL y GNA para las centrales de la Zona Centro-Sur del SEN.

Mes	Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN							
	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
jul-20	100%	93%	39%	51%	0%	100%	100%	9%
ago-20	100%	100%	0%	9%	0%	59%	100%	0%
sept-20	59%	100%	0%	17%	0%	39%	7%	0%
oct-20	39%	100%	0%	100%	0%	100%	100%	0%
nov-20	76%	57%	0%	42%	0%	68%	92%	0%
dic-20	97%	94%	28%	25%	0%	69%	18%	0%
ene-21	81%	100%	80%	90%	0%	100%	28%	11%
feb-21	100%	100%	89%	100%	0%	100%	22%	9%
mar-21	100%	100%	92%	94%	0%	100%	100%	38%
abr-21	100%	100%	70%	99%	0%	100%	83%	0%
may-21	100%	100%	0%	68%	0%	92%	100%	0%
jun-21	100%	100%	0%	0%	0%	40%	100%	0%
jul-21	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%
ago-21	97%	100%	0%	0%	0%	10%	5%	0%
sept-21	62%	100%	14%	1%	0%	34%	0%	0%
oct-21	92%	100%	55%	0%	0%	74%	53%	0%
nov-21	100%	100%	10%	42%	0%	79%	52%	0%
dic-21	100%	100%	6%	84%	0%	100%	100%	0%
ene-22	100%	100%	29%	95%	0%	100%	100%	7%
feb-22	100%	100%	47%	100%	0%	75%	43%	3%
mar-22	100%	100%	73%	94%	0%	100%	100%	16%
abr-22	100%	100%	61%	93%	0%	100%	100%	44%
may-22	23%	100%	3%	68%	0%	87%	100%	13%
jun-22	74%	100%	0%	0%	0%	39%	3%	0%
jul-22	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%
ago-22	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%
sept-22	63%	100%	2%	13%	0%	35%	0%	0%
oct-22	94%	100%	12%	26%	0%	60%	15%	0%
nov-22	100%	100%	0%	40%	0%	65%	18%	0%
dic-22	100%	100%	0%	82%	0%	100%	100%	0%
ene-23	100%	100%	20%	94%	0%	100%	100%	0%
feb-23	100%	100%	42%	100%	0%	75%	42%	0%
mar-23	100%	100%	80%	94%	0%	100%	100%	9%
abr-23	100%	100%	61%	93%	0%	100%	100%	44%
may-23	23%	100%	0%	83%	0%	86%	100%	13%
jun-23	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%
jul-23	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%
ago-23	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	0%

sept-23	63%	100%	2%	13%	0%	35%	0%	0%
oct-23	95%	100%	13%	26%	0%	61%	15%	0%
nov-23	100%	100%	0%	42%	0%	67%	22%	0%
dic-23	100%	100%	0%	82%	0%	100%	100%	0%
ene-24	100%	100%	21%	95%	0%	100%	100%	0%
feb-24	100%	100%	44%	100%	0%	76%	44%	0%
mar-24	100%	100%	81%	94%	0%	100%	100%	9%

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

Tabla 2-4. Escenarios considerados para el Estudio de Abastecimiento.

Caso	Central	Fecha de retiro
Caso Base	Bocamina II	En servicio
Caso 1	Bocamina II	31-may-22
Caso 2	Bocamina II	31-may-23

(Para todos los casos, Bocamina I se retira a partir de 01 de enero 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 primeras semanas y 5 bloques de estudio para los 33 meses siguientes. Como resultado de lo anterior se obtienen 405 despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada etapa 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 con el programa de mantenimiento mayor del período enero 2020 – junio 2021, actualizado al 26 de junio del 2020. Para el resto del horizonte de estudio se utilizan períodos de mantenimiento típicos de las instalaciones.
- h. Los costos de combustibles de centrales térmicas son los considerados en el proceso de programación, correspondiente a la última semana de junio de 2020 para el periodo julio 2020 – marzo 2021. Para el resto del horizonte se emplea una proyección de costos en base a indexadores descritos en el Estudio “Proyección de Costos Combustibles del Sistema Eléctrico Nacional”, el cual se encuentra en el sitio web del Coordinador.
- i. Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes a las 00:00 horas del 1 de julio de 2020.

Tabla 2-5. Cotas iniciales a las 00:00 del 1 de julio de 2020.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1314.87
Embalse Colbún	409.12
Laguna del Maule	2157.59
Embalse Ralco	696.33
Lago Chapo	234.54
Embalse Rapel	102.11
Laguna La Invernada	1283.55

- j. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1 de junio de 2020. En la Tabla 2-1 se resumen los valores de capacidades de transmisión para la zona de Concepción.
- k. Este estudio de seguridad considera las fechas de entrada en servicio de nuevas centrales indicadas en la Tabla 2-6. Este plan de obras considera los proyectos declarados en construcción e información proporcionada por los desarrolladores de esos proyectos al Coordinador. A partir del año 2022 se utiliza el plan de obras de la CNE, modificado con información de conexión de proyectos con que cuenta el Coordinador.

Tabla 2-6. Plan de obras centrales generadoras SEN.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar UTFSM Vitacura	Solar	01-08-2020	0.1	Almendros110
El Brinco	Hidráulica	01-08-2020	0.2	Mulchen220
Solar Caimi	Solar	01-08-2020	0.2	LVegas110
Solar Los Perales 2	Solar	01-08-2020	1.0	Quillota220
Solar Kaufmann	Solar	01-08-2020	1.0	Batuco110
Rinahue 2	Hidráulica	01-08-2020	1.0	Rahue220
Solar El Cóndor	Solar	01-08-2020	1.3	Teno154
Solar Los Perales 1	Solar	01-08-2020	2.0	Quillota220
Solar Cintac	Solar	01-08-2020	2.5	Chena110
Solar Don Andrónico	Solar	01-08-2020	2.8	Buin110
Solar Cocharcas II	Solar	01-08-2020	2.8	Chillan154
Solar El Resplandor	Solar	01-08-2020	2.8	Charrua066
Solar Villa Cruz 7	Solar	01-08-2020	3.0	SJavier066
Pilar Los Amarillos	Solar	01-08-2020	3.0	DAlmagro110
Solar Candelaria	Solar	01-08-2020	3.0	SFcoMost066
Solar Amelia	Solar	01-08-2020	3.0	Malloa154
Solar Filomena	Solar	01-08-2020	3.0	Polpaico220
Solar Puente	Solar	01-08-2020	3.0	Chena110
Solar Lumbrera	Solar	01-08-2020	3.0	AMelipilla220
Solar Las Torcazas	Solar	01-08-2020	3.0	Rapel220
Solar Guanaco 1	Solar	01-08-2020	3.0	AJahuel110
Solar Litre	Solar	01-08-2020	3.0	ASanta220
Solar Lingue	Solar	01-08-2020	3.0	ASanta220
Solar Trebal	Solar	01-08-2020	3.0	SantaMarta220
Eólica Lebu II	Eólica	01-08-2020	3.5	Horcones066
Solar Quinta	Solar	01-08-2020	8.0	Tilcoco154
Cipresillos	Hidráulica	01-08-2020	9.0	Sauzal110_BP2
Solar Pepa 1	Solar	01-08-2020	9.0	Miraflores110
Solar El Litre 2	Solar	01-08-2020	9.0	Florida110
Solar Villa Alegre	Solar	01-08-2020	9.0	SJavier066
Solar San Juan 1	Solar	01-08-2020	9.0	Salar220
Solar Granada	Solar	01-08-2020	9.0	Linares154
Solar Ciprés	Solar	01-08-2020	9.0	Linares154
Solar Sol de Septiembre	Solar	01-08-2020	9.0	Renca110

Solar San Juan 2	Solar	01-08-2020	9.0	Salar220
El Pinar	Hidráulica	01-08-2020	11.4	Cholguan066
Hidromocho	Hidráulica	01-08-2020	15.0	Rahue220
Aconcagua	Térmica	01-08-2020	26.4	Torquemada110
Solar Usya	Solar	01-08-2020	52.4	Salar220
Solar Andes IIA	Solar	01-08-2020	70.0	Andes220
Eólica Tolpán Sur	Eólica	01-08-2020	84.0	Mulchen220
Prime Los Cóndores	Térmica	01-08-2020	90.9	LVilos220
Pajonales	Térmica	01-08-2020	95.2	DonHector220
Aurora	Eólica	01-08-2020	126.4	Rahue220
Eólica Cabo Leones 2	Eólica	01-08-2020	204.0	Maitencillo220
Solar Lirio de Campo	Solar	01-09-2020	2.5	AMelipilla220
La Confianza	Hidráulica	01-09-2020	2.6	Rucue220
Solar Chucao	Solar	01-09-2020	2.7	Parral154
Solar Quillay	Solar	01-09-2020	2.7	AMelipilla220
Solar María Pinto	Solar	01-09-2020	3.0	SFcoMost066
Solar el Zorzal	Solar	01-09-2020	3.0	Itahue154
Solar Las Tórtolas	Solar	01-09-2020	3.0	Chillan154
Solar Santa Inés	Solar	01-09-2020	3.0	PPeuco110
Solar Ocoa II	Solar	01-09-2020	3.5	LVegas110
Solar Sol del Norte Andes	Solar	01-09-2020	8.6	Andes220
Solar Los Andes	Solar	01-09-2020	9.0	Andes220
Solar El Flamenco	Solar	01-09-2020	9.0	Itahue154
Solar Del Desierto	Solar	01-09-2020	9.0	Andes220
Digua	Hidráulica	01-09-2020	20.0	Ancoa220
Solar Capricornio	Solar	01-09-2020	87.9	Capricornio110
Solar Cocinillas	Solar	01-10-2020	2.5	ElPenon110
Solar Canelillo	Solar	01-10-2020	2.5	ElPenon110
Solar Peralillo	Solar	01-10-2020	2.9	Teno154
Solar Playero 1	Solar	01-10-2020	3.0	Parral154
Solar Pitra	Solar	01-10-2020	3.0	ASanta220
Solar El Piuquén	Solar	01-10-2020	3.0	Chillan154
Solar El Ñandú	Solar	01-10-2020	3.0	Cardones110
Solar PSF El Salitral	Solar	01-10-2020	8.4	ElPenon110
San Javier Etapa I	Térmica	01-10-2020	23.8	Constitucion066
San Javier Etapa II	Térmica	01-10-2020	23.8	Constitucion066
Solar La Cruz	Solar	01-10-2020	50.0	Crucero220
Combarbalá	Térmica	01-10-2020	71.4	ElPenon110
Solar Nuevo Quillagua	Solar	01-10-2020	100.0	Lagunas220
Solar San Pedro GPG	Solar	01-10-2020	106.0	Salar220
Solar Finis Terrae II	Solar	01-10-2020	126.2	Crucero220
Solar Atacama 2	Solar	01-10-2020	150.0	Lagunas220
Solar Lo Boza	Solar	01-11-2020	0.8	Renca110
Solar Playero 2	Solar	01-11-2020	3.0	Parral154
Aillin	Hidráulica	01-11-2020	7.0	Rucue220
Solar Andes IIA E2	Solar	01-11-2020	9.7	Andes220
Cerro Pabellón U3	Térmica	01-11-2020	33.0	Conchi220
Solar La Huella	Solar	01-11-2020	84.0	DonHector220
Eólica Alena	Eólica	01-11-2020	84.0	Charrua154
Eólica Malleco F1	Eólica	01-11-2020	135.1	Mulchen220
Solar Rio Escondido	Solar	01-11-2020	145.0	Cardones220
Llanos Blancos	Térmica	01-11-2020	149.6	PAzucar220
Solar Tchamma	Solar	01-11-2020	155.4	Crucero220
Solar Santa Isabel I	Solar	01-11-2020	158.8	Lagunas220
Solar La Foresta	Solar	01-12-2020	2.5	Teno154
Solar Villa Prat V	Solar	01-12-2020	3.0	Itahue154
Solar Azabache	Solar	01-12-2020	59.8	Salar220
Eólica Mesamavida	Eólica	01-12-2020	60.0	Charrua154
Maitencillo	Térmica	01-12-2020	60.6	Maitencillo220
C.S. Cerro Dominador	Solar	01-12-2020	110.0	Crucero220
Eólica Renaico 2	Eólica	01-12-2020	144.0	Temuco220
Solar Sol de Lila	Solar	01-12-2020	152.0	Andes220
Eólica Cerro Tigre	Eólica	01-12-2020	184.8	Ohiggins220_BP1
Solar Campos de Sol	Solar	01-12-2020	381.0	CPinto220

Solar Peñaflor	Solar	01-01-2021	9.0	Ajahuel110
Trupán	Hidráulica	01-01-2021	20.0	Charrua154
La Estrella	Eólica	01-01-2021	50.0	Rapel220
Solar Sol de Desierto 2	Solar	01-01-2021	55.0	MariaElena220
Los Córdobes	Hidráulica	01-01-2021	150.0	Ancoa220
Solar Sol del Desierto 1	Solar	01-01-2021	175.0	MariaElena220
Alfalfal 2	Hidráulica	01-01-2021	264.0	Almendros220
Las Lajas	Hidráulica	01-01-2021	267.0	Florida110
Las Nieves	Hidráulica	01-02-2021	6.5	Cautin220
Solar Caracas 1	Solar	01-02-2021	9.0	LVilos220
Solar Negrete	Solar	01-02-2021	36.0	Charrua154
Eólica Cabo Leones 3	Eólica	01-02-2021	78.1	Maitencillo220
Solar Quinantu	Solar	01-03-2021	9.0	Talca066
Eólica Los Olmos	Eólica	01-03-2021	100.0	Mulchen220
Eólica Malleco F2	Eólica	01-03-2021	137.9	Mulchen220
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01-04-2021	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflores110
Solar Malgárida 1	Solar	01-04-2021	28.0	Cumbres500
Solar Malgárida 2	Solar	01-04-2021	162.7	Cumbres500
Solar Pampa Tigre	Solar	01-05-2021	100.0	Ohiggins220_BP1
Solar Valle Escondido	Solar	01-05-2021	105.0	Cardones220
Solar Caracas 2	Solar	01-06-2021	9.0	LVilos220
Eólica Cabo Leones 1 Extensión	Eólica	01-06-2021	60.0	Maitencillo220
Solar Domeyko	Solar	01-06-2021	186.2	Domeyko220
Solar Sol de Los Andes	Solar	01-07-2021	89.4	DAlmagro110
Eólica Ochs	Eólica	01-08-2021	2.9	Rahue220
Eólica Ckani	Eólica	01-08-2021	107.2	Conchi220
Solar Sol de Atacama	Solar	01-09-2021	80.8	Cardones110
Eólica Calama	Eólica	01-09-2021	150.0	Salar220
Solar Valle del Sol	Solar	01-09-2021	165.0	Crucero220
Mapa	Térmica	01-10-2021	160 MW excedentes	Lagunillas220
Solar Cardones	Solar	01-11-2021	35.0	Maitencillo110
Eólica Llanos del Viento	Eólica	01-11-2021	160.0	Ohiggins220_BP1
Eólica Puelche Sur	Eólica	01-12-2021	152.4	PMontt220
Solar Coya	Solar	01-01-2022	180.0	Crucero220
Ñuble	Hidráulica	01-04-2022	136.0	Ancoa220
Eólica Atacama	Eólica	01-11-2022	177.6	Maitencillo220
Solar Frontera Solar	Solar	01-03-2023	120.0	MariaElena220
Solar CEME 1	Solar	01-01-2024	300.0	Crucero220
Eólica San Matías	Eólica	01-02-2024	140.0	Charrua220
San Pedro	Hidráulica	01-04-2024	170.0	Ciruelos220
TOTAL			8343	

Tabla 2-7. Plan de retiro centrales generadoras SEN.

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

I. También se considera la puesta en servicio de las siguientes instalaciones:

Tabla 2-8. Plan de obras transmisión SEN

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo, S/E Nueva Pan de Azúcar	01-10-2020	750
Nueva línea 1x220 kV. A. Melipilla – Rapel	30-11-2020	386
Nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	30-11-2020	386
Nueva línea 2x500 kV Pichirropulli-Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01-08-2021	660
Nueva línea 2x220 kV Nueva Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azúcar	01-05-2022	500
Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Los Pelambres	01-01-2023	580
Nueva línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo, energizados en 220 kV	01-12-2023	187

Tabla 2-9. Plan de obras consumos SEN

Instalación	Puesta en servicio	Demanda (MW)
Planta desalinizadora SPENCE y sistema de bombeo asociado	01-05-2020	60
MAPA	01-11-2020	90

2.3 Antecedentes del Estudio de Seguridad de la Zona de Concepción.

i) Demanda

El escenario de demanda empleado corresponde al utilizado en el informe de Diagnóstico de Uso del Sistema de Transmisión 2019 del Coordinador, en el cual se identifica que la condición más exigente para la zona se registró el día 17 de octubre del año 2018, a las 11 horas. Lo que corresponde a periodo de verano en la zona.

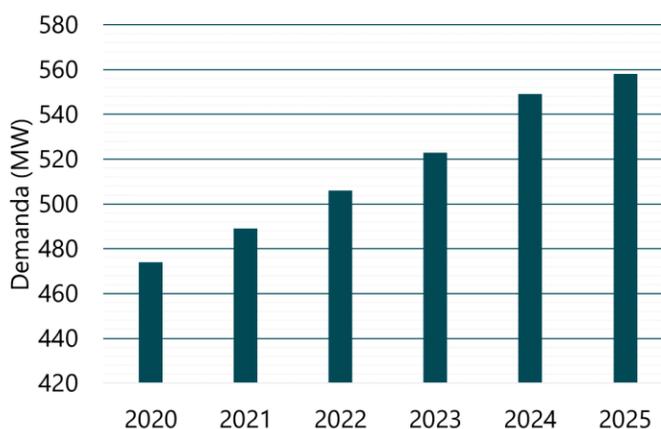


Figura 2-1: Proyección demanda máxima coincidente Zona de Concepción periodo verano.

En la Figura 2-1 se presentan los consumos estimados para periodo de verano de los años 2020 - 2025 de la Zona de Concepción, la que corresponde a los consumos comprendidos entre la subestación Mahns por el norte y Cañete por el sur. Cabe destacar que la proyección de demanda no considera los efectos del COVID – 19.

Por otro lado, a fines del presente año se interconectaría al sistema de transmisión el proyecto autoprodutor MAPA, el cual tiene la particularidad de que puede inyectar o consumir energía. En la Figura 2-2 se presenta la proyección de retiros de demanda de MAPA desde el sistema de transmisión¹.

¹ En conformidad a la información entregada por ARAUCO el 03 de julio del 2020.

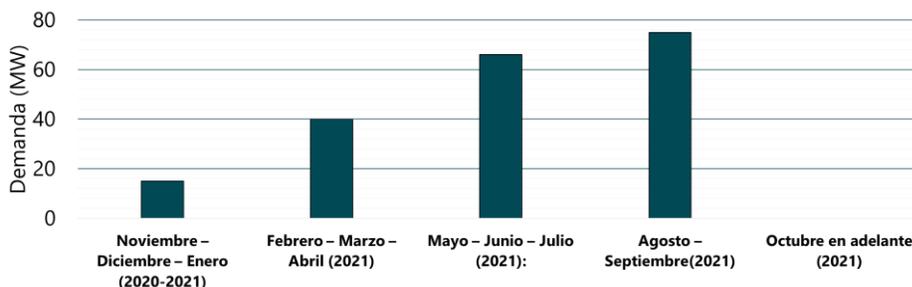


Figura 2-2: Proyección de retiros proyecto MAPA

En la figura se observa que el proyecto MAPA, durante el primer año de servicio se comporta como un consumidor de energía, alcanzando una demanda máxima de 75 MW entre los meses de agosto y septiembre del año 2021, para posteriormente no retirar potencia del sistema de transmisión o aportar sus excedentes a la red. No obstante, el proyecto MAPA en mantenimiento o contingencia puede llegar a retirar hasta 90 MW, para mantener la producción de la planta, según información indicada por el propietario del proyecto.

En conformidad de los antecedentes recabados del proyecto MAPA, para efectos de este estudio se considera como caso base que el proyecto MAPA no retira ni inyecta energía a red, peor condición en operación normal. Sin perjuicio de lo anterior, se realiza un escenario de sensibilidad en el cual el proyecto MAPA retira desde el sistema de transmisión 90 MW.

ii) Generación

Las centrales Bocaminas I y II se consideran preliminarmente a mínimo técnico y se retiran de servicio en función a las fechas estimadas de salida, diciembre de 2020 y mayo del 2022 respectivamente. En el caso particular de la central Bocamina II se incluye un escenario de sensibilización en el cual se posterga en un año el retiro de ésta, esto es, mayo de 2023.

La generación de la zona se ajusta en orden del despacho obtenido en el escenario de demanda máxima coincidente. Lo que corresponde a inyecciones desde el PE Lebu (3 MW) y excedentes de 7 MW de la central Cogeneradora Bío Bío en la S/E Petropower, mientras que el resto de las centrales térmicas se consideran fuera de servicio o no aportando excedentes.

iii) Análisis de temperatura

La temperatura para calcular la capacidad de las líneas de transmisión que abastecen la zona de Concepción se determina a partir de registros horarios de estaciones meteorológicas cercana a la S/E Charrúa, ya que desde esta nacen las cuatro líneas que interconectan Concepción con el sistema de transmisión y debido a que en el valle las temperaturas son superiores que en la costa.

La estación meteorológica más cercana a la S/E Charrúa se encuentra a 8 km al norte de la S/E Charrúa, la cual corresponde a la estación Colicheu y los registros de temperatura están disponible en la página web del Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire. En la Figura 2-3 se presenta la ubicación

geográfica de la estación, y en la Figura 2-4 se presenta la curva de duración de la temperatura registrada en la zona.

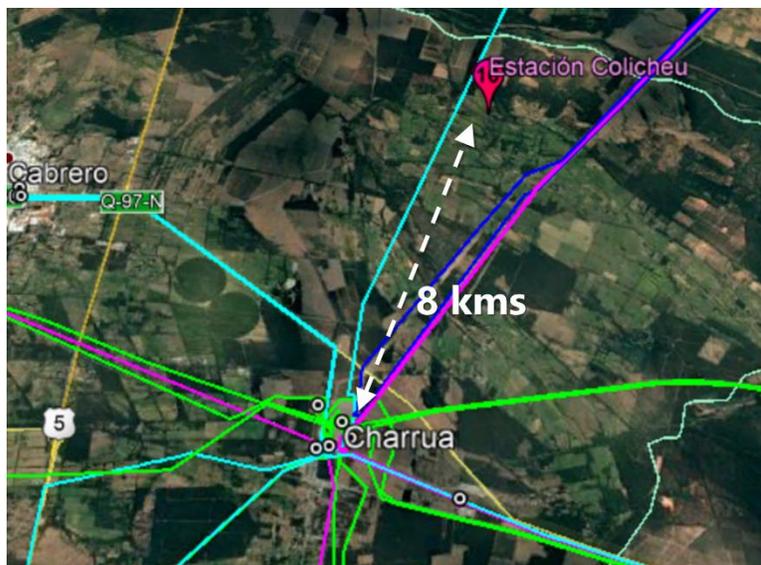


Figura 2-3: Ubicación S/E Colicheu empleada para el levantamiento de temperaturas.

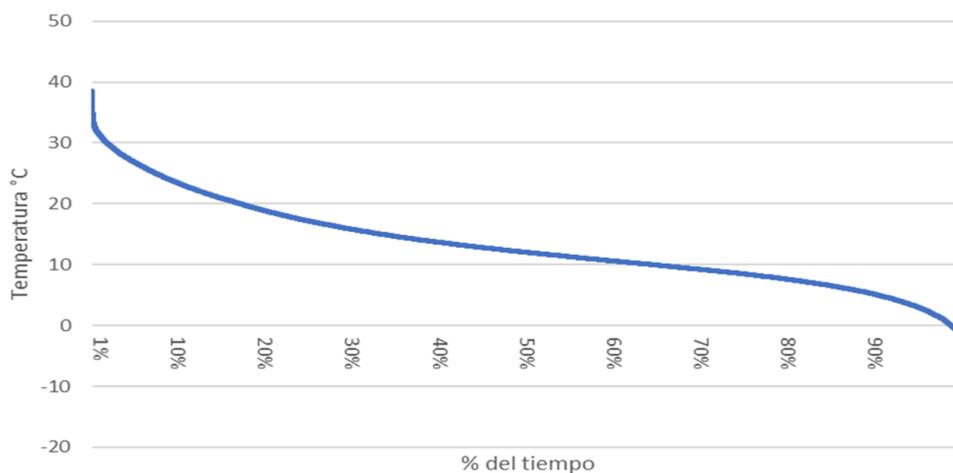


Figura 2-4: Temperaturas estación Colicheu, periodo 2012 – 2018.

De la curva de duración cabe destacar que el percentil 0,99 corresponde a 31°C, por lo que sólo durante el 1% del tiempo, se presentaron temperaturas superiores a los 30°C, en el periodo 2012-2018. En conformidad a los resultados obtenidos, se considera como criterio determinar la ampacidad de las líneas de transmisión a 30°C.

iv) Escenarios de Simulación

En la Tabla 2-10 se presentan los escenarios de simulación analizados para el año 2020-2025, de demanda y generación respectivamente. Se simula hasta el año 2025, ya que a esa fecha se podría contar con una solución estructural para la zona.

Tabla 2-10: Bocaminas I y II, en Escenarios de simulación para el año 2020-2025.

Año	Demanda (MW)	Base		Sensibilidad	
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2020	474	MAPA: 0 MW Bocamina I: diciembre 2020 Bocamina II: mayo 2022	MAPA: 0 MW Bocamina I: diciembre 2020 Bocamina II: mayo 2023	MAPA: 90 MW Bocamina I: diciembre 2020 Bocamina II: mayo 2022	MAPA: 90 MW Bocamina I: diciembre 2020 Bocamina II: mayo 2023
2021	489				
2022	506				
2023	523				
2024	540				
2025	558				

Con los escenarios descritos en la tabla anterior, se realiza los análisis de suministro en condiciones normales.

3 Análisis y Resultados

3.1 Resultados de los Estudios Eléctricos.

Se evaluaron 2 escenarios de demanda para la Zona de Concepción, correspondientes al año donde se cumplen los 24 meses para el retiro de la central Bocamina II, anunciado por su propietario, y un período adicional de 12 meses, esto es 2022 y 2023.

Para dichos años se consideró como demanda la estimación de un período estival con alto consumo en la Zona de Concepción (basado en demanda 2019), proyectado para los años siguientes con un factor de crecimiento del orden del 3%, además de las obras de esta zona que impactan directamente en su abastecimiento. En este caso, se identificó el proyecto MAPA, que posee fecha estimada de conexión a partir de diciembre 2020, con una toma de carga paulatina y en aumento que podría alcanzar un máximo de 90 MW sin generación interna. Estando en régimen, hacia octubre de 2021, el proyecto MAPA como cogeneración operaría con excedentes hacia el sistema, cuyos montos dependerán de su proceso productivo, alcanzando un máximo de 160 MW, requiriendo nuevamente tomar la carga máxima de 90 MW al retornar de mantenimientos programados o en caso de fallas de sus unidades generadoras.

Tabla 3-1. Escenarios de simulación para el período 2022-2023.

Escenarios	Bocamina II	Año de Análisis	Demanda Zona de Concepción máxima estival [MW]	Proyecto MAPA [MW]
Escenario 1	F/S	2022	506	0 (consumo = generación)
Escenario 2	F/S			Consumo 90 MW
Escenario 3	F/S	2023	523	0 (consumo = generación)
Escenario 4	F/S			Consumo 90 MW

A nivel de generación, se consideró el despacho de las centrales Cogeneradora Bío Bío (60 MW generados, 7 MW de excedentes), Escuadrón (10 MW generados, sin excedentes), Arauco (5 MW generados, sin excedentes) y Parque Eólico Lebu (3 MW).

Se efectuaron análisis de simulaciones estáticas y dinámicas para condiciones normales y frente a contingencias simples en cada escenario de demanda, con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema ante eventuales condiciones de sobrecarga, regulación de tensión y estabilidad dinámica de la zona en estudio. A continuación, se muestran los resultados.

i) Análisis Estáticos:

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, se evaluaron las siguientes contingencias simples:

- C1: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción.
- C2: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.
- C3: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas.
- C4: Desconexión intempestiva de la barra de 154 kV de S/E Hualpén.
- C5: Desconexión intempestiva del transformador 220/154 kV de S/E Lagunillas.

C6: Desconexión intempestiva de central Cogeneradora Bío Bío con 60 MW.

Las siguientes tablas contienen los resultados de los flujos de potencia, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles, dado que no se cumpliría con el criterio N-1.

Tabla 3-2. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 1: año 2022 y MAPA con 0 MW

Instalación de Transmisión	Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol)						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa - Concepción 1x220 kV	60	0	80	78	98	74	67
Charrúa - Hualpén 1x220 kV	79	111	0	125	42	77	90
Charrúa - Lagunillas 1x220 kV	41	56	66	0	28	29	46
Charrúa - Concepción 1x154 kV	40	68	57	55	73	52	46
Hualpén - Lagunillas 1x220 kV	8	6	22	36	24	30	7
Hualpén - Lagunillas 1x154 kV	24	32	24	23	4	65	27
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1	44	69	28	31	0	37	38
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2	31	57	16	18	0	24	25
Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2	22	20	46	41	77	33	30
Transformador 220/154 kV Concepción	56	0	75	73	92	70	63
Transformador 220/154 kV Hualpén	46	69	25	41	0	85	54
Transformador 220/154 kV Lagunillas	42	54	42	32	46	0	46
Barra del Sistema de Transmisión	Nivel de Tensión [p.u.]						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa 220 kV	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04
Concepción 220 kV	1,02	0,99	1,00	1,00	0,98	1,00	1,01
Hualpén 220 kV	1,02	1,00	1,00	1,00	1,04	1,02	1,01
Lagunillas 220 kV	1,02	1,00	1,00	0,99	1,03	1,02	1,01
Concepción 154 kV	1,01	0,98	0,99	0,99	0,96	0,99	1,00
Hualpén 154 kV	1,01	0,99	0,99	0,99	0	0,99	1,00
Lagunillas 154 kV	1,03	1,01	1,01	1,00	1,06	0,98	1,02
San Vicente 154 kV	1,01	0,98	0,98	0,99	0,95	0,99	1,00
Coronel 154 kV	1,03	1,01	1,01	1,00	1,05	0,98	1,02
Concepción 66 kV	1,00	0,97	0,98	0,98	0,96	0,97	0,99
Coronel 66 kV	1,02	0,99	0,99	0,99	1,02	0,97	1,01
Lebu 66 kV	1,00	0,97	0,97	0,96	1,03	0,94	0,99

Tabla 3-3. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 2: año 2022 y MAPA con 90 MW.

Instalación de Transmisión	Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol)						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa - Concepción 1x220 kV	66	0	92	90	100	79	74
Charrúa - Hualpén 1x220 kV	95	131	0	156	62	94	107
Charrúa - Lagunillas 1x220 kV	52	70	83	0	41	42	58
Charrúa - Concepción 1x154 kV	45	77	67	66	75	57	52
Hualpén - Lagunillas 1x220 kV	18	15	18	57	35	16	17
Hualpén - Lagunillas 1x154 kV	21	28	21	29	4	65	23
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1	39	67	21	23	0	33	33
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2	27	55	8	10	0	20	21
Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2	28	17	58	54	77	39	37
Transformador 220/154 kV Concepción	62	0	86	84	94	74	70
Transformador 220/154 kV Hualpén	44	70	20	38	0	80	52
Transformador 220/154 kV Lagunillas	39	51	38	25	45	0	42
Barra del Sistema de Transmisión	Nivel de Tensión [p.u.]						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa 220 kV	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Concepción 220 kV	1,01	0,97	0,99	0,99	0,97	1,00	1,00
Hualpén 220 kV	1,01	0,99	0,98	0,98	1,03	1,01	1,00
Lagunillas 220 kV	1,01	0,98	0,97	0,96	1,02	1,01	0,99
Concepción 154 kV	1,00	0,96	0,97	0,97	0,95	0,98	0,99
Hualpén 154 kV	1,00	0,97	0,97	0,97	0	0,98	0,99
Lagunillas 154 kV	1,02	0,99	0,99	0,97	1,04	0,97	1,01
San Vicente 154 kV	1,00	0,97	0,97	0,97	0,94	0,98	0,99
Coronel 154 kV	1,02	0,99	0,98	0,97	1,04	0,97	1,01
Concepción 66 kV	0,99	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97	0,98
Coronel 66 kV	1,00	0,98	0,97	0,96	1,01	0,96	0,99
Lebu 66 kV	0,99	0,95	0,94	0,93	1,01	0,93	0,97

Tabla 3-4. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 3: año 2023 y MAPA con 0 MW.

Instalación de Transmisión	Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol)						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa - Concepción 1x220 kV	62	0	84	81	102	77	70
Charrúa - Hualpén 1x220 kV	82	115	0	130	44	80	93
Charrúa - Lagunillas 1x220 kV	43	58	68	0	29	30	48
Charrúa - Concepción 1x154 kV	42	72	60	58	76	55	48
Hualpén - Lagunillas 1x220 kV	8	6	23	38	25	32	7
Hualpén - Lagunillas 1x154 kV	24	33	24	23	4	69	27
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1	45	71	29	32	0	37	39
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2	32	59	16	19	0	24	26
Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2	23	21	47	42	79	34	31
Transformador 220/154 kV Concepción	58	0	78	76	96	73	65
Transformador 220/154 kV Hualpén	47	72	26	42	0	89	55
Transformador 220/154 kV Lagunillas	44	56	44	33	48	0	48
Barra del Sistema de Transmisión	Nivel de Tensión [p.u.]						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa 220 kV	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04
Concepción 220 kV	1,02	0,98	1,00	1,00	0,97	1,00	1,01
Hualpén 220 kV	1,02	1,00	0,99	1,00	1,04	1,01	1,01
Lagunillas 220 kV	1,02	1,00	0,99	0,98	1,03	1,02	1,01
Concepción 154 kV	1,00	0,97	0,98	0,98	0,95	0,98	0,99
Hualpén 154 kV	1,01	0,98	0,98	0,98	0	0,99	1,00
Lagunillas 154 kV	1,03	1,01	1,00	1,00	1,05	0,97	1,02
San Vicente 154 kV	1,01	0,98	0,98	0,98	0,94	0,98	0,99
Coronel 154 kV	1,03	1,00	1,00	0,99	1,05	0,97	1,02
Concepción 66 kV	1,00	0,96	0,97	0,97	0,95	0,97	0,98
Coronel 66 kV	1,01	0,99	0,99	0,98	1,02	0,96	1,00
Lebu 66 kV	0,99	0,96	0,95	0,95	1,02	0,92	0,97

Tabla 3-5. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 3: año 2023 y MAPA con 0 MW.

Instalación de Transmisión	Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol)						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa - Concepción 1x220 kV	69	0	95	93	104	83	77
Charrúa - Hualpén 1x220 kV	98	136	0	162	64	97	110
Charrúa - Lagunillas 1x220 kV	54	72	86	0	43	43	60
Charrúa - Concepción 1x154 kV	47	81	70	69	78	60	54
Hualpén - Lagunillas 1x220 kV	18	15	18	59	36	18	17
Hualpén - Lagunillas 1x154 kV	21	28	21	30	4	69	23
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1	40	70	21	23	0	33	34
San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2	28	57	8	10	0	20	21
Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2	29	18	60	56	79	40	38
Transformador 220/154 kV Concepción	64	0	89	88	97	77	72
Transformador 220/154 kV Hualpén	45	73	20	39	0	83	54
Transformador 220/154 kV Lagunillas	41	54	40	27	48	0	44
Barra del Sistema de Transmisión	Nivel de Tensión [p.u.]						
	Caso Base	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Charrúa 220 kV	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Concepción 220 kV	1,01	0,97	0,98	0,98	0,97	0,99	1,00
Hualpén 220 kV	1,01	0,98	0,97	0,97	1,02	1,00	1,00
Lagunillas 220 kV	1,00	0,98	0,97	0,95	1,01	1,01	0,99
Concepción 154 kV	1,00	0,96	0,96	0,96	0,95	0,98	0,98
Hualpén 154 kV	1,00	0,97	0,96	0,96	0	0,98	0,98
Lagunillas 154 kV	1,02	0,99	0,98	0,97	1,04	0,96	1,00
San Vicente 154 kV	1,00	0,96	0,96	0,96	0,94	0,97	0,98
Coronel 154 kV	1,01	0,99	0,98	0,97	1,03	0,96	1,00
Concepción 66 kV	0,99	0,94	0,95	0,95	0,95	0,96	0,97
Coronel 66 kV	1,00	0,97	0,96	0,95	1,00	0,95	0,99
Lebu 66 kV	0,97	0,93	0,92	0,91	0,99	0,90	0,95

Los resultados de los análisis estáticos mostrados en las tablas 3-1, 3-2, 3-3 y 3-4 indican que, ante contingencias simples, si bien no se presentan problemas en la regulación de tensión de la Zona de

Concepción (valores **en verde**), sí se presentan situaciones en que no se cumple el criterio de seguridad N-1 al superarse la capacidad de transmisión para mantener esa condición en la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén (valores **en rojo**), con mayor impacto en fallas ocurridas en las líneas 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Concepción.

Para mitigar lo anterior, se estima que en la operación normal de los escenarios 1 y 3, estando el proyecto MAPA operando en régimen, sería necesario disponer, respectivamente, del orden de 75 MW y 90 MW de inyección de generación local para mantener el criterio de seguridad N-1, ya sea reflejado en el despacho de generación interna de MAPA para producir excedentes hacia el sistema, o bien mediante generación de centrales diésel para restituir la condición N-1, o bien una combinación entre ambas soluciones.

Respecto de los escenarios 2 y 4, con las instalaciones del proyecto autoproducción MAPA retornando al servicio luego de mantenimientos programados o indisponibilidades provocadas por fallas en su equipamiento, sería necesario disponer, respectivamente, del orden de 165 MW y 180 MW de inyección de generación local para mantener el criterio de seguridad N-1, ya sea reflejado en la autorización para tomar carga en horarios convenientes de menor demanda en la Zona de Concepción, generación de centrales diésel, o bien una combinación entre ambas soluciones, así como también acordar montos parciales de retiros de MAPA.

ii) Análisis Dinámicos:

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, y con el propósito de evaluar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS, en este caso el comportamiento de la tensión en barras y el factor de amortiguación en líneas de transmisión, se evaluaron las siguientes contingencias simples de severidad 4 considerando un tiempo de despeje de 120 ms para la actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada.

F1: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción, extremo Concepción.

F2: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, extremo Hualpén.

F3: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas, extremo Lagunillas.

F4: Falla bifásica franca a tierra en bornes de 11,5 kV del generador de central Cogeneradora Bío Bío.

Las siguientes tablas contienen los resultados de las simulaciones dinámicas, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 3-6. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 1: año 2022 y MAPA con 0 MW.

Falla	Estabilidad	Comportamiento Tensión		
	Amortiguación	$V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms	$V \geq 0,8$ en 1 s	V en $\pm 10\%$ en 20 s
F1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F3	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tabla 3-7. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 2: año 2022 y MAPA con 90 MW.

Falla	Estabilidad	Comportamiento Tensión		
	Amortiguación	$V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms	$V \geq 0,8$ en 1 s	V en $\pm 10\%$ en 20 s
F1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F3	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tabla 3-8. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 3: año 2023 y MAPA con 0 MW.

Falla	Estabilidad	Comportamiento Tensión		
	Amortiguación	$V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms	$V \geq 0,8$ en 1 s	V en $\pm 10\%$ en 20 s
F1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F3	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tabla 3-9. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 4: año 2023 y MAPA con 90 MW.

Falla	Estabilidad	Comportamiento Tensión		
	Amortiguación	$V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms	$V \geq 0,8$ en 1 s	V en $\pm 10\%$ en 20 s
F1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F3	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
F4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Los resultados de los análisis dinámicos mostrados en las tablas 3-5, 3-6, 3-7 y 3-8 indican que se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS (valores **en verde**), lo que permite concluir que la ausencia de la central Bocamina II no tiene impacto negativo en la seguridad del sistema.

En Anexo 1 de este documento se muestran las simulaciones dinámicas realizadas para el peor escenario de demanda en términos de sobrecarga (E4), analizadas para las contingencias mencionadas: F1, F2, F3 y F4.

iii) Impacto en el nivel de Cortocircuitos:

En términos de la respuesta dinámica de las tensiones frente a fallas ocurridas en instalaciones de la Zona de Concepción, el análisis anterior muestra que la evolución temporal de su recuperación es adecuada.

Es importante mencionar que, en términos porcentuales, la variación de los niveles de cortocircuito en esta zona, ante la ausencia de las centrales Bocamina I y II, se refleja mayormente en las instalaciones de 220 kV, donde a nivel de 66 kV resaltan las contribuciones a la corriente de cortocircuito provenientes más bien desde el aterrizamiento de los transformadores de poder de su entorno.

Tabla 3-10. Variación porcentual del nivel de cortocircuito en la Zona de Concepción, con el retiro de Bocamina II.

Barra	Estado de Central Bocamina		Tipo de Cortocircuito	
	Bocamina I	Bocamina II	Icc3F	Icc1F
Hualpén 220 kV	E/S	E/S	100	100
	F/S	E/S	95	96
	F/S	F/S	77	81
Lebu 66 kV	E/S	E/S	100	100
	F/S	E/S	99	100
	F/S	F/S	99	100

Respecto de la coordinación de protecciones en la Zona de Concepción, durante la operacional normal, frente a eventos de falla, así como también en los procesos de conexión de nuevos proyectos o modificaciones de la red, se ha verificado la coordinación de las protecciones eléctricas tanto en escenarios que contemplan en servicio o fuera de servicio a las centrales Bocamina I y II. A su vez, para el proyecto MAPA, el estudio de coordinación y ajuste de protecciones solicitado a su desarrollador y que deberá entregar a este Coordinador para su revisión y aprobación, contempla dicha distinción de escenarios.

iv) Impacto en el nivel de Inercia:

La medida de inercia en el Sistema Eléctrico Nacional depende del número de unidades generadoras sincrónicas conectadas en un determinado instante. Según registros SCADA este valor ha alcanzado valores del orden de 53 a 70 GVAs en las últimas semanas (curva roja), con demandas que fluctúan aproximadamente entre los 7 y 10 GVA (curva verde).

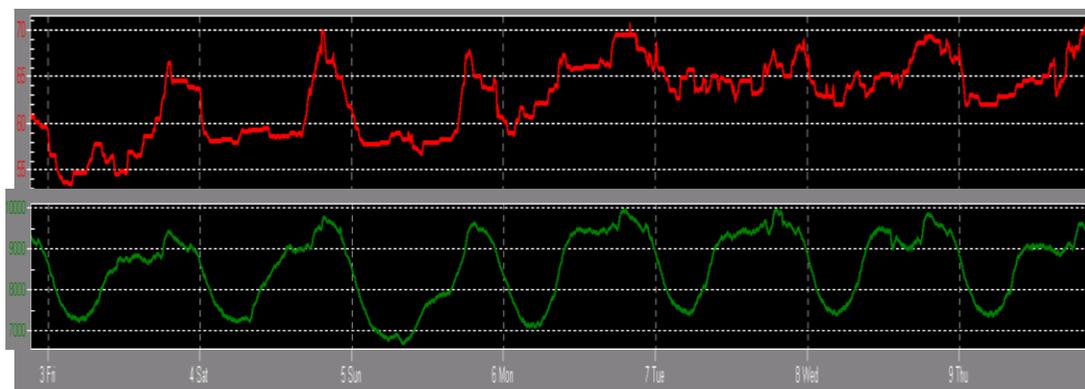


Figura 3-1: Registros SCADA de inercia (rojo) y demanda (verde) del SEN para una ventana de 7 días.

Los registros de menor inercia en el SEN se concentran ya sea en los horarios de madrugada, con menos generadores sincrónicos conectados debido a la menor demanda, o bien en horarios de mediodía, con menos generadores sincrónicos conectados debido a la alta inyección de generación ERV.

La inercia de las centrales Bocamina I y II en su conjunto corresponde a 2571 MVAs o 4,26 s, lo que representa $\approx 4,8\%$ respecto del valor de inercia de 53 GVAs.

Para evaluar la sensibilidad de la respuesta inercial del SEN con el retiro de las centrales Bocamina I y II, se realiza la simulación de la severidad 5 de una central de alto despacho en horario de baja inercia y se revisa su efecto sobre el comportamiento dinámico de la frecuencia eléctrica. En este caso se

consideró la desconexión intempestiva de la central San Isidro II con un despacho de 380 MW, para una demanda del orden de 8700 MVA, alta generación de centrales ERV y una inercia menor a la registrada a la fecha con menos generadores síncronos conectados.

Para el caso en que se consideran las centrales Bocamina I y II fuera de servicio, se obtuvo una inercia de 48,1 GVAs o 4,221 s.

Para el caso en que se consideran las centrales Bocamina I y II en servicio, se obtuvo una inercia de 50,6 GVAs o 4,224 s. En este caso, ambas centrales se consideraron deshabilitadas para el control de frecuencia y con su conexión no se retiraron otros generadores síncronos de servicio.

Tabla 3-11. Evaluación de la sensibilidad de la respuesta inercial del SEN con la ausencia de las centrales Bocamina I y II.

Casos de Análisis	Estado de Central Bocamina		Inercia del SEN		Severidad 5	Frecuencia Mínima (Hz)
	Bocamina I	Bocamina II	(GVAs)	(s)		
Caso A	F/S	F/S	48,1	4,221	San Isidro II, 380 MW	49,45
Caso B	sincronizada	sincronizada	50,6	4,224		49,47

El resultado de las simulaciones dinámicas demuestra que la respuesta inercial del sistema no es sensible al despacho de las centrales Bocamina I y II.

En Anexo 2 de este documento se muestran las simulaciones dinámicas realizadas para la verificación de la respuesta inercial analizada.

3.2 Resultados del Estudio de Seguridad de Abastecimiento.

Para los 3 escenarios estudiados respecto de las fechas de retiro de la central Bocamina II, descritos en la Tabla 2-4, considerando las 5 condiciones hidrológicas más secas de la estadística y la hidrología media, se obtienen los siguientes resultados:

- i) Energías de déficit:

Tabla 3-12. Energías de déficit por año para cada escenario estudiado.

Energía de Déficit [GWh]							
	Hidrología	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Caso Base	62-63	-	-	-	-	-	0
	68-69	-	-	-	-	-	0
	74-75	-	-	-	-	-	0
	96-97	-	-	-	-	-	0
	98-99	-	-	-	-	-	0
	16-17	-	-	-	-	-	0
Caso 1	62-63	-	-	-	-	-	0
	68-69	-	-	-	-	-	0
	74-75	-	-	-	-	-	0
	96-97	-	-	-	-	-	0
	98-99	-	-	-	-	-	0
	16-17	-	-	-	-	-	0
Caso 2	62-63	-	-	-	-	-	0
	68-69	-	-	-	-	-	0
	74-75	-	-	-	-	-	0
	96-97	-	-	-	-	-	0
	98-99	-	-	-	-	-	0
	16-17	-	-	-	-	-	0

Se observa que no existen energías de déficit para los casos estudiados.

ii) Costos de operación:

Para todos los escenarios se muestran los costos de operación totales para los años históricos de condiciones hidrológicas más secas de la estadística (62-63, 68-69, 96-97, 98-99, 16-17), la hidrología media (74-75) y, además, el costo de operación promedio para todas las condiciones hidrológicas. Asimismo, la comparación del caso base con cada uno de los otros casos estudiados.

Tabla 3-13: Costos de operación del SEN para cada escenario y cada hidrología.

Costo de Operación del Sistema [MM USD] jul2020-mar2024							
Caso \ Hidrología	Promedio 59 hid	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso base	1,629.84	2,249.76	2,935.75	1,599.41	2,655.56	2,896.74	2,459.95
Caso 1	1,629.38	2,246.83	2,931.79	1,599.16	2,662.96	2,894.51	2,454.99
Caso 2	1,629.98	2,246.71	2,935.82	1,600.80	2,653.30	2,902.65	2,455.68

Tabla 3-14. Diferencias entre el costo de operación de cada caso de estudio y el caso base, para cada hidrología.

Diferencias entre escenarios estudiados [MM USD] jul2020-mar2024							
Caso \ Hidrología	Promedio 59 hid	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso Base	1,629.84	2,249.76	2,935.75	1,599.41	2,655.56	2,896.74	2,459.95
Caso 1	1,629.38	2,246.83	2,931.79	1,599.16	2,662.96	2,894.51	2,454.99
Sobre costo caso 1	-0.46	-2.93	-3.96	-0.25	7.40	-2.23	-4.96
Caso \ Hidrología	Promedio 59 hid	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso Base	1,629.84	2,249.76	2,935.75	1,599.41	2,655.56	2,896.74	2,459.95
Caso 2	1,629.98	2,246.71	2,935.82	1,600.80	2,653.30	2,902.65	2,455.68
Sobre costo caso 2	0.14	-3.05	0.06	1.39	-2.26	5.91	-4.26

No se aprecian grandes diferencias entre los casos estudiados, considerando el casi nulo despacho de Bocamina II a partir del año 2023.

Para la hidrología 98-99, para cada año, se obtienen los siguientes costos de operación:

Tabla 3-15. Costo de operación del SEN en la hidrología 98-99 para cada año en cada escenario.

Costo de Operación del Sistema [MM USD]2020-2024, Hidrología 98-99			
	Caso Base	Caso 1	Caso 2
2020	551.52	556.48	570.93
2021	850.59	851.38	846.72
2022	698.12	693.40	691.91
2023	643.27	639.97	639.79
2024	153.24	153.28	153.29

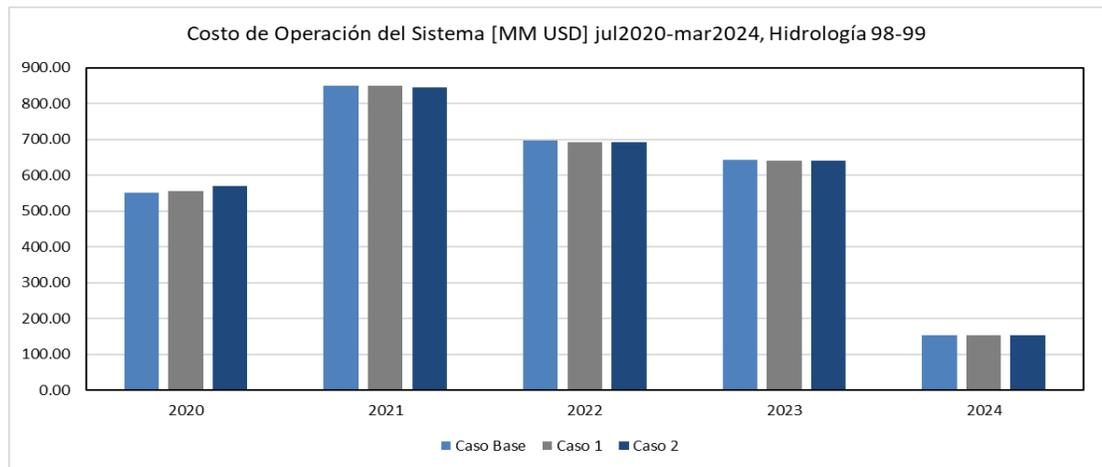


Figura 3-2: Costo de Operación del Sistema [MM USD] jul2020-mar2024, Hidrología 98-99.

Cabe señalar que el año 2024 tiene costos de operación menores, porque abarca los meses de enero a marzo. El año 2020 abarca los meses desde julio a diciembre.

iii) Generación por Tecnología:

Para cada caso estudiado y cada hidrología, a continuación, se indica la generación por tecnología respecto a la generación total del sistema durante todo el periodo de estudio.

Tabla 3-16. Generación por tecnología para cada caso y cada hidrología durante el periodo completo de estudio.

Generación por Tecnología del Sistema [%] jul2020-mar2024							
	Tecnología \ Hidrología	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso Base	Hidroeléctricas	34%	26%	42%	29%	26%	31%
	Térmicas	31%	39%	23%	36%	38%	33%
	Eólicas	14%	14%	14%	14%	14%	14%
	Solares	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Caso 1	Hidroeléctricas	34%	26%	42%	29%	26%	31%
	Térmicas	31%	39%	23%	36%	38%	33%
	Eólicas	14%	14%	14%	14%	14%	14%
	Solares	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Caso 2	Hidroeléctricas	34%	26%	42%	29%	26%	31%
	Térmicas	31%	39%	23%	36%	38%	33%
	Eólicas	14%	14%	14%	14%	14%	14%
	Solares	21%	21%	21%	21%	21%	21%

Para la hidrología 98-99, durante cada año del periodo de estudio, se obtienen los siguientes resultados de generación por tecnología en relación con la generación total durante ese año.

Tabla 3-17. Generación por tecnología, para cada caso y cada año de estudio, en la hidrología 98-99.

Generación por Tecnología del Sistema [%] 2020-2024, hidrología 98-99						
	Tecnología \ Año	2020	2021	2022	2023	2024
Caso Base	Hidroeléctricas	26%	27%	27%	26%	26%
	Térmicas	50%	39%	35%	35%	35%
	Eólicas	9%	14%	15%	16%	14%
	Solares	15%	20%	22%	23%	26%
Caso 1	Hidroeléctricas	25%	27%	27%	26%	26%
	Térmicas	50%	39%	35%	35%	35%
	Eólicas	9%	14%	16%	16%	14%
	Solares	15%	20%	22%	23%	26%
Caso 2	Hidroeléctricas	24%	27%	27%	26%	26%
	Térmicas	52%	39%	35%	35%	35%
	Eólicas	9%	14%	15%	16%	14%
	Solares	15%	20%	22%	23%	26%

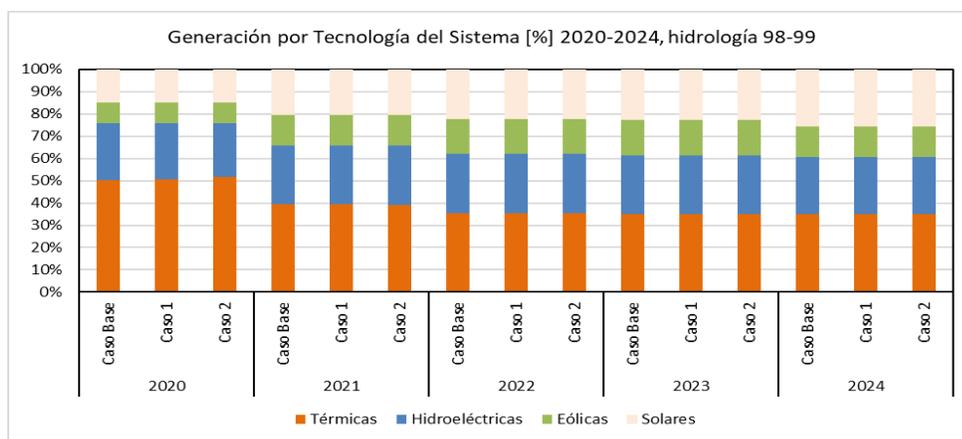


Figura 3-3: Generación por tecnología del Sistema [%] 2020-2024, hidrología 98-99.

iv) Generación Térmica:

Para cada caso estudiado y cada hidrología, se presenta a continuación la generación térmica, la generación térmica a carbón y la generación térmica a gas natural. Los resultados son porcentuales respecto a la generación total en todo el periodo de estudio.

Tabla 3-18. Generación térmica total, térmica a carbón y térmica a gas natural respecto a la generación total del SEN, para cada hidrología de cada escenario.

Generación Térmica del Sistema [%] jul2020-mar2024						
Caso \ Hidrología	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso base	31%	39%	23%	36%	38%	33%
Caso 1	31%	39%	23%	36%	38%	33%
Caso 2	31%	39%	23%	36%	38%	33%

Generación Térmica-Carbón del Sistema [%] jul2020-mar2024						
Caso \ Hidrología	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso base	19%	24%	13%	22%	24%	21%
Caso 1	19%	24%	13%	22%	24%	21%
Caso 2	19%	24%	13%	22%	24%	21%

Generación Térmica-Gas Natural del Sistema [%] jul2020-mar2024						
--	--	--	--	--	--	--

Caso \ Hidrología	62-63	68-69	74-75	96-97	98-99	16-17
Caso base	7%	9%	5%	8%	9%	8%
Caso 1	7%	9%	5%	8%	9%	7%
Caso 2	7%	9%	5%	8%	9%	7%

Para la hidrología 98-99, para cada año, se obtiene la generación térmica siguiente:

Tabla 3-19. Generación térmica respecto a la generación total del SEN en la hidrología 98-99 para cada año en cada escenario.

Generación térmica respecto a generación total jul2020-mar2024, Hidrología 98-99			
	Caso Base	Caso 1	Caso 2
2020	50%	50%	52%
2021	39%	39%	39%
2022	35%	35%	35%
2023	35%	35%	35%
2024	35%	35%	35%

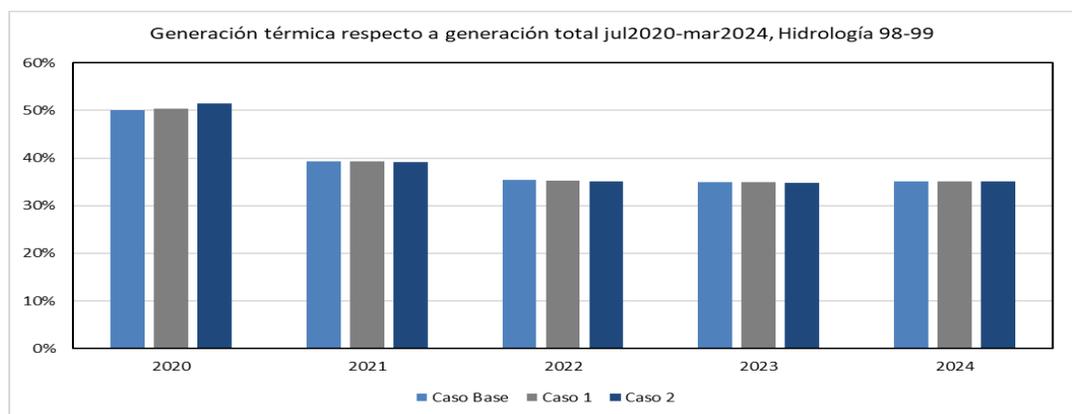


Figura 3-4: Generación térmica respecto a generación total jul2020-mar2024, Hidrología 98-99.

Para la hidrología 98-99, para cada año, se obtiene la generación térmica a carbón siguiente:

Tabla 3-20. Generación térmica a carbón respecto a la generación total del SEN en la hidrología 98-99 para cada año en cada escenario.

Generación térmica-carbón respecto a generación total [GWh] jul2020-mar2024, Hidrología 98-99			
	Caso Base	Caso 1	Caso 2
2020	36%	36%	36%
2021	27%	27%	27%
2022	22%	21%	21%
2023	19%	19%	19%
2024	17%	17%	17%

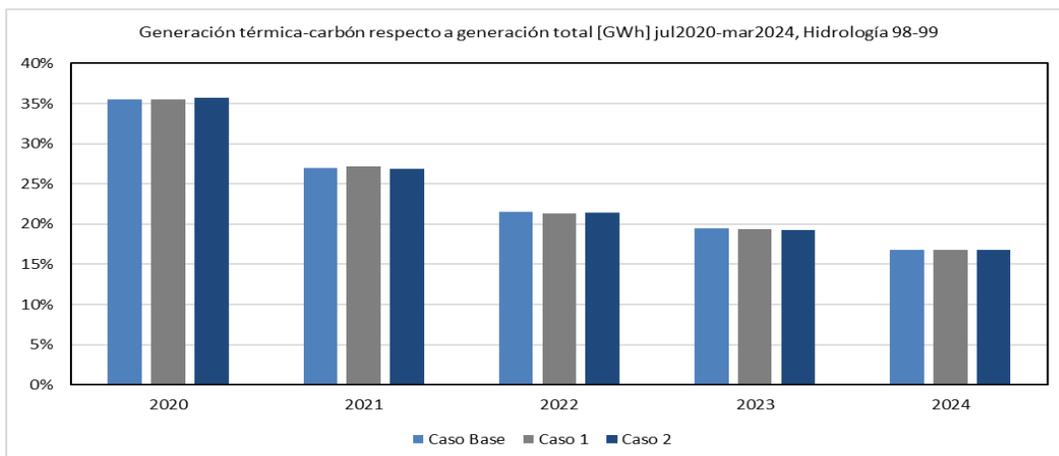


Figura 3-5: Generación térmica-carbón respecto a generación total [GWh] jul2020-mar2024, Hidrología 98-99.

Para la hidrología 98-99, para cada año, se obtiene la generación térmica a gas natural siguiente:

Tabla 3-21. Generación térmica a gas natural respecto a la generación total del SEN en la hidrología 98-99 para cada año en cada escenario.

	Caso Base	Caso 1	Caso 2
2020	10%	11%	11%
2021	8%	8%	8%
2022	9%	9%	9%
2023	9%	9%	9%
2024	11%	11%	11%

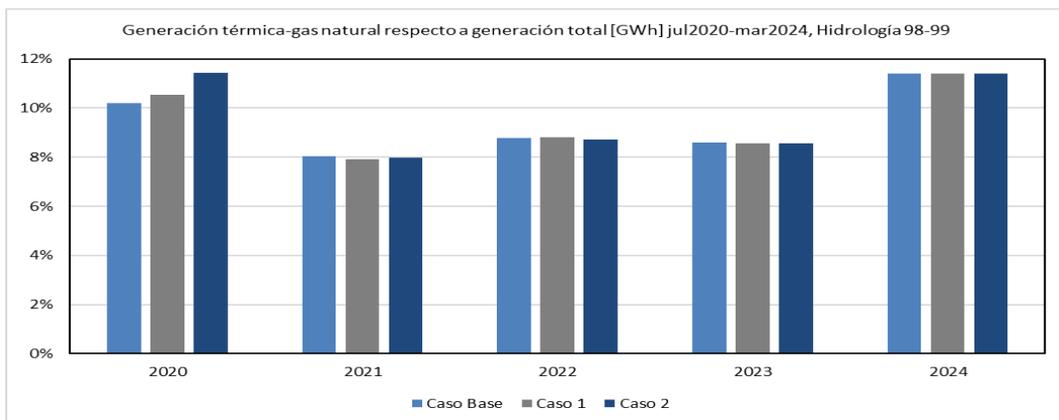


Figura 3-6: Generación térmica-gas natural respecto a generación total [GWh] jul2020-mar2024, Hidrología 98-99.

En el Anexo 3, se muestran además las trayectorias de cota para los embalses de SEN, la energía embalsada, los costos marginales en las barras de D. Almagro 220 kV, Maitencillo 220 kV, Quillota 220 kV, Charrúa 220 kV, Crucero 220 kV para las 5 hidrologías más secas de la estadística, además de la hidrología media que corresponde al año 74-75.

3.3 Resultados del Estudio de Seguridad de la Zona de Concepción

De acuerdo con los escenarios definidos en la sección 2.3, en función de la demanda, salida de las centrales Bocamina I y II, centrales según despachos típicos y el futuro proyecto MAPA, se procede a realizar estudios de largo plazo en la zona. Estos estudios contemplan análisis de flujo de potencia en condición normal y contingencia de las líneas que abastecen el sistema de Concepción.

i) Resultados de Estudio de flujos de potencia y contingencias Escenarios 1 y 2

En las Figura 3-7 y Figura 3-8 se presentan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio, para el Escenario 1 y Escenario 2.

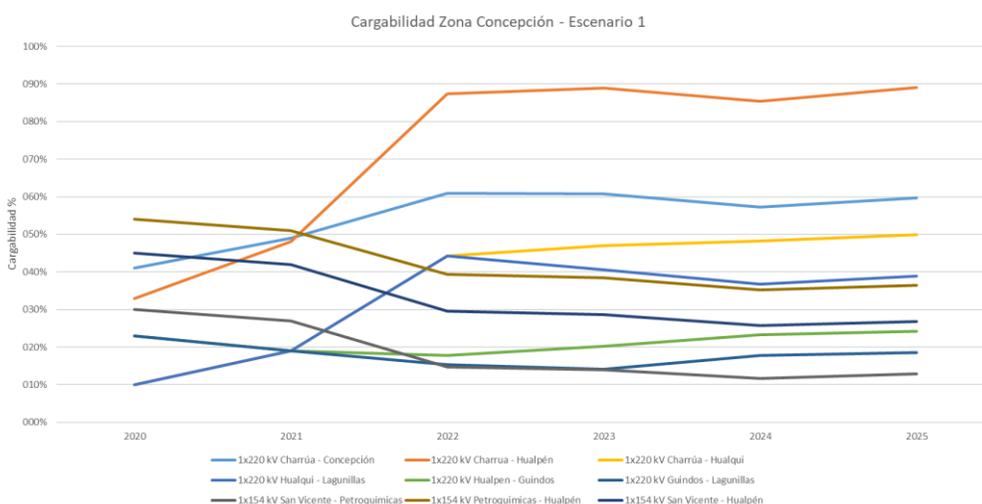


Figura 3-7: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 1.

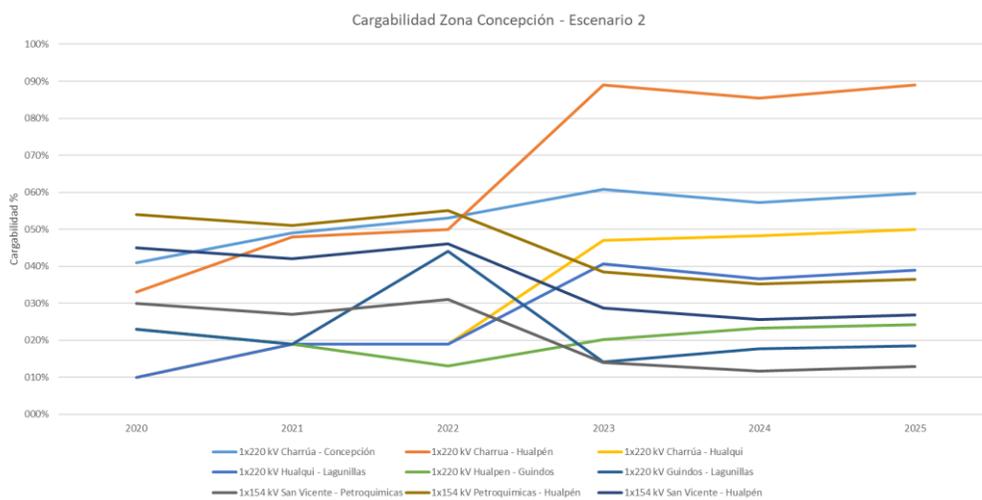


Figura 3-8: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 2.

De los resultados se observa que en condición normal de operación, el año 2025, en caso de no contar con generación en la zona y el proyecto MAPA sin retirar energía de la red, la línea 1x220 kV Charrúa –

Hualpén se cargaría en un 89%. Dicha condición no afecta la operación normal de la zona. Por lo tanto, el retiro de la central Bocamina II, ya sea en el año 2022 o 2023, no compromete el abastecimiento en condición N de la zona. Respecto a los niveles de tensión, cabe indicar que para todos los escenarios evaluados, éstos se encuentran dentro de los rangos de tensión establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Para evaluar el desempeño del sistema de transmisión en condición N-1, se analiza las siguientes contingencias de líneas de transmisión que abastecen el sistema de Concepción.

- Contingencia 1: 1x220 kV Charrúa – Concepción.
- Contingencia 2: 1x220 kV Charrúa – Hualpén.
- Contingencia 3: 1x220 kV Charrúa – Hualqui.
- Contingencia 4: 1x220 kV Hualqui – Lagunillas.
- Contingencia 5: 1x154 kV Charrúa – Concepción.

El orden de las contingencias se mantiene para toda esta sección. Además, las contingencias se evalúan el año 2025, debido a que corresponde al año más exigente del horizonte de análisis.

En la Tabla 3-22 se presentan las cargabilidades de las líneas para las contingencias.

Tabla 3-22: Cargabilidad [%] líneas en contingencia al Año 2025 - Escenarios 1 y 2.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa - Concepción	60%	0%	80%	74%	75%	72%
1x220 kV Charrúa - Hualpén	89%	118%	0%	123%	130%	101%
1x220 kV Charrúa - Hualqui	50%	63%	71%	0%	32%	55%
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	39%	55%	69%	21%	0%	46%
1x154 kV Charrúa - Concepción	47%	74%	65%	59%	62%	0%

De la presente tabla se aprecia que la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, se sobrecarga en todas las contingencias de líneas de transmisión que abastecen la zona de Concepción.

- ii) Resultados de Estudio de flujos de potencia y contingencias Escenarios 3 y 4 de sensibilidad proyecto MAPA

En las Figura 3-9 y Figura 3-10 se presentan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio, para los análisis de sensibilidad del proyecto MAPA, los que corresponden al Escenario 3 y Escenario 4.

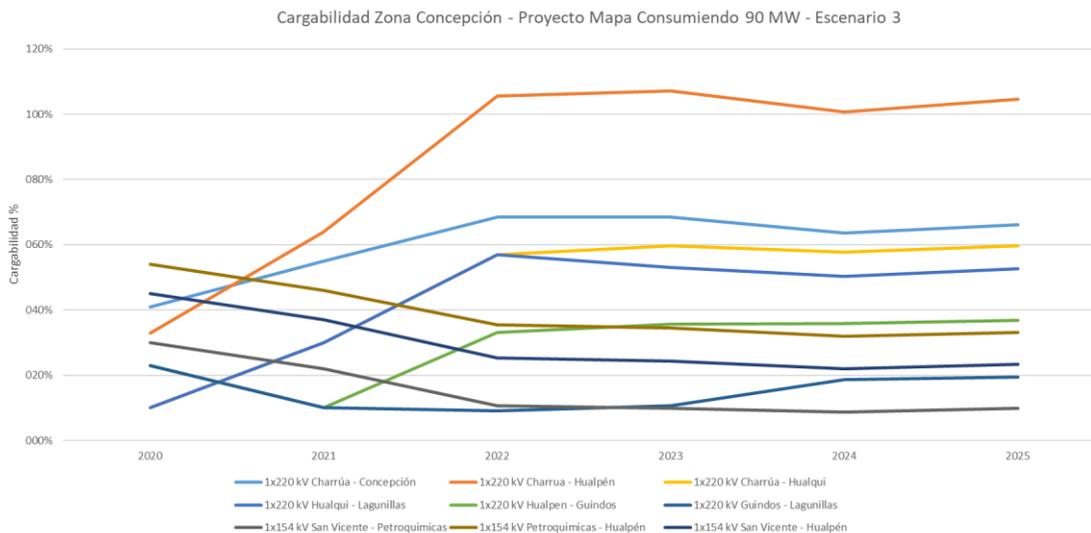


Figura 3-9: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 3.

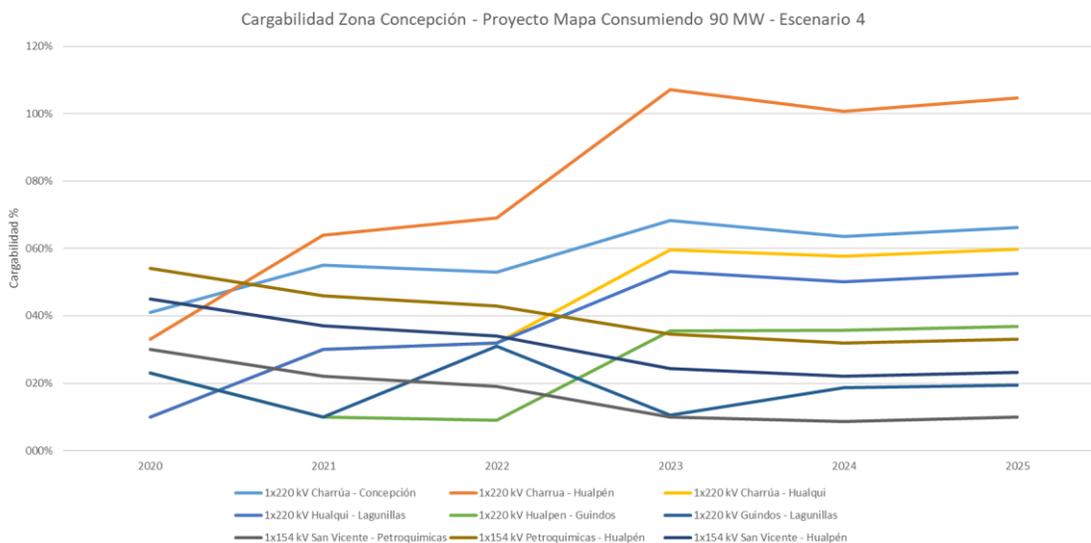


Figura 3-10: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 4.

De los resultados se observa que en condición normal de operación, el año 2025 en caso de no contar con generación en la zona y el con el proyecto MAPA en contingencia o mantenimiento (Consumo de 90 MW desde la red), la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén se carga por sobre su capacidad de transmisión a 30°C. Respecto a los niveles de tensión, cabe indicar que para todos los escenarios evaluados, éstos se encuentran dentro de los rangos de tensión establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

En la Tabla 3-23 se presentan las cargabilidades de las líneas ante contingencias al Año 2025, para el Escenario 3 y Escenario 4.

Tabla 3-23: Cargabilidad [%] líneas ante contingencias al Año 2025 - Escenario 3 y 4.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa - Concepción	66%	0%	93%	85%	92%	81%
1x220 kV Charrúa - Hualpén	105%	140%	0%	148%	170%	120%
1x220 kV Charrúa - Hualqui	60%	75%	87%	0%	34%	66%
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	53%	74%	92%	29%	0%	62%
1x154 kV Charrúa - Concepción	54%	84	76%	69%	76%	0%

De la presente tabla se aprecia que la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén se sobrecarga, en todas las contingencias de las líneas de transmisión que abastecen la zona de concepción.

iii) Análisis de Medidas Operacionales y Proyecto de Corto Plazo

Los resultados de los análisis muestran que el sistema de transmisión no es capaz de suministrar el 100% de la demanda en presencia de contingencia en las líneas que abastecen Concepción, en caso de que el proyecto MAPA se encuentre en contingencia o mantenimiento, esto es, retirando 90 MW desde el SIN. Debido a lo anterior, se procede a evaluar el efecto de las siguientes medidas:

1. Despacho de centrales fuera de orden económico (diésel).
2. Restringir los retiros en situaciones toma de carga ante fallas o retorno de mantenimientos de MAPA, dada su condición de autoproductor.

Conforme a lo indicado, se procede a evaluar el desempeño del sistema con las centrales térmicas disponibles en la zona. Estas son: Horcones: 24 MW, Coronel: 45 MW y Newen: 12 MW.

En las Figura 3-11 y Figura 3-12 se presentan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio, para los escenarios 1 y 3. En vista de los resultados obtenidos en la sección anterior, tan sólo se simulan los escenarios 1 y 3, ya que los resultados de los escenarios 2 y 4 no aportan conclusiones adicionales para el largo plazo (año 2025).

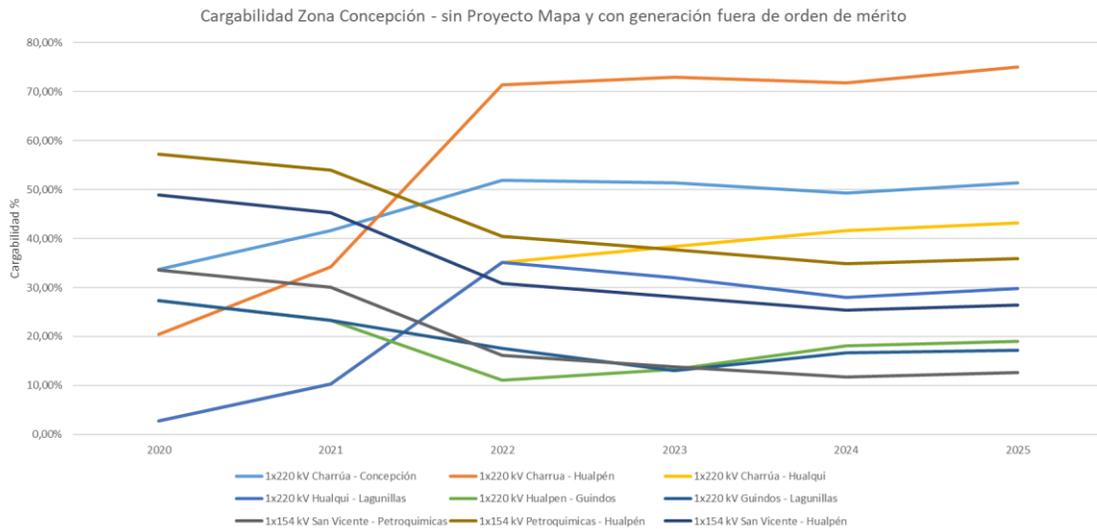


Figura 3-11: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 1 con despacho de unidades de generación Diesel.

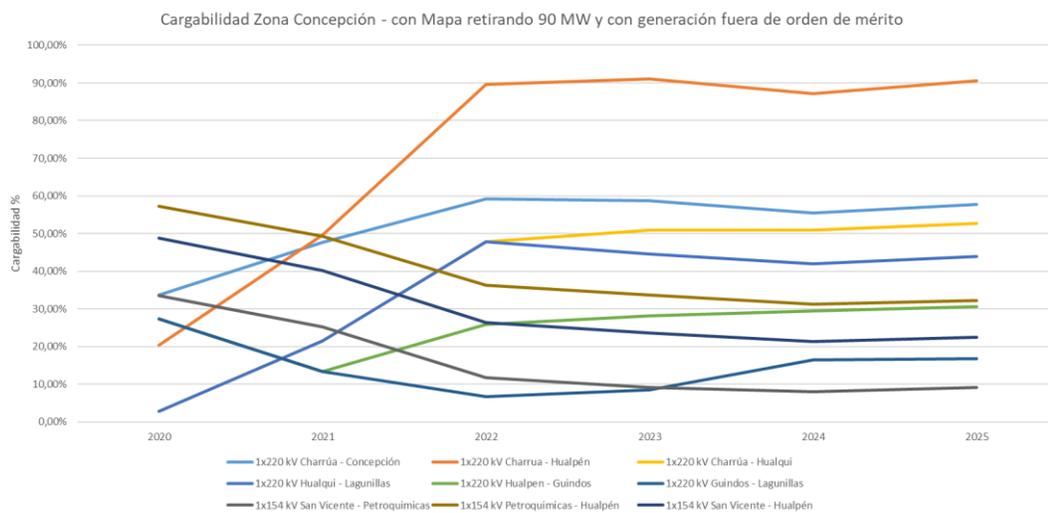


Figura 3-12: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 3 con despacho de unidades de generación Diesel.

En las gráficas expuestas se observa que los niveles de cargabilidad de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Hualpén disminuyen entorno de un 15% al considerar el despacho de las centrales Diesel de la zona. Por lo que, en la peor condición que podría experimentar el sistema, proyecto MAPA retirando 90 MW de la red, el sistema no tiene problemas de suficiencia para afrontar dicho requerimiento.

Conforme a las contingencias de las líneas de transmisión que abastecen la zona de Concepción, en la Tabla 3-24 y Tabla 3-25 se presentan los resultados para los escenarios 1 y 3 respectivamente, considerando generación despachada fuera de orden de mérito.

Tabla 3-24: Cargabilidad [%] líneas ante contingencias al Año 2025 - Escenario 1 con despacho de unidades de generación diésel.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa - Concepción	51%	0	68	63	62	62
1x220 kV Charrúa - Hualpén	75%	99	0	104	103	85
1x220 kV Charrúa - Hualqui	43%	54	61	0	30	47
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	30%	42	54	17	0	35
1x154 kV Charrúa - Concepción	40%	62	54	50	50	0

Tabla 3-25: Cargabilidad [%] líneas ante contingencias al Año 2025 - Escenario 3 con generación diésel.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa - Concepción	58%	0	78	73	74	70
1x220 kV Charrúa - Hualpén	91%	118	0	126	136	102
1x220 kV Charrúa - Hualqui	53%	65	74	0	31	58
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	44%	59	74	22	0	50
1x154 kV Charrúa - Concepción	46%	70	63	58	61	0

De los resultados obtenidos se concluye que el sistema no es capaz de suministrar el 100% de la demanda en una contingencia de las líneas 1x220 kV Charrúa – Hualqui y 1x220 kV Hualqui – Lagunillas, tanto en el caso base como en el escenario de sensibilidad del proyecto MAPA. Por lo tanto, se realizará la evaluación de la implementación de un proyecto de infraestructura de transmisión de corto plazo, para no afectar el nivel de seguridad de la zona con la salida de la central Bocamina II.

Respecto de las sobrecargas por la línea 1x220 Charrúa – Hualpén presentadas en la tabla 3-24, con MAPA consumiendo 0 MW, pueden ser gestionadas mediante medidas operacionales, por otra parte, para el caso de las sobrecargas presentadas en la tabla 3-25, con MAPA consumiendo 90 MW, habiendo agotado las alternativas operacionales, se puede reducir acordando el consumo de MAPA cuando no inyecta al sistema y retorna de mantenimiento o falla.

iv) Análisis de Proyectos de infraestructura de transmisión

En vista de las situaciones de riesgo identificadas, se estudian dos alternativas de solución para garantizar el abastecimiento seguro de la zona de Concepción. El análisis se desarrolla considerando que las obras que solucionan los problemas de cargabilidad son promovidas en el Plan de Expansión de la Transmisión 2020, con lo cual, la puesta en servicio se materializaría durante el año 2025.

1. Proyecto 1: Tendido Segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas más seccionamiento en Hualqui.

Esta obra consiste en tender el segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas y el seccionamiento de éste en la S/E Hualqui, con la incorporación de los paños de conexión en S/E Charrúa y S/E Lagunillas.

En la Figura 3-13 se observan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio con el proyecto MAPA consumiendo 90 MW, en el cual se considera que esta obra entra en servicio el año 2025.

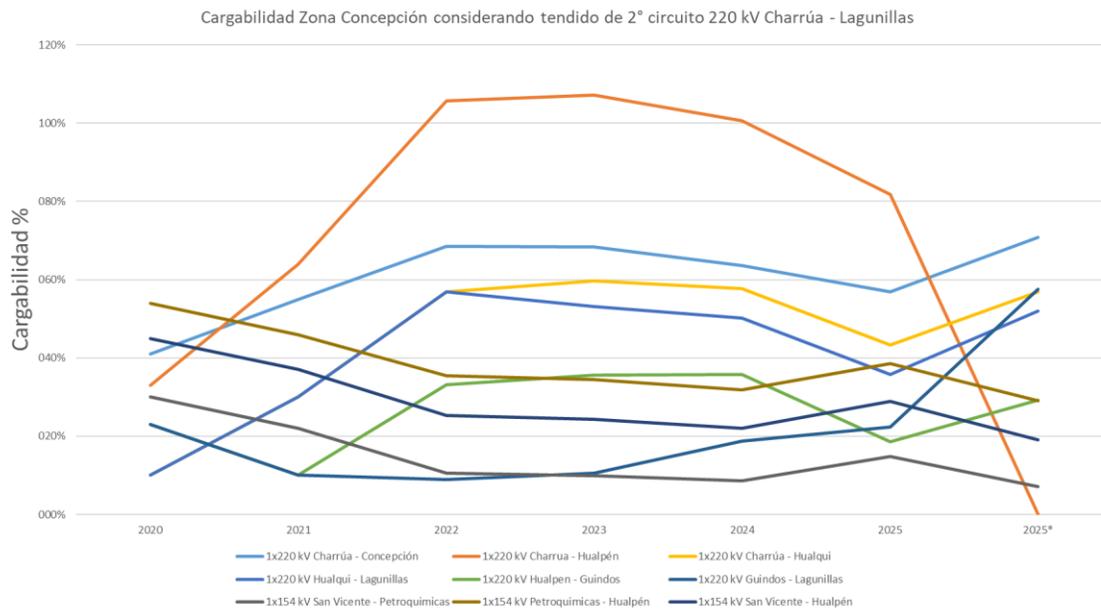


Figura 3-13: Niveles de cargabilidad considerando el tender el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

A modo ilustrativo, en la Figura 3-14 se presentan los flujos de potencia obtenidos para el año 2025, al considerar el tendido del segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas y desconectada la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.

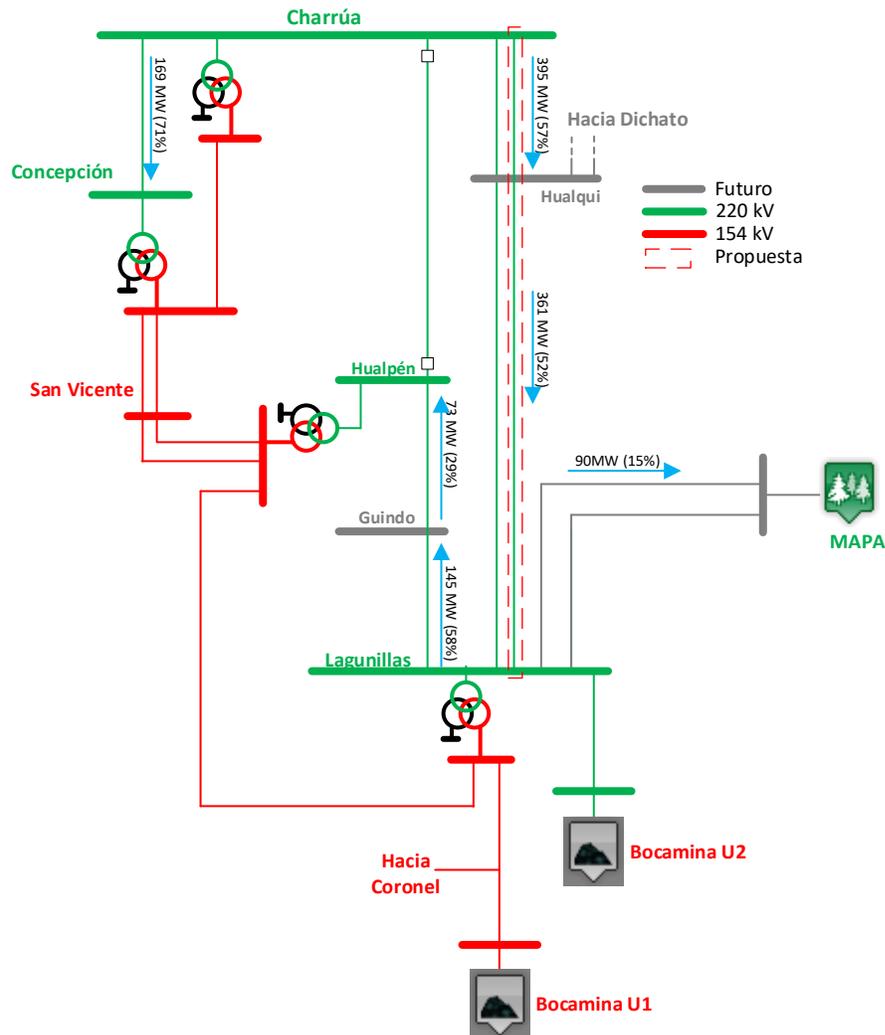


Figura 3-14: Flujos esperados Zona de Concepción Año 2025 – Alternativa 1

De la Figura 3-13 se observa que los niveles de cargabilidad de las líneas 1x220 kV Charrúa – Hualpén y 2x220 kV Charrúa – Hualqui disminuyen sus niveles de cargabilidad a 82% y 43% respectivamente. Si bien la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén se encuentra cargada por sobre un 80% de su capacidad nominal, es posible operar el sistema con dicha línea fuera de servicio. Con esta maniobra la línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui alcanza un nivel de cargabilidad de un 57% al año 2025. Los resultados de esta condición se muestran en la Figura 3-13.

Respecto a las contingencias, en la Tabla 3-26, se aprecia que con el proyecto de la nueva subestación seccionadora, el sistema puede enfrentar sin problemas una contingencia en las líneas de transmisión

que abastecen la zona de concepción en la condición más exigente, aunque de baja probabilidad, es decir cuando el proyecto MAPA retira 90 MW.

Tabla 3-26: Cargabilidad líneas ante contingencias al Año 2025 en Escenario 3 – proyecto 1.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa - Concepción	70	0	70	85	76	86
1x220 kV Charrúa - Hualpén	0	0	0	0	0	0
1x220 kV Charrúa - Hualqui	56	73	56	0	54	63
1x220 kV Hualqui - Lagunillas	52	72	52	47	0	60
1x154 kV Charrúa - Concepción	56	91	56	69	62	0

2. Proyecto 2: Nueva S/E Seccionadora líneas 2x220 kV Lagunillas – Mapa y 2x220 kV Charrúa – Santa María.

Una segunda alternativa de solución ante esta problemática consiste en una nueva subestación que seccione las líneas 2x220 kV Lagunillas – MAPA y 2x220 kV Charrúa – Santa María justo en el cruce de ambas. En la Figura 3-15 se observan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio con el proyecto MAPA consumiendo 90 MW, en el cual se considera que esta obra entra en servicio el año 2025.

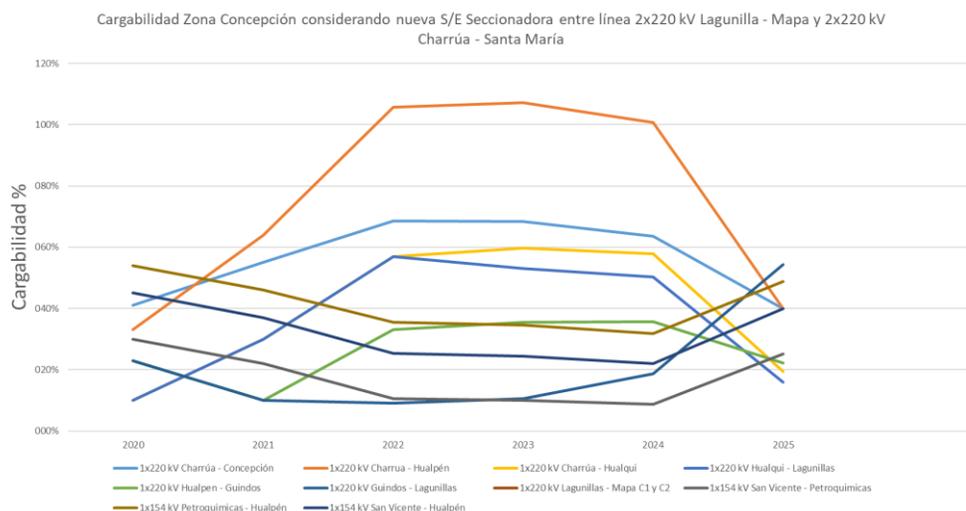


Figura 3-15: Niveles de cargabilidad considerando la Nueva S/E Seccionadora.

A modo ilustrativo, en la Figura 3-16 se presentan los flujos de potencia obtenidos para el año 2025, al considerar la subestación seccionadora indicada.

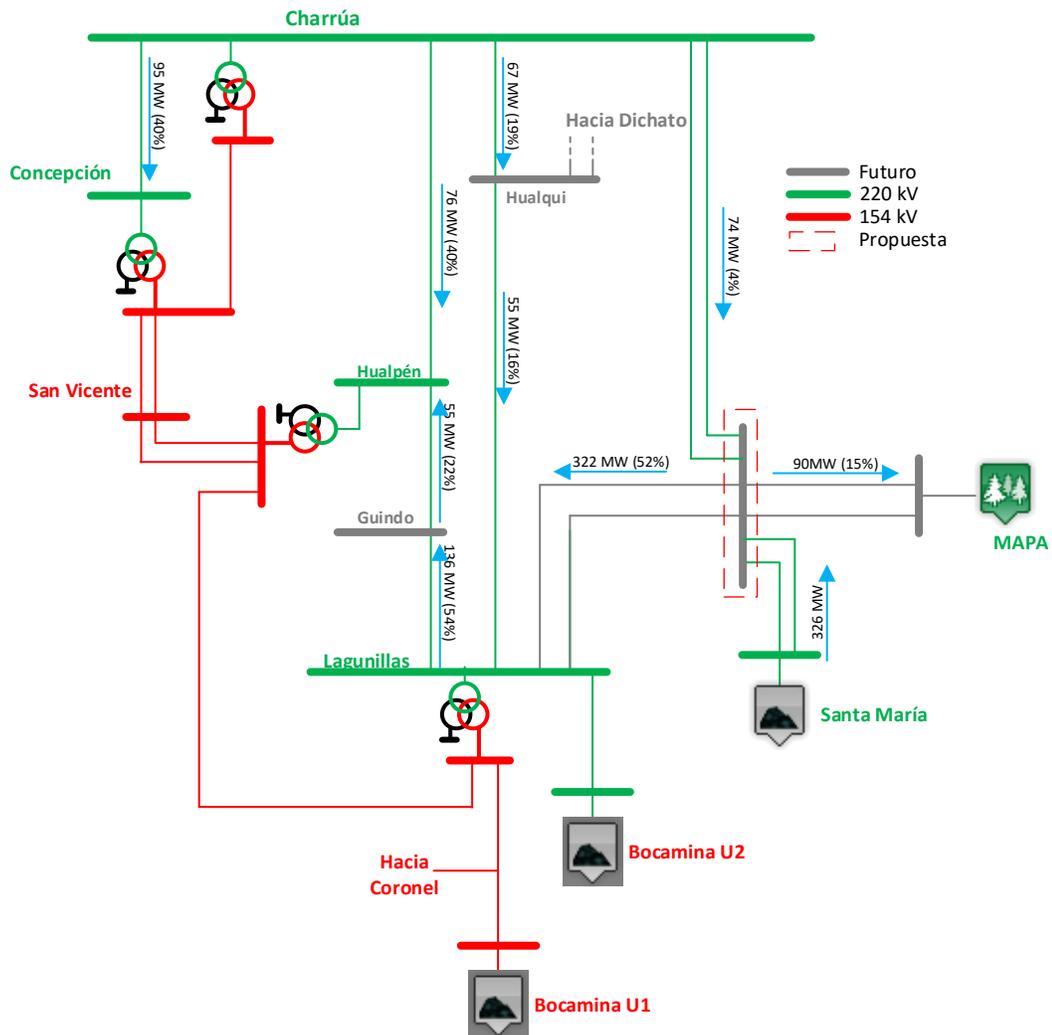


Figura 3-16: Flujos esperados Zona de Concepción Año 2025 – Alternativa 2

De la Figura 3-15 se aprecia que los niveles de cargabilidad de las líneas 1x220 kV Charrúa – Hualpén y 1x220 kV Charrúa – Hualqui disminuyen sus niveles de cargabilidad a 40% y 19% respectivamente. Mientras que la línea 1x220 kV Guindos – Lagunillas incrementaría su cargabilidad a un 54% aproximadamente.

Respecto de las contingencias, en la Tabla 3-27, se aprecia que con el proyecto de la nueva subestación seccionadora, el sistema puede enfrentar sin problemas una contingencia en las líneas de transmisión que abastecen la zona de Concepción en la condición más exigente, aunque de baja probabilidad, es decir cuando el proyecto MAPA retira 90 MW.

Tabla 3-27: Cargabilidad líneas ante contingencias al Año 2025 en Escenario 3 – proyecto 2.

	Base	Contingencia 1	Contingencia 2	Contingencia 3	Contingencia 4	Contingencia 5
1x220 kV Charrúa – Concepción	40	0	44	42	39	46
1x220 kV Charrúa – Hualpén	40	51	0	45	39	45
1x220 kV Charrúa – Hualqui	19	23	23	0	27	20
1x220 kV Hualqui – Lagunillas	17	15	15	28	0	16
1x154 kV Charrúa – Concepción	30	44	35	32	30	0

v) Análisis de temporalidad para la puesta en servicio de las soluciones para la zona

Para efectos de la puesta en servicio de los proyectos de transmisión que podrían dar solución a los puntos críticos de la zona, se identifican 2 alternativas. Los plazos estimativos preliminares asociados a la materialización de las obras en cada una de estas alternativas, considerando un periodo de ejecución estimado de 36 meses para los proyectos estructurales de largo plazo, se muestran en la Figura 3-17.

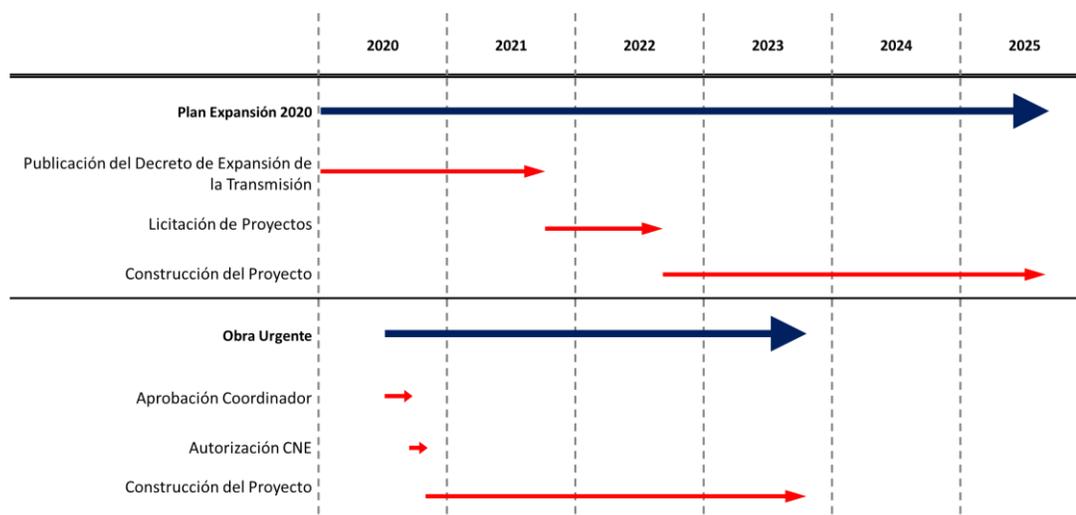


Figura 3-17: Plazos requeridos para la puesta en servicio de las soluciones en la zona.

vi) Probabilidad de ocurrencia de la contingencia operacional

Como se ha indicado en las secciones precedentes, los escenarios evaluados son de baja probabilidad en la zona, debido a que se requeriría de la ocurrencia de una contingencia N-1, en periodos de alta temperatura y con demanda máxima. Por tal motivo y con el fin de ilustrar la probabilidad de ocurrencia de los problemas detectados, se elabora un perfil de la potencia de transmisión por la línea Charrúa – Hualpén para el mes de enero del año 2025. Dicho perfil es comparado con la capacidad de transmisión de la línea de transmisión, típica para el mes de enero, en el cual se presentan altas temperaturas en la zona. El perfil de ampacidad vs potencia transmitida se presenta en la Figura 3-18.

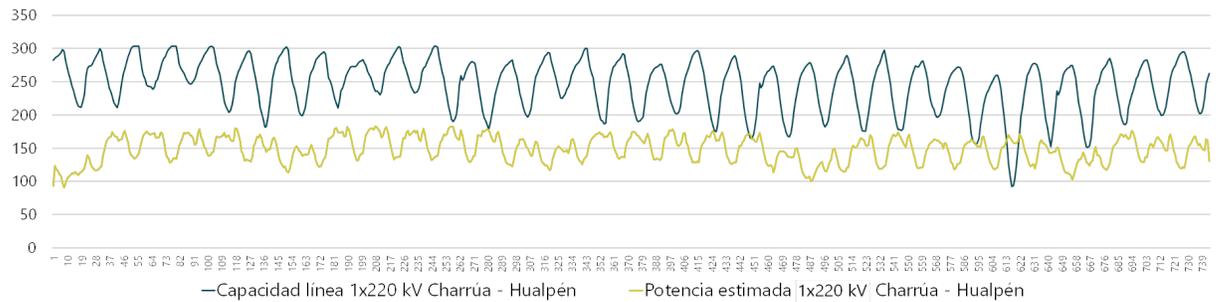


Figura 3-18: Perfil de capacidad y potencia estimada de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén

En la figura se aprecia que son pocos los periodos en los cuales se presenta de forma coincidente, que la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, es menor que la potencia estimada a transmitir. Dichos periodos destacados equivalen a un 1,4% del tiempo estimado a enero 2025.

Adicionalmente, con el objetivo de contar con una referencia del porcentaje anual del tiempo en que podrían existir dificultades en la zona, en las Tabla 3-28 y

Tabla 3-29 se presenta la corriente en las líneas de transmisión, para las máximas cargabilidades identificadas para condición normal y en contingencia. Lo anterior, con el objetivo de determinar el porcentaje del tiempo anual en que dicha corriente, supera la capacidad de la línea según un perfil anual que considera las temperaturas del año 2017.

Tabla 3-28: Probabilidad de ampacidad menor a peor condición de cargabilidad, en condición normal.

Escenarios	Máxima cargabilidad	[kA]	% del tiempo
Escenario 1	89%	0,44	0,4%
Escenario 3	105%	0,52	2,6%
Escenario 1 con Generación Forzada	75%	0,37	0,08%
Escenario 1 con Generación Forzada	91%	0,45	0,5%

Tabla 3-29: Probabilidad de ampacidad menor a peor condición de cargabilidad, en condición N-1.

Escenarios	Máxima cargabilidad	[kA]	% del tiempo
Escenario 1	130%	0,65	11%
Escenario 3	170%	0,85	55%
Escenario 1 con Generación Forzada	104%	0,52	2,5%
Escenario 1 con Generación Forzada	136%	0,68	15%

De los resultados se aprecia que los periodos del tiempo en que la cargabilidad de la línea supera su capacidad nominal, son poco significativos dada su probabilidad de ocurrencia, tanto en condición normal como en contingencia.

4 Conclusiones

En este documento se presenta un análisis de los efectos que provoca en el Sistema Eléctrico Nacional el retiro de servicio de la central Bocamina II a partir del 1 de junio de 2022, según lo comunicado por su propietario, tanto a nivel global como local para la Zona de Concepción, con el propósito de evaluar, para un horizonte de mediano y largo plazo, los efectos en la seguridad de abastecimiento, en la seguridad y calidad de servicio. Adicionalmente, se identifica propuestas de expansión de la transmisión que permiten mitigar riesgos y anticiparse a las necesidades de los planes de expansión de la red.

En lo que respecta al abastecimiento del sistema, la ausencia de la central Bocamina II desde el 1 de junio de 2022 no provoca déficit de suministro durante el horizonte de estudio, para las condiciones hidrológicas descritas en los antecedentes, en este caso, las 5 más secas de la estadística.

El costo de operación promedio del sistema, para todas las condiciones hidrológicas estudiadas, no aumenta significativamente.

En un horizonte de mediano plazo, se evaluaron 2 escenarios representativos de una demanda máxima estival para la Zona de Concepción, correspondientes a los años 2022 y 2023, con la presencia del proyecto MAPA conectado a partir de 2021 y operando en régimen como autoproducer, para un caso conservador sin excedentes hacia el sistema, y en una situación de retorno de mantenimientos programados o en caso de fallas de sus unidades generadoras, que implicaría un monto máximo de retiro proyectado en 90 MW, siendo esto último un escenario de sensibilidad y de baja probabilidad de ocurrencia.

Respecto de la calidad de servicio, sobre la base de análisis estáticos y dinámicos, en condiciones normales de operación y frente a contingencias simples en instalaciones de la zona, se observa que no existen problemas de regulación de tensión ni incumplimientos de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS. A su vez, desde el punto de vista del impacto en los niveles de cortocircuito e inercia, la ausencia de la central Bocamina II, sumado a los efectos del retiro anticipado de la central Bocamina I, no provoca efectos adversos en la operación del sistema.

Desde el punto de vista de seguridad, considerando la actual condición de operación con criterio N-1 de la Zona de Concepción, a partir del año 2021, estando el proyecto MAPA en servicio y en condición normal de operación, coincidente con altos consumos locales y alta temperatura ambiente, se visualizan necesidades de excedentes mínimos de MAPA, debido a la limitación impuesta por la capacidad de los conductores de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.

Así, en la medida que no se materialicen obras nuevas o de ampliación para resolver la limitación impuesta por los conductores de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, la operación segura de la Zona de Concepción podría requerir limitar los consumos de MAPA desde el SEN, junto con el despacho de generación local o instruir otras maniobras operacionales que eviten la propagación de fallas de severidad 4, 5 y 9, como la radialización de cargas o aperturas cruzadas de algunas líneas de transmisión.

El análisis para el período 2020 – 2025, realizado con los mismos criterios que el de mediano plazo, confirma el problema de mantener la seguridad con criterio de operación N-1 en el año 2025, ya que

no existen obras de ampliación o nuevas que a dicha fecha lo permitan. Además, se identifica que, en el caso de baja probabilidad en que MAPA retire energía de la red, la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén presenta sobrecargas al 2025, situación que se podría manifestar con temperaturas por sobre los 29°C (temperatura que se presenta en promedio un 2,5% del tiempo en el año), lo que implicaría limitar los retiros de MAPA.

Con el fin de preservar en el mediano plazo la condición de operación con criterio de seguridad N-1, que actualmente posee la Zona de Concepción, se evalúan medidas operativas tales como el despacho de centrales diesel en la zona con el fin de restablecer condición N-1 ante la ocurrencia de contingencias y en caso de existir consumos de MAPA, limitar sus retiros de modo que estos no comprometan la seguridad del sistema en los escenarios correspondientes.

Para el período 2020 – 2025, se identifica que la zona requiere de la implementación de proyectos de transmisión estructurales, para mantener la condición N-1. En este caso se evalúan dos alternativas para la zona, el tendido del 2° circuito de la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y la construcción de la nueva S/E seccionadora de las líneas 2x220 KV Lagunillas - MAPA y 2x220 KV Charrúa - Santa María. La evaluación técnica demuestra que ambas alternativas resuelven, de manera independiente, los riesgos y problemas identificados, tanto en condiciones normales como cuando el proyecto MAPA se encuentre efectuando retiros a su nivel de consumo máximo. Estas alternativas fueron presentadas a esa Comisión con motivo de informe de complemento a la propuesta de expansión de la transmisión 2020. La alternativa de la nueva subestación seccionadora es una solución más robusta en comparación con el tendido del segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas.

En conclusión, el retiro de servicio de la central Bocamina II, no tiene impactos en el abastecimiento del sistema ni en la calidad de servicio. Sin embargo, se identifica que su retiro, puede implicar riesgos de seguridad durante eventos o perturbaciones de baja probabilidad, al perder transitoriamente la condición N-1 del sistema que abastece la Zona de Concepción. Dicha condición, podría ser restablecida mediante operacionales que se tomen en la Zona, tales como establecer límites operativos a los retiros de MAPA, en caso de que se encuentre consumiendo energía desde el SEN, disponiendo la operación de generación local diésel.

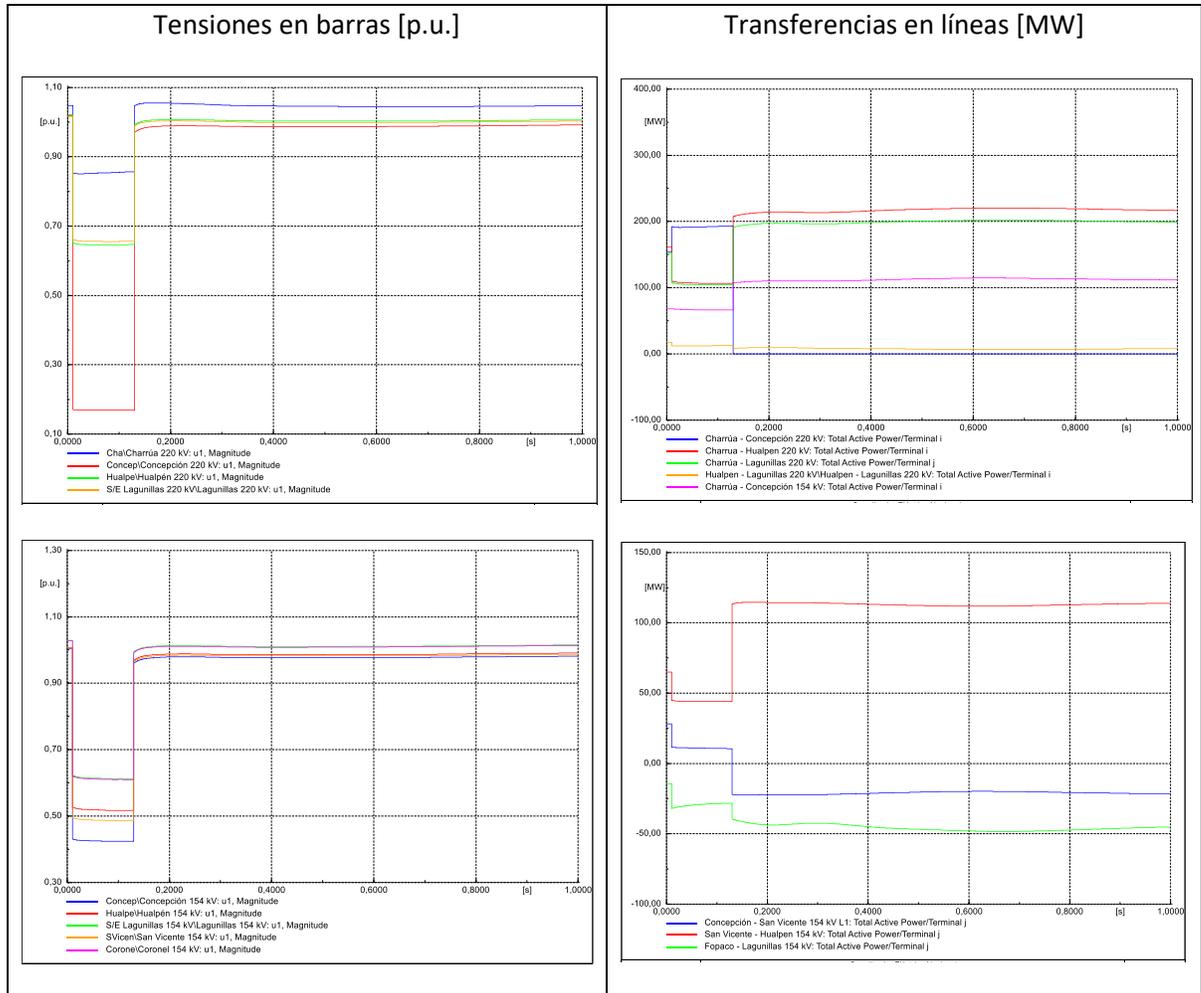
Finalmente, en el largo plazo, con el objetivo de mantener el criterio N-1 es necesario el desarrollo de los proyectos de transmisión estructurales mencionados previamente.

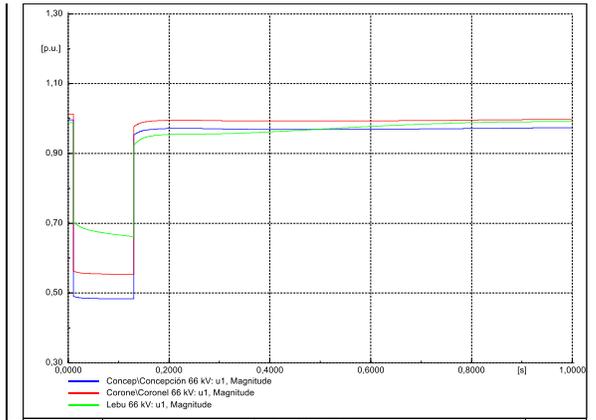
5 Anexos

Anexo 1:

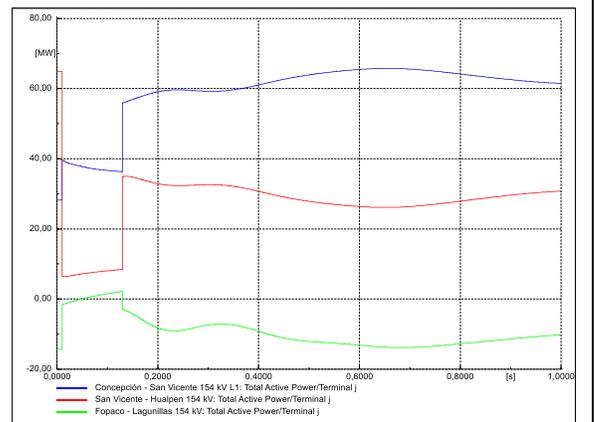
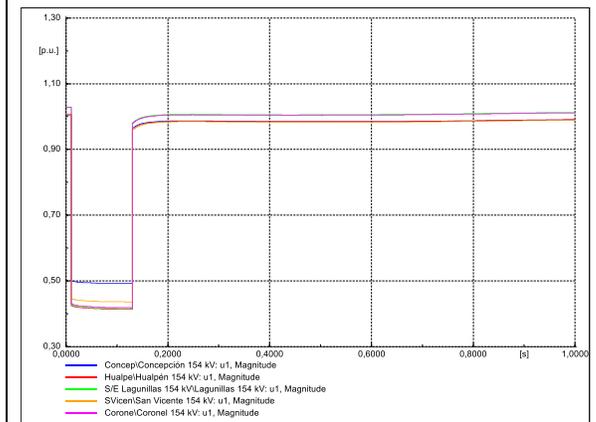
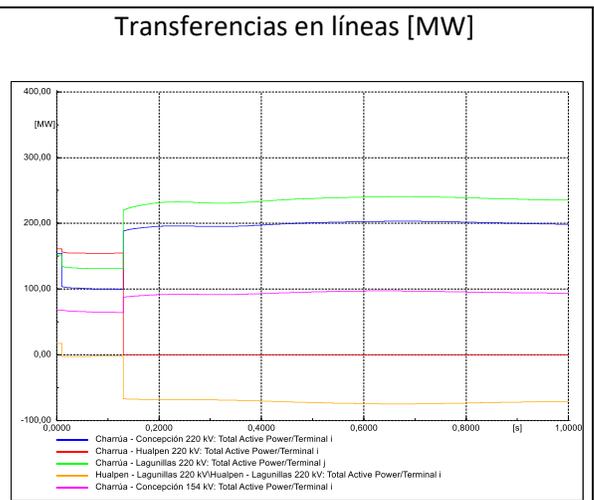
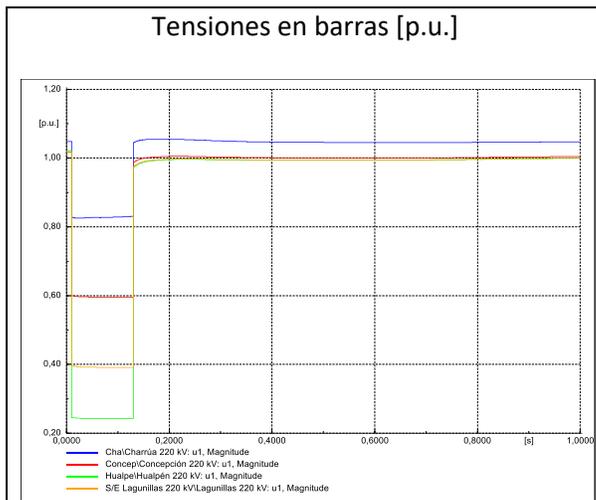
Escenario 4: año 2022 y MAPA con 90 MW (más crítico).

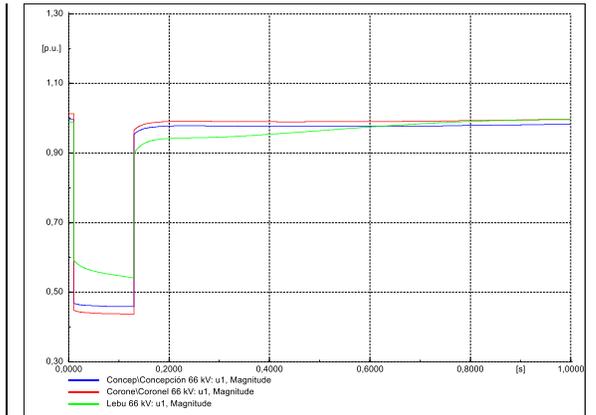
Falla 2FT franca en línea Charrúa - Concepción 1x220 kV, extremo Concepción.



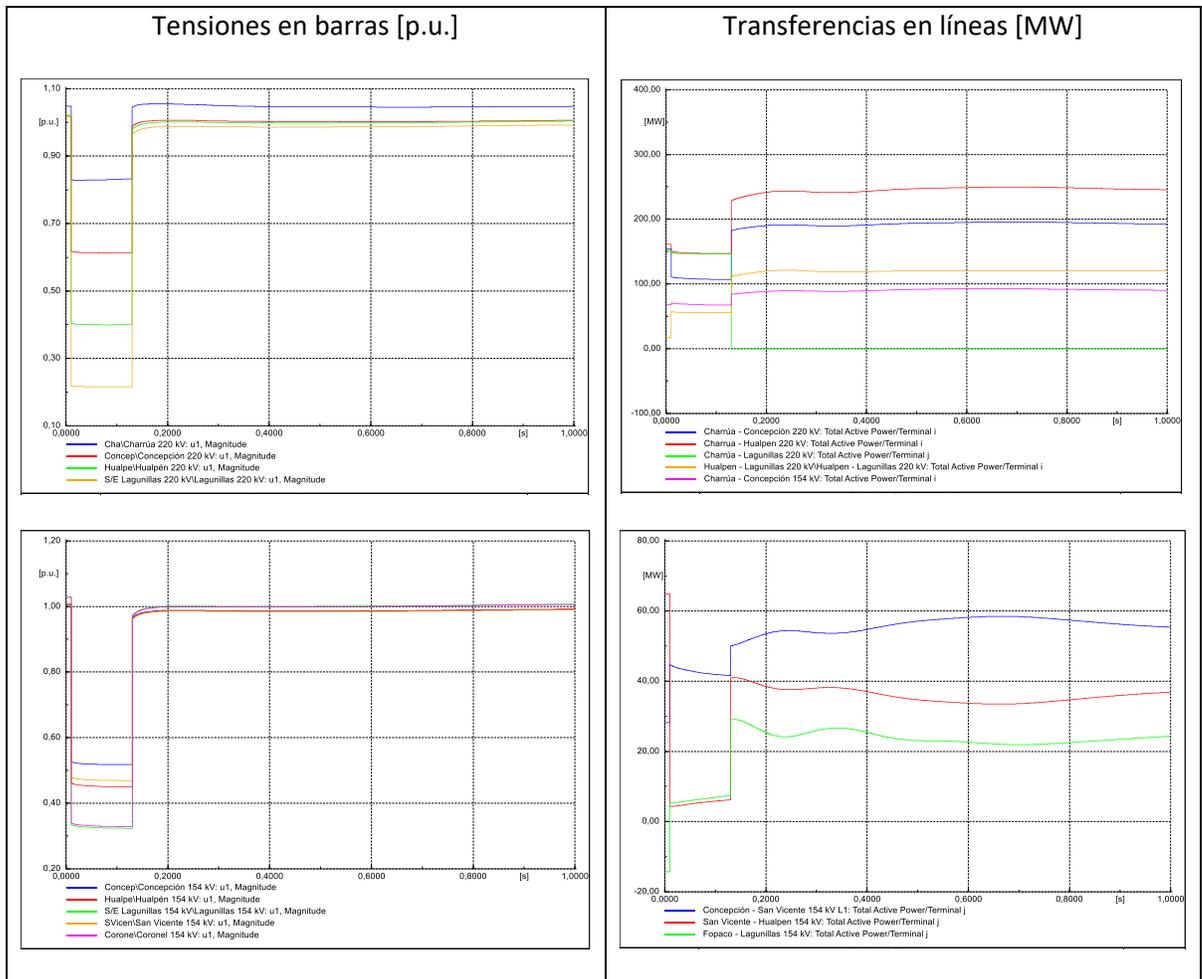


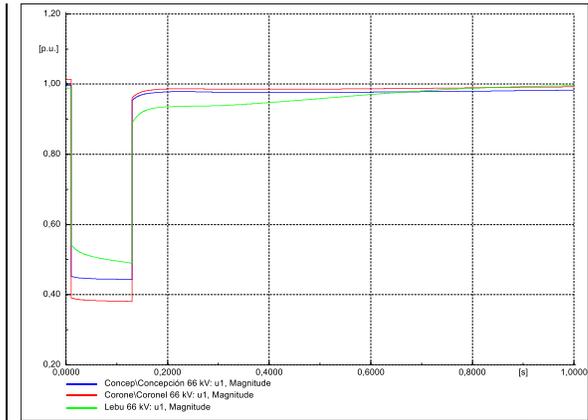
Escenario 4: año 2022 y MAPA con 90 MW (más crítico).
 Falla 2FT franca en línea Charrúa - Hualpén 1x220 kV, extremo Hualpén.





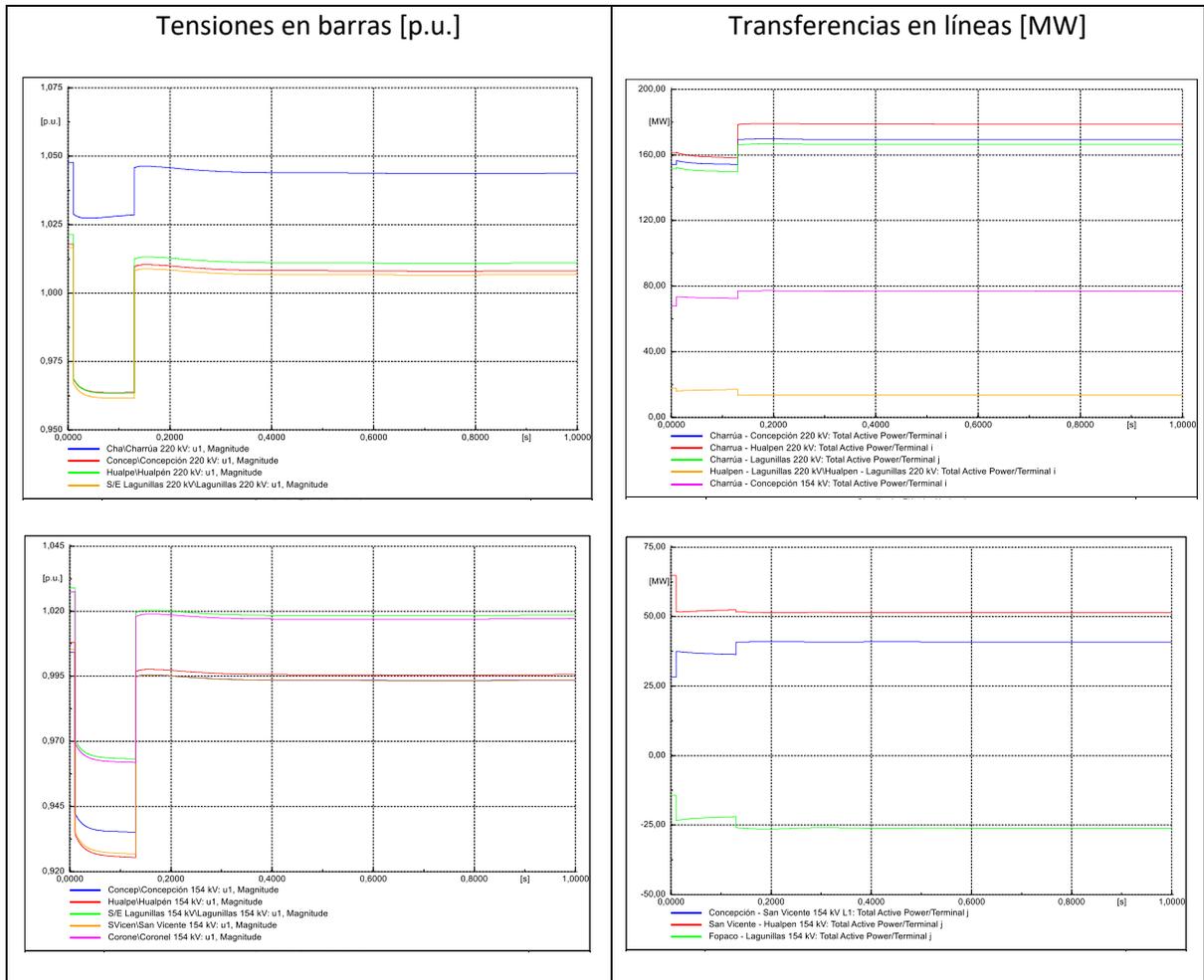
Escenario 4: año 2022 y MAPA con 90 MW (más crítico).
 Falla 2FT franca en línea Charrúa - Lagunillas 1x220 kV, extremo Lagunillas.

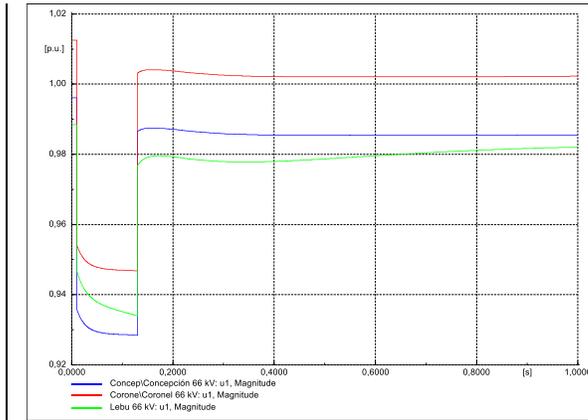




Escenario 4: año 2022 y MAPA con 90 MW (más crítico).

Falla 2FT franca a tierra en bornes de 11,5 kV del generador de central Cogeneradora Bío Bío.

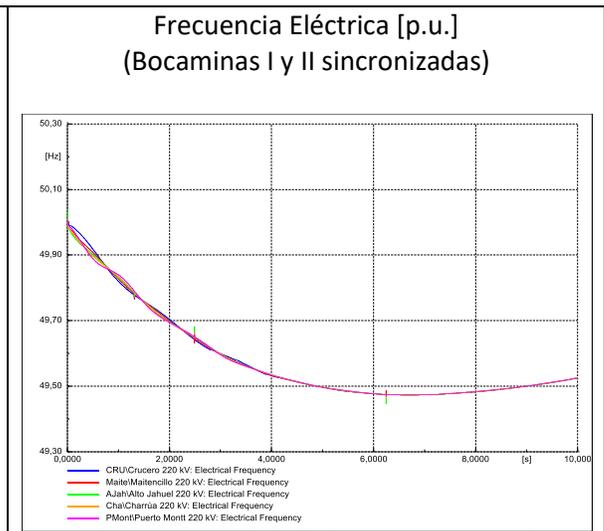
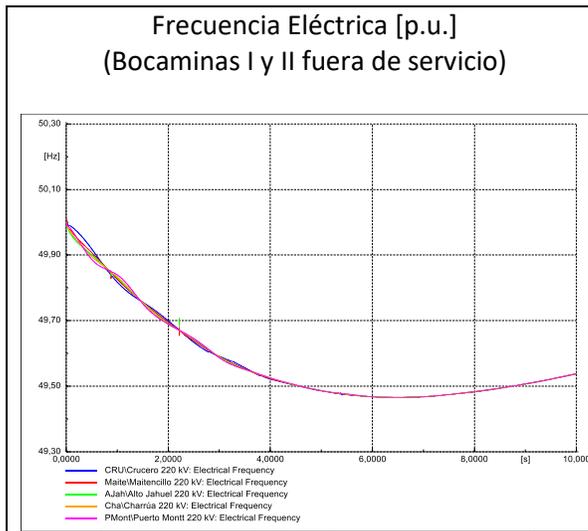




Anexo 2:

Evaluación de la sensibilidad de la respuesta inercial del SEN.

Severidad 5, desconexión forzada de la central San Isidro II con 380 MW.

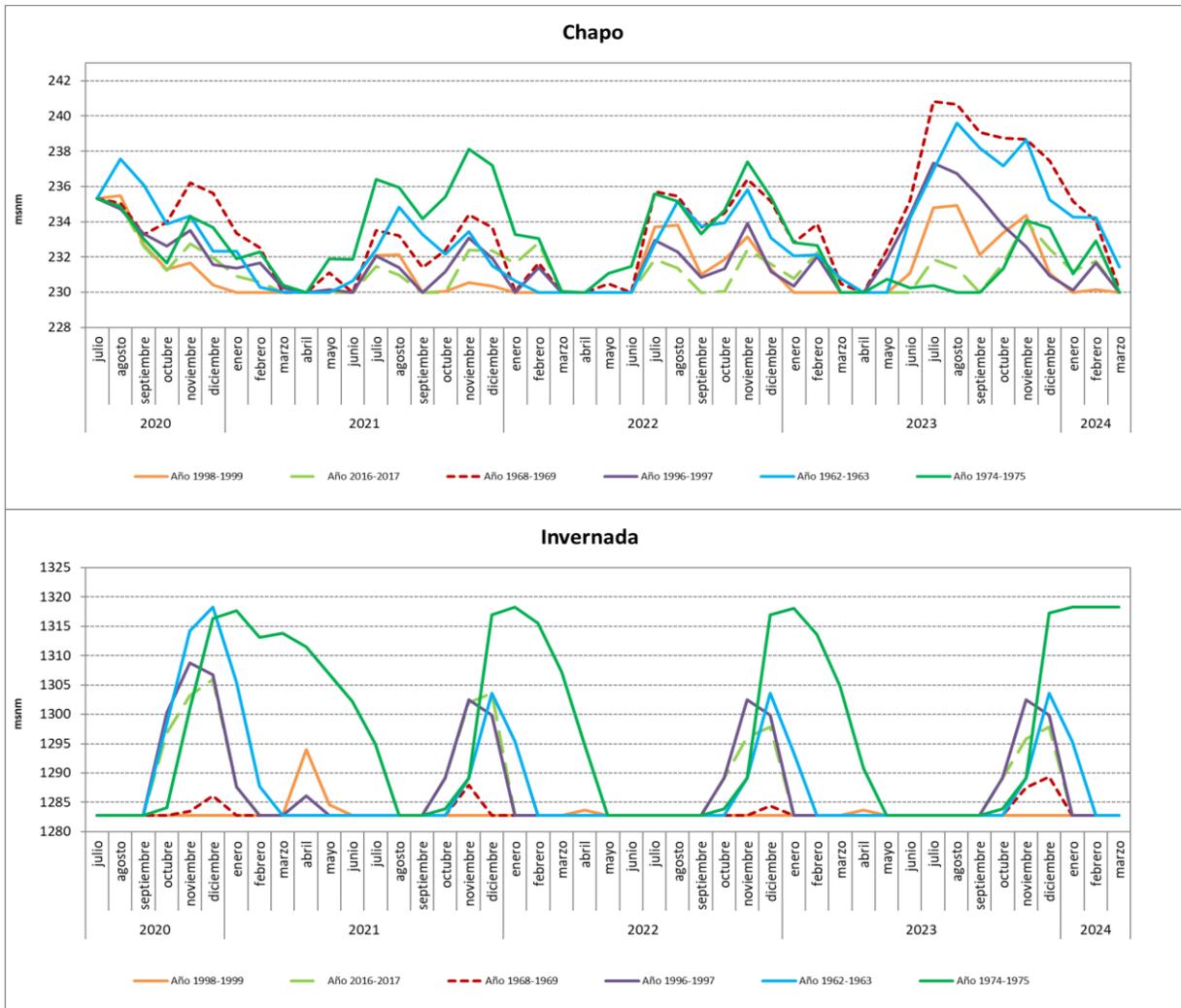


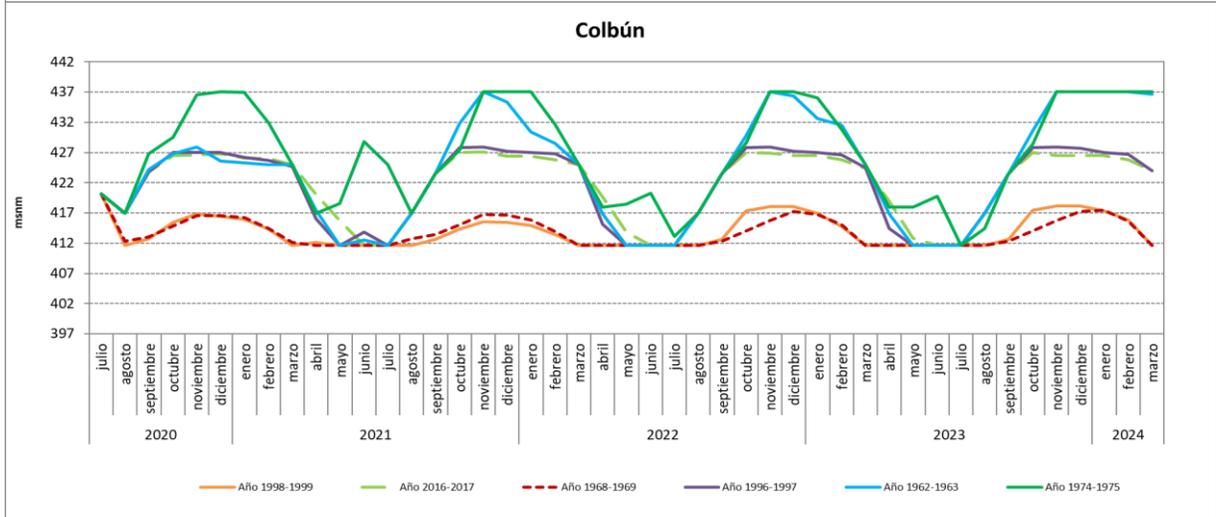
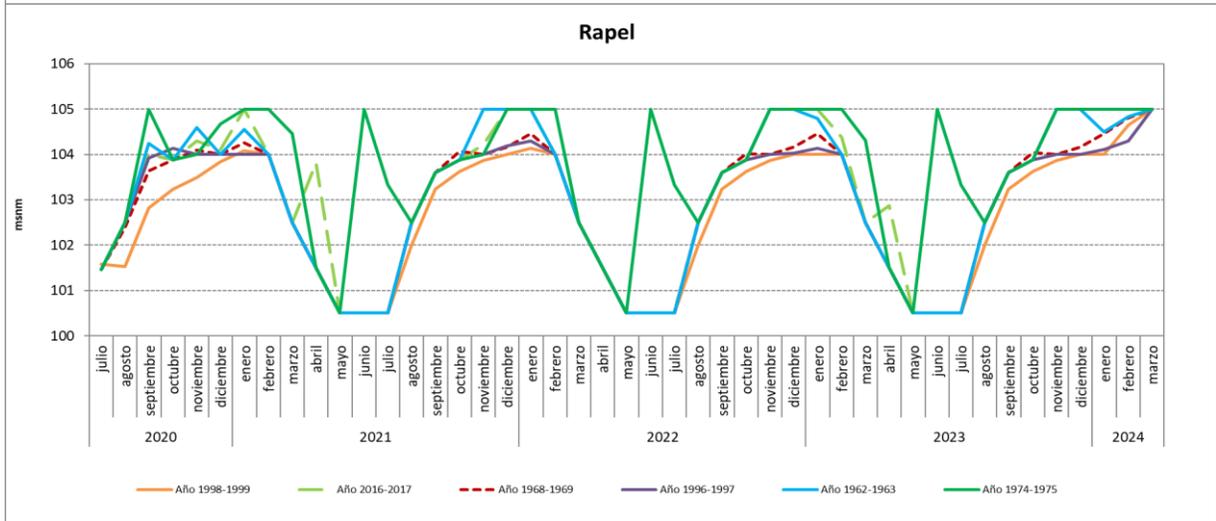
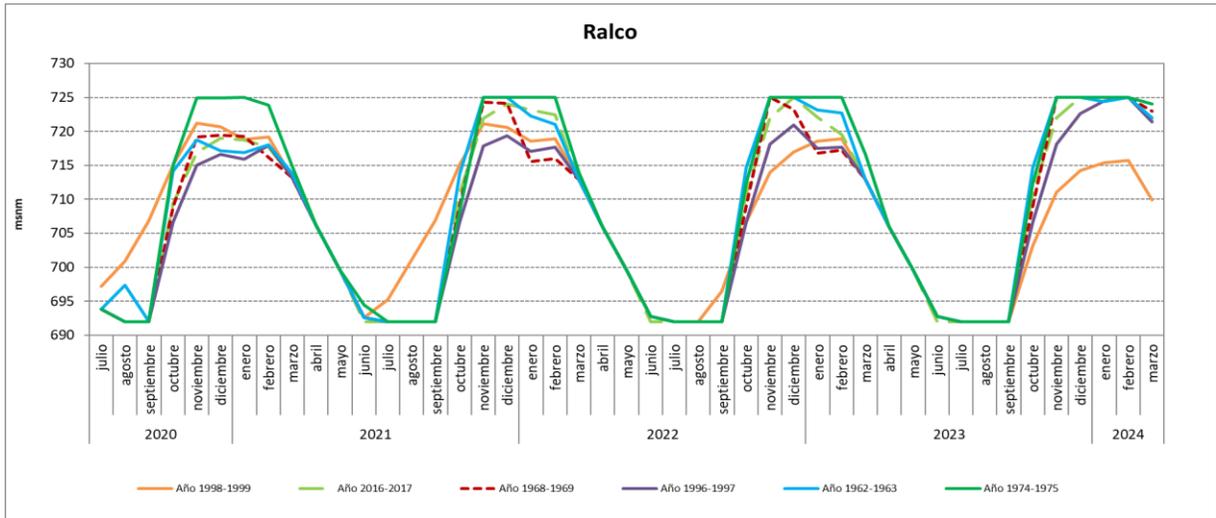
Anexo 3:

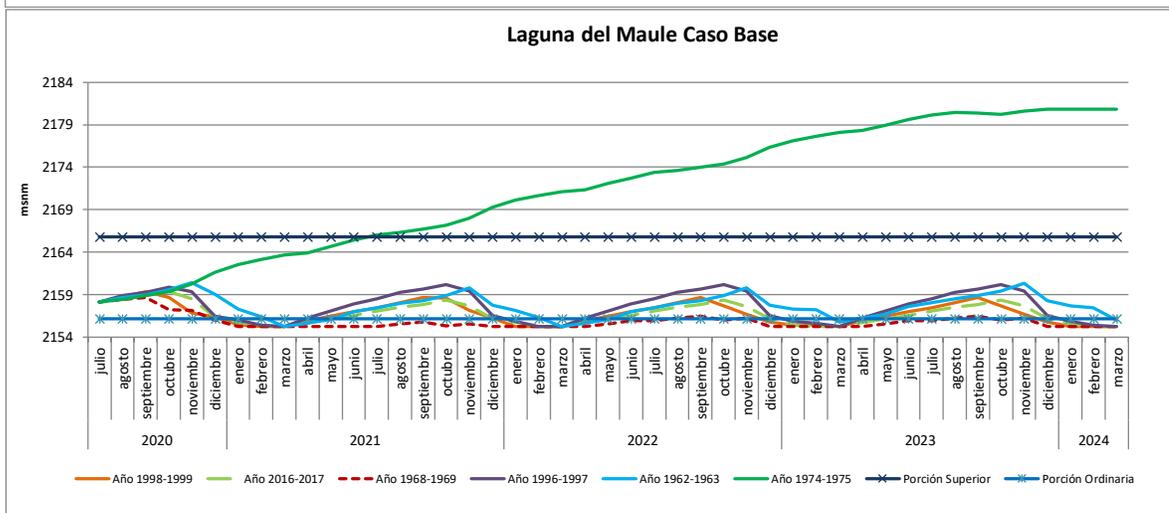
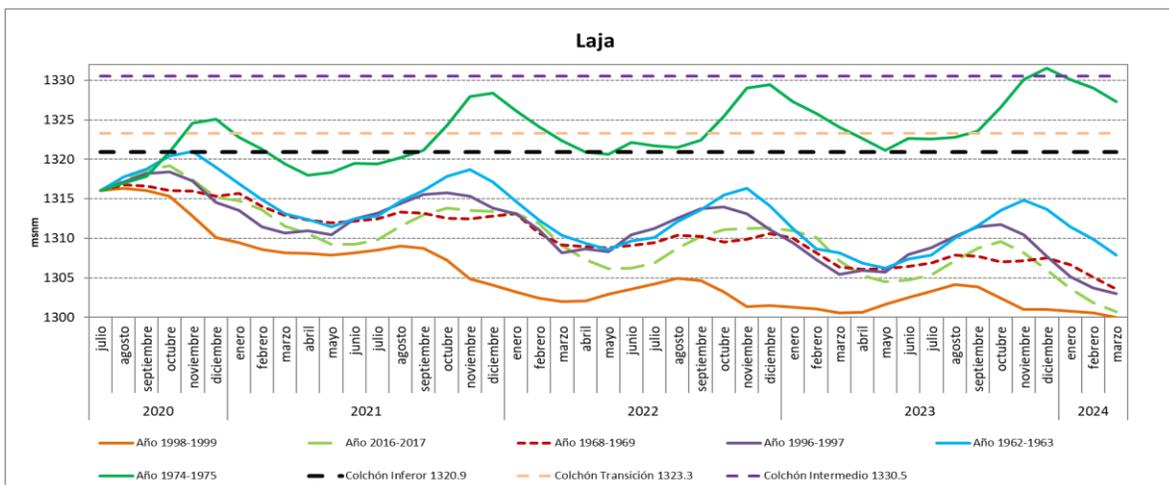
Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir de los casos correspondientes para el periodo julio 2020 a marzo de 2024.

Caso base

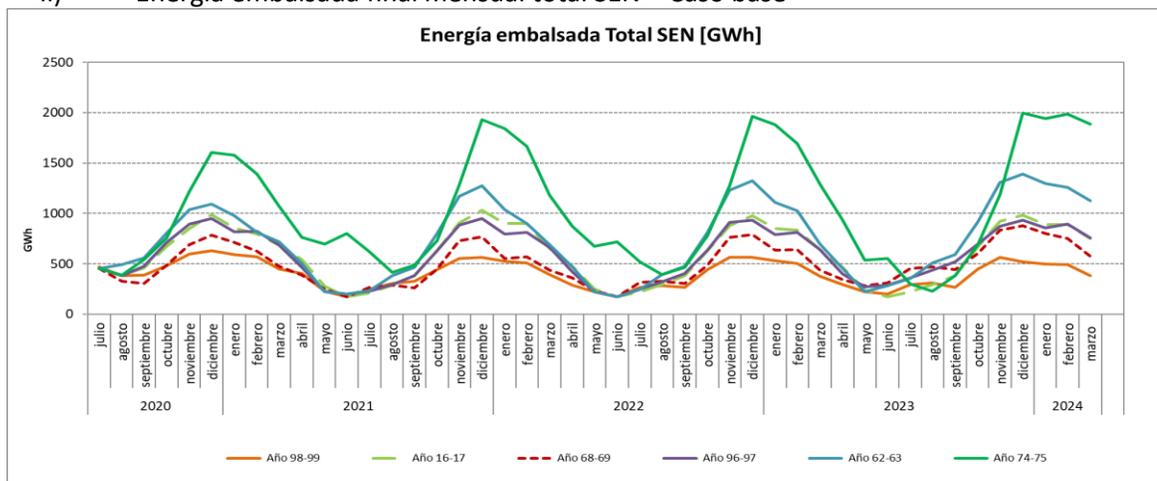
i) Cotas finales mensuales







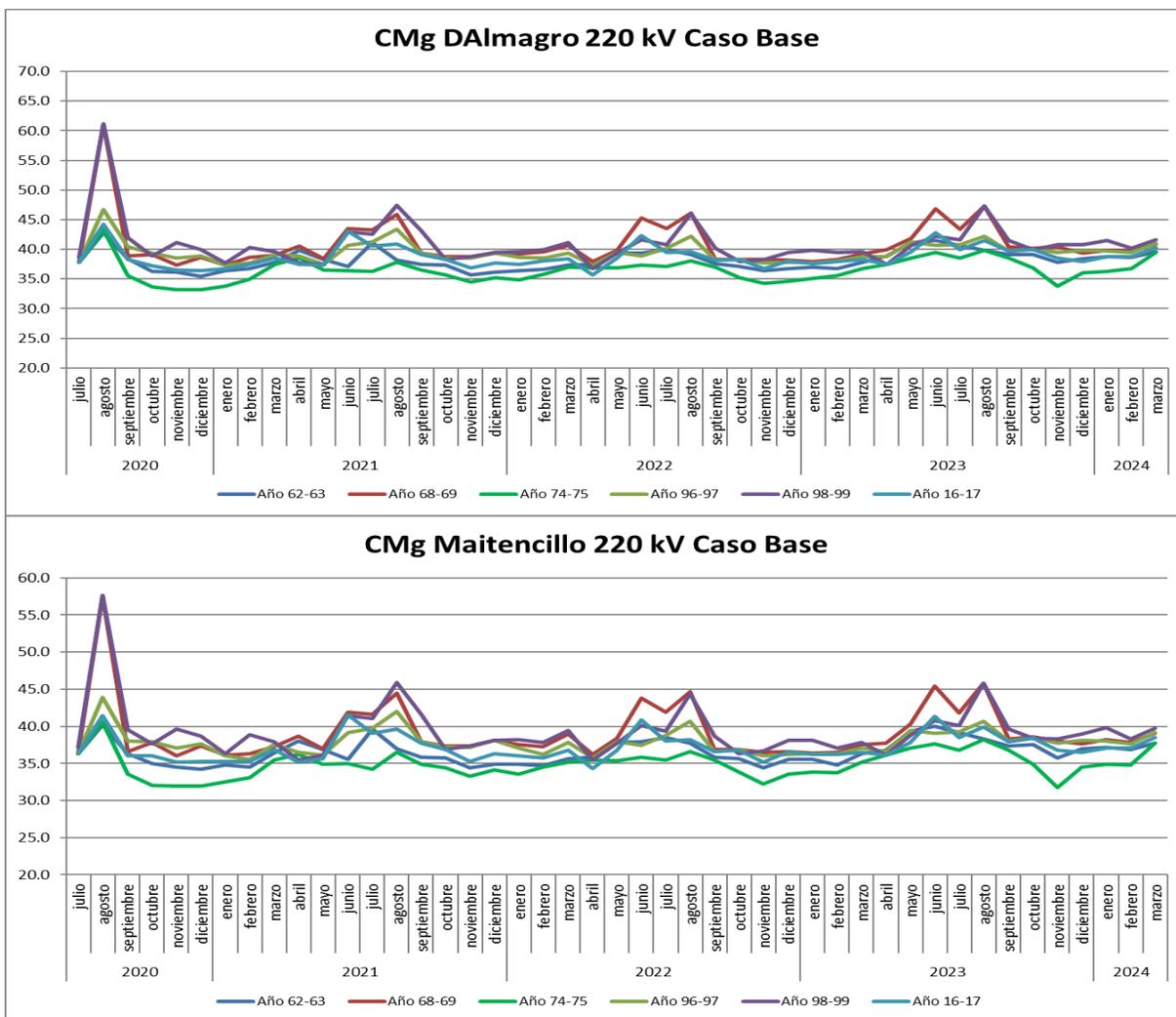
ii) **Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base**

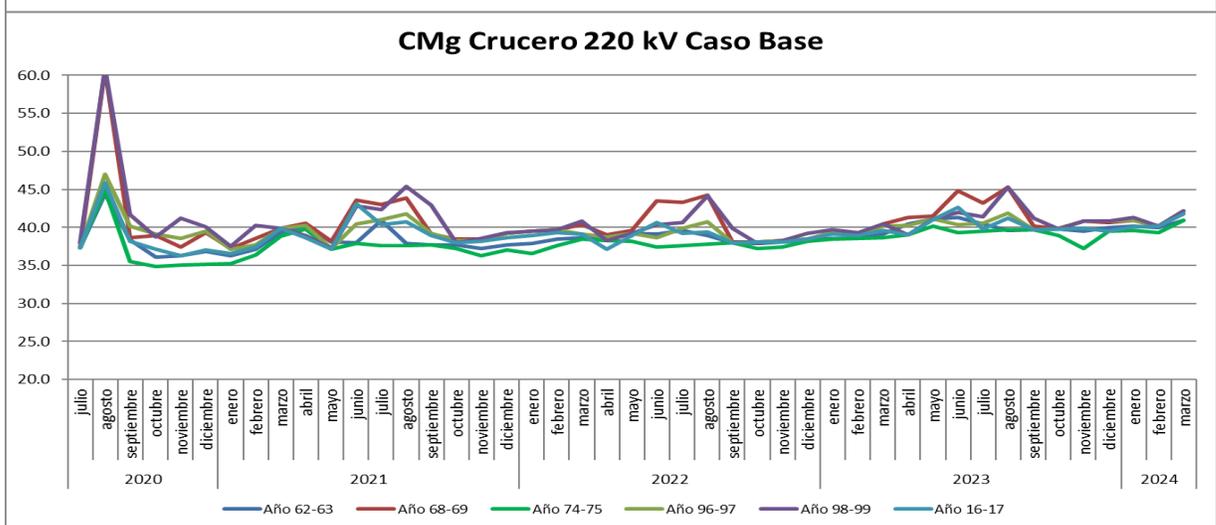
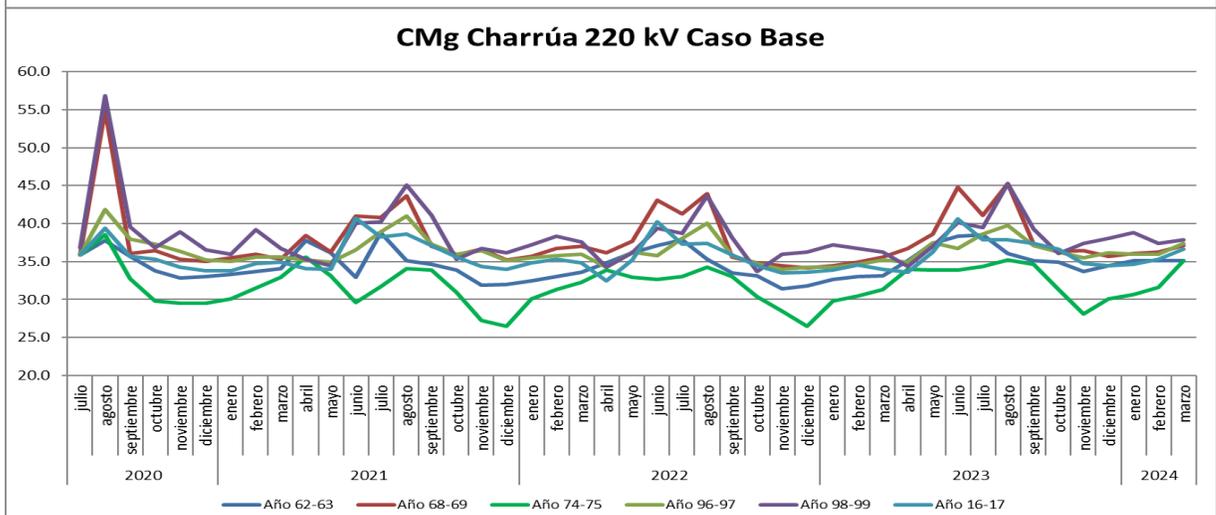
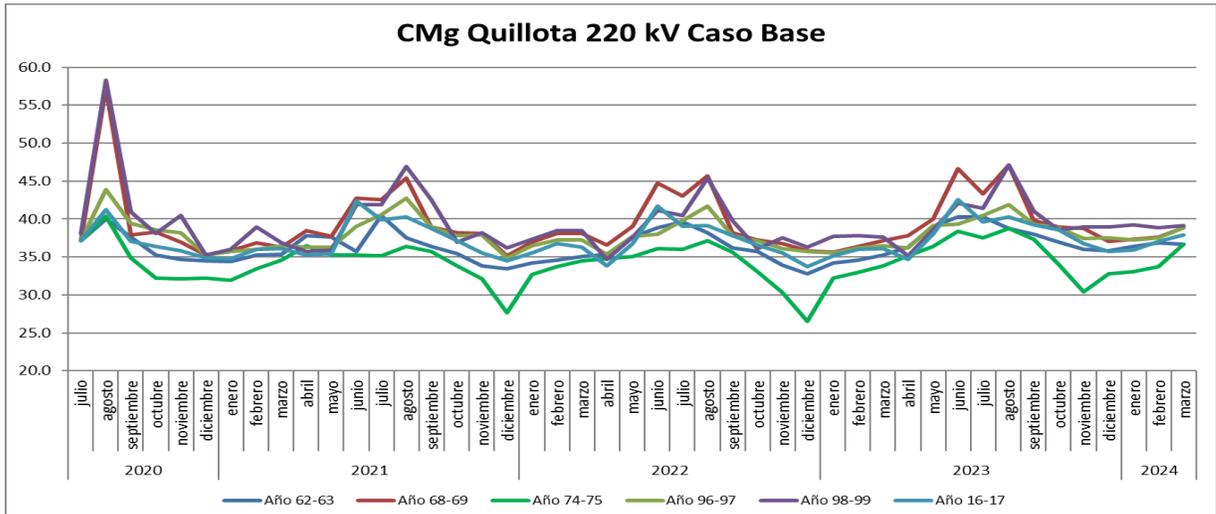


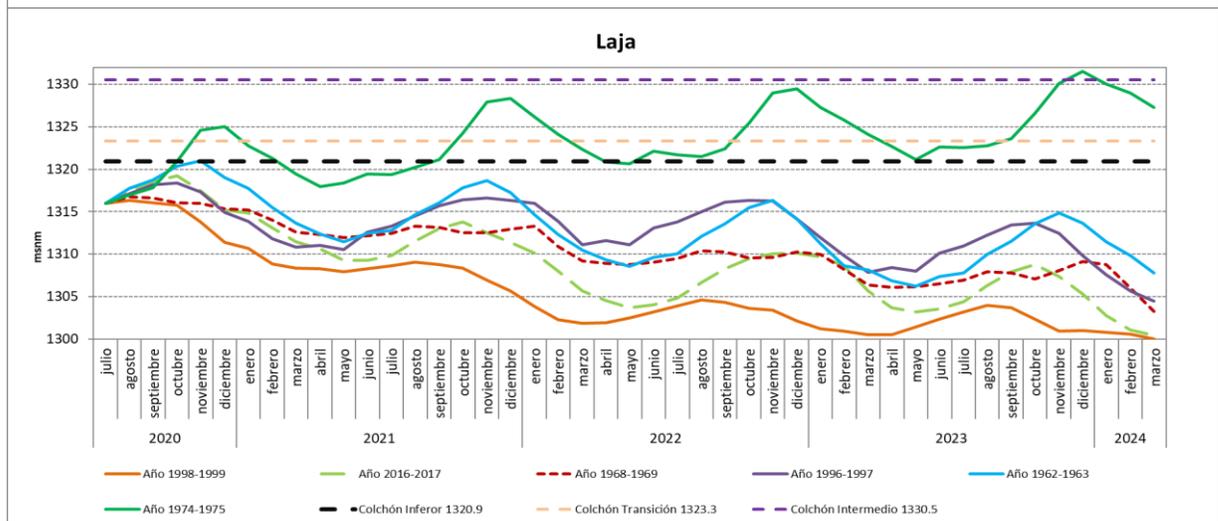
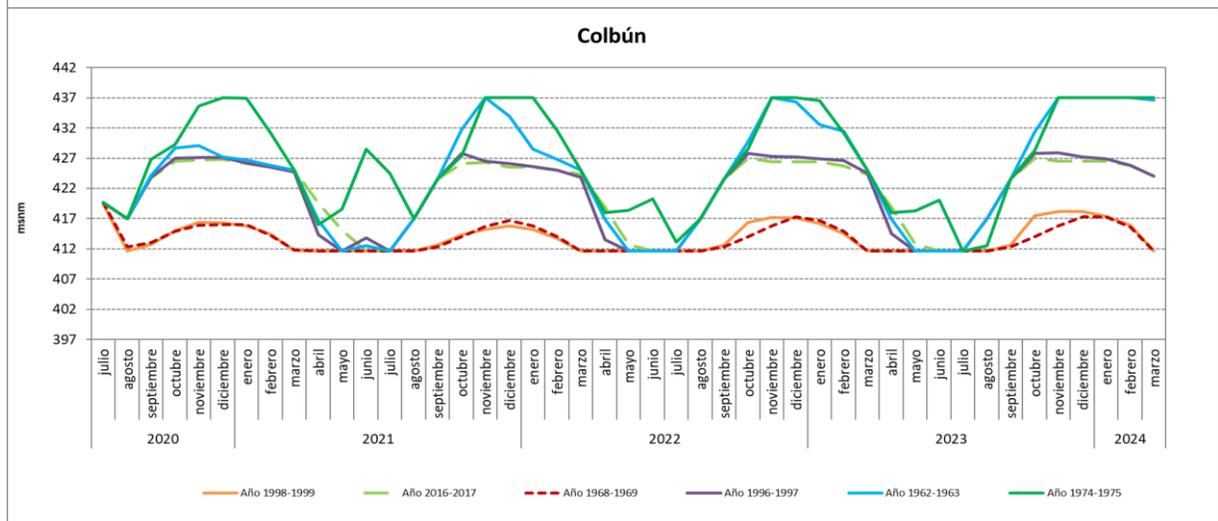
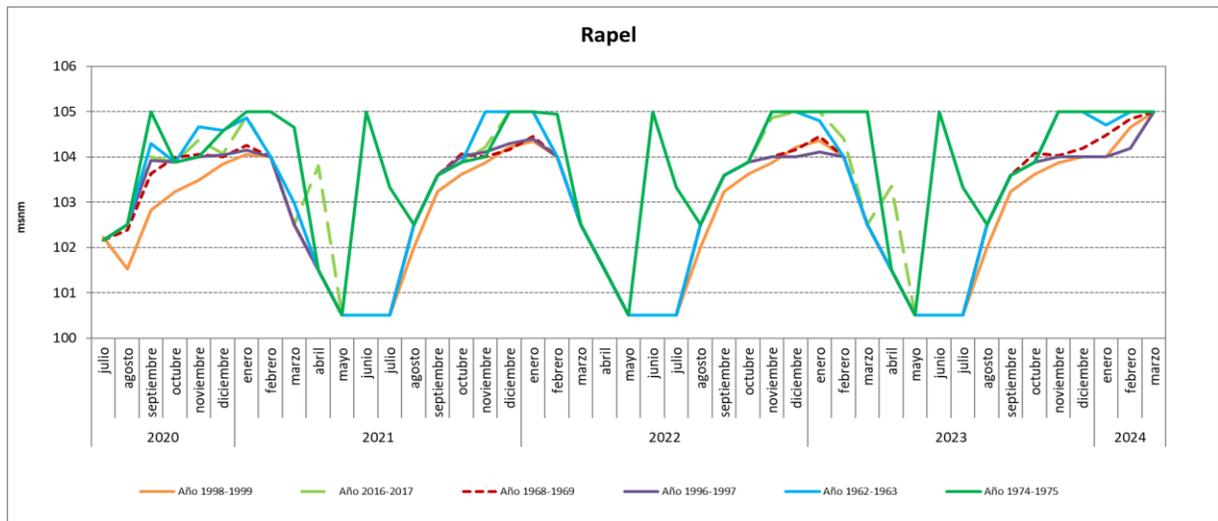
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

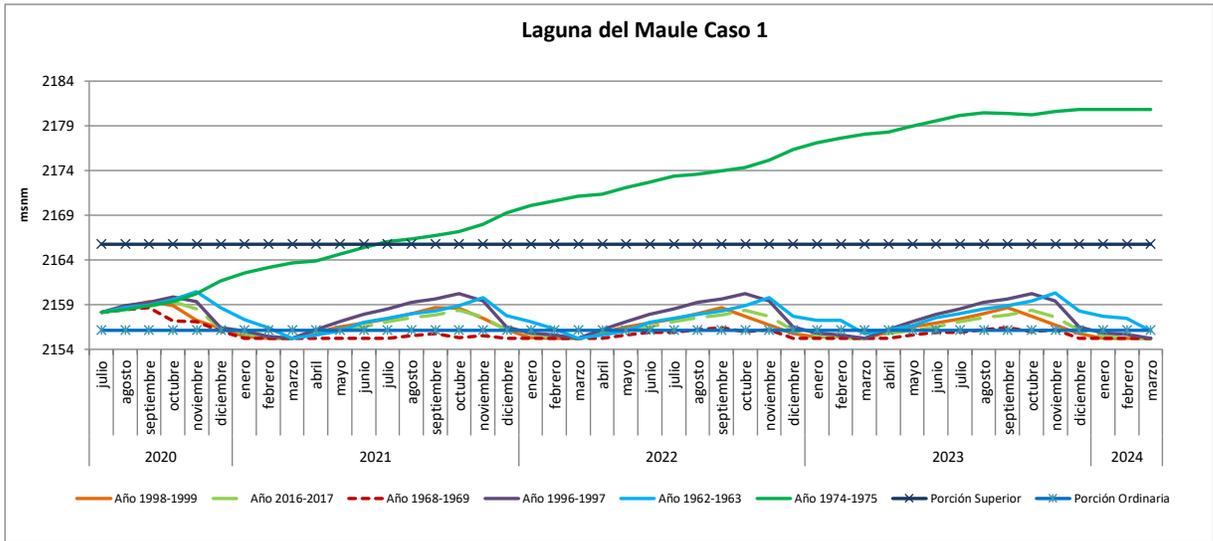
En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangué, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido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

iii) Costos Marginales – Caso base

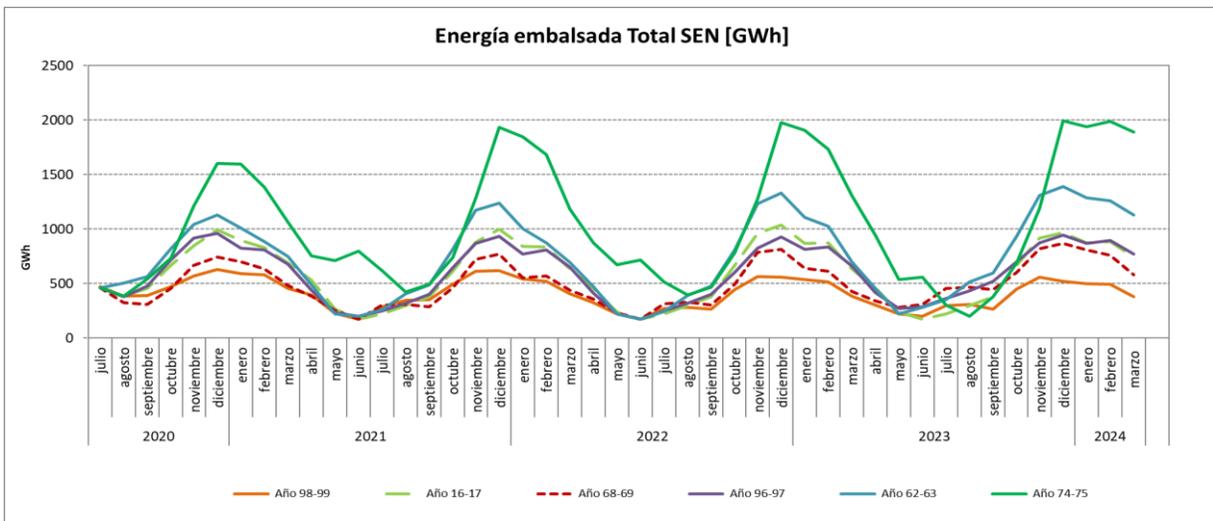






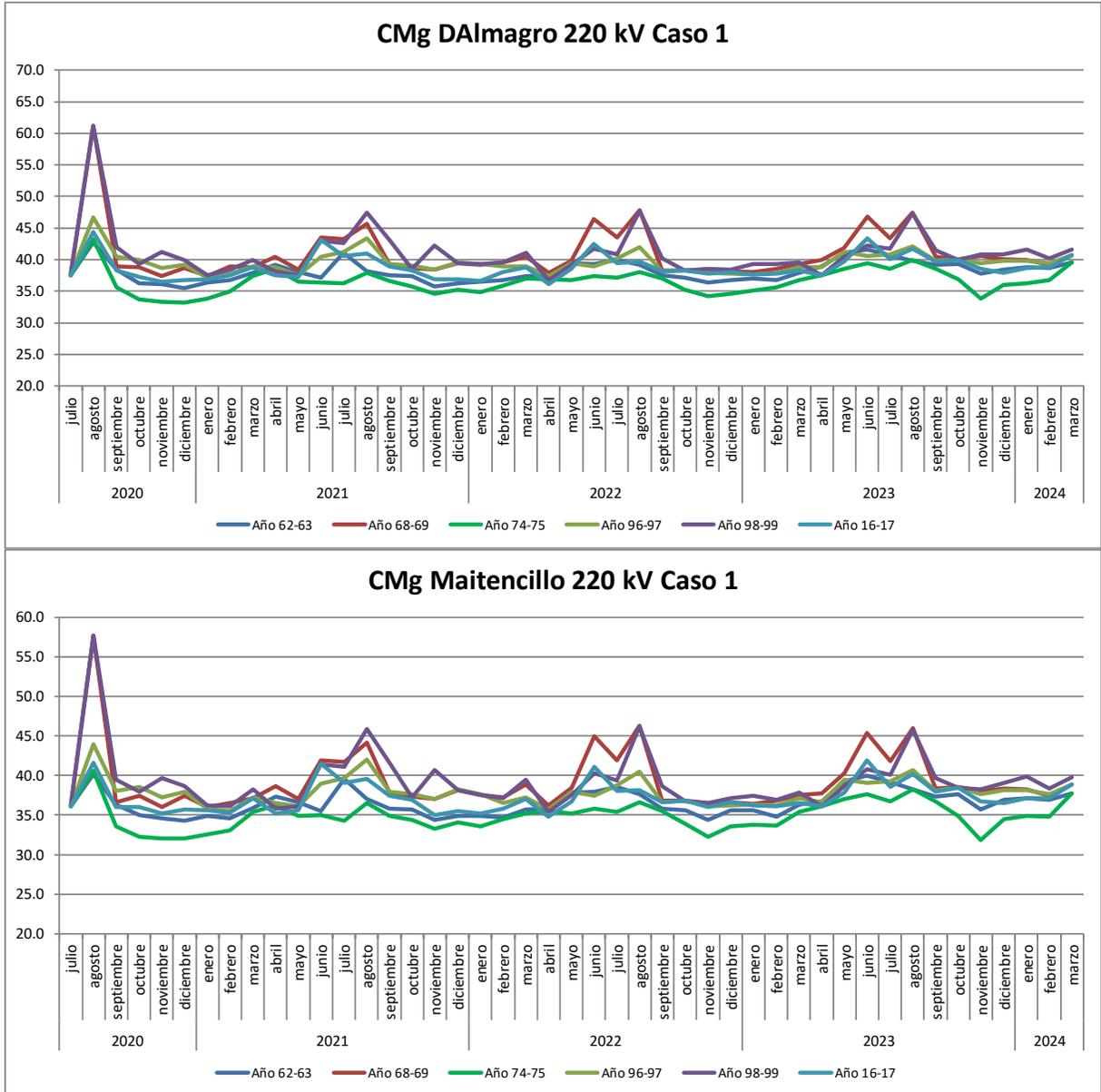


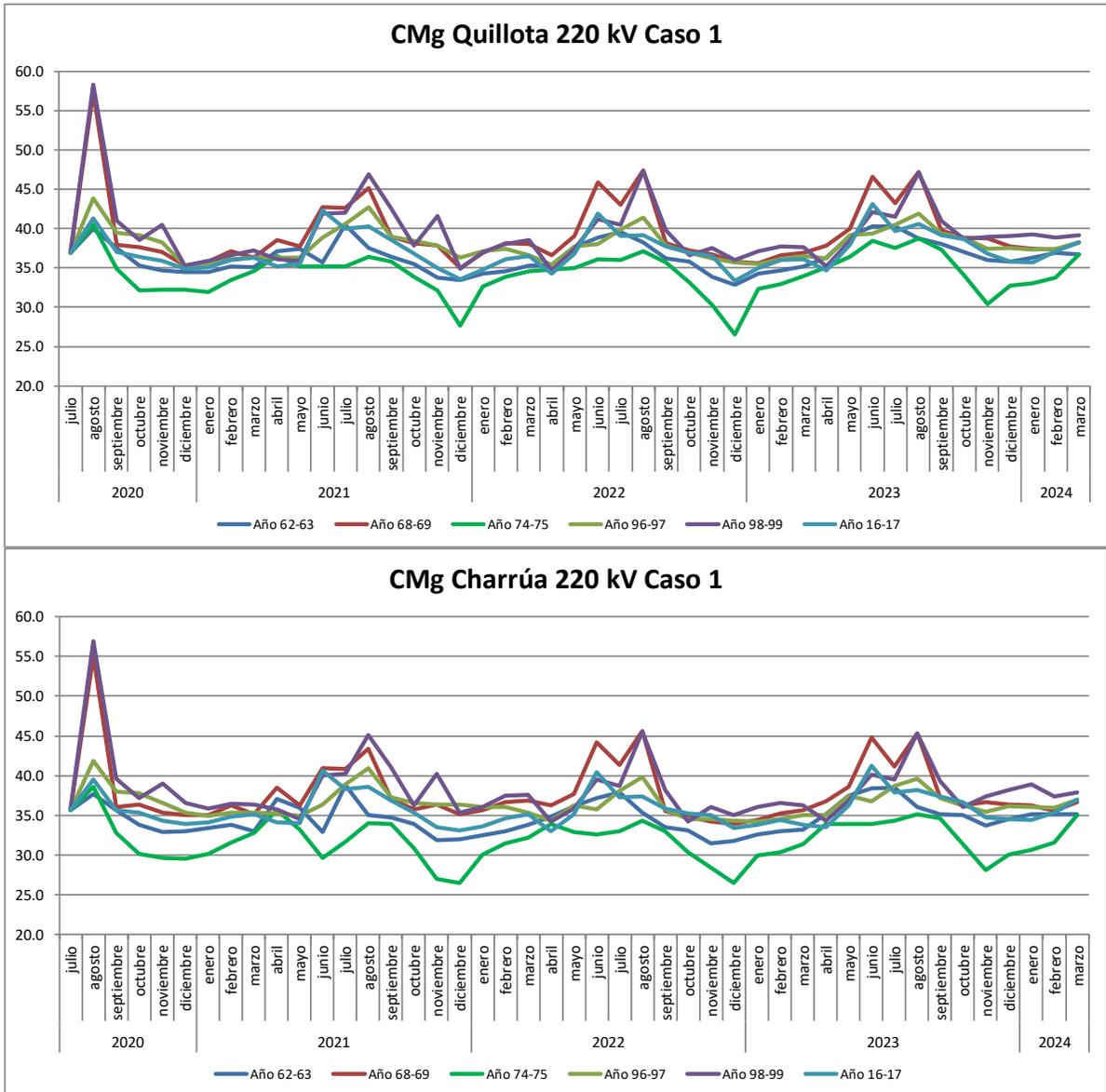
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 1



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

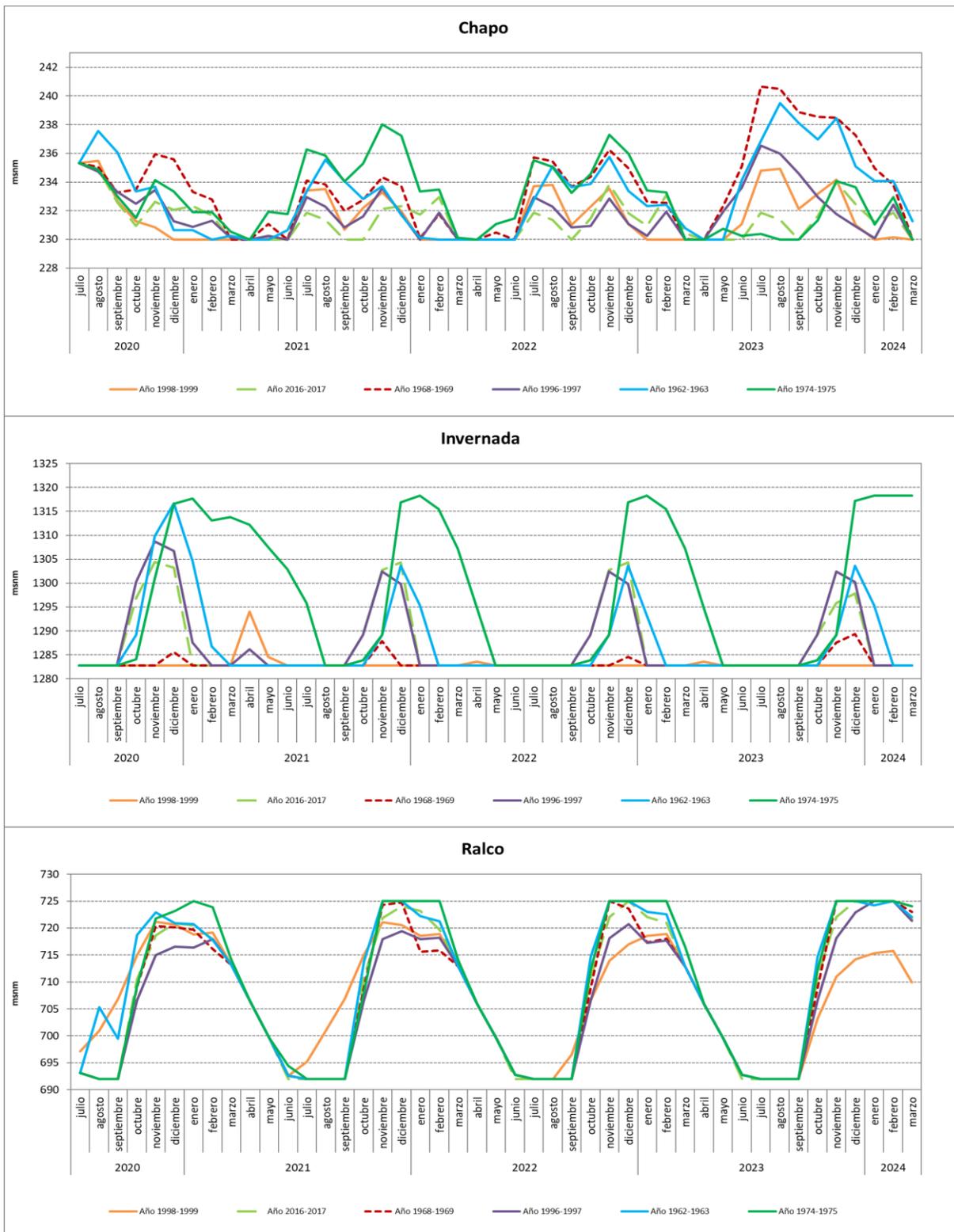
iii) Costos Marginales – Caso 1

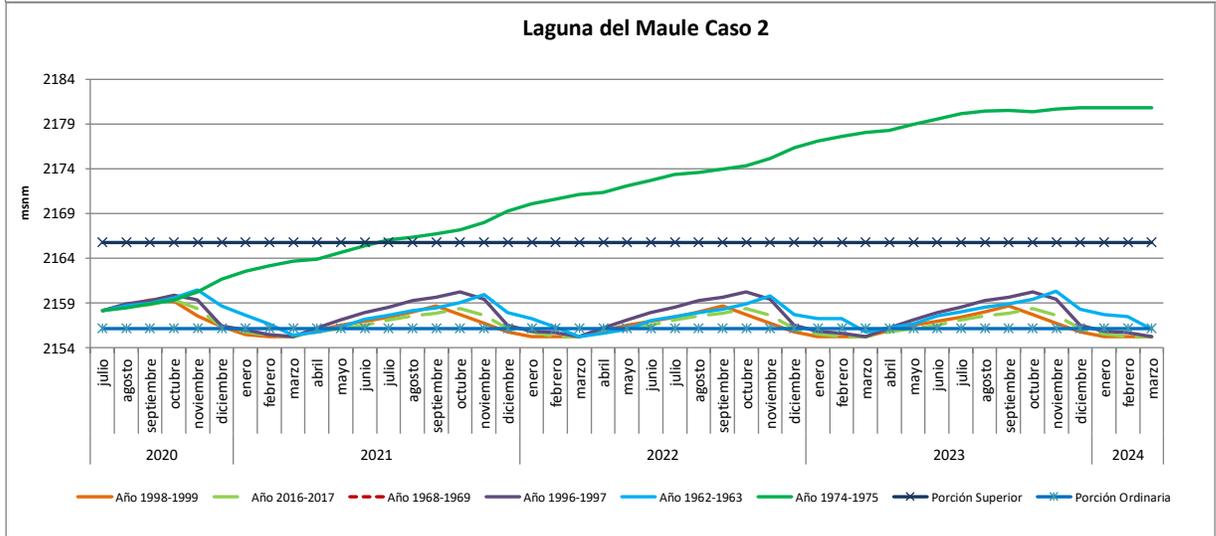
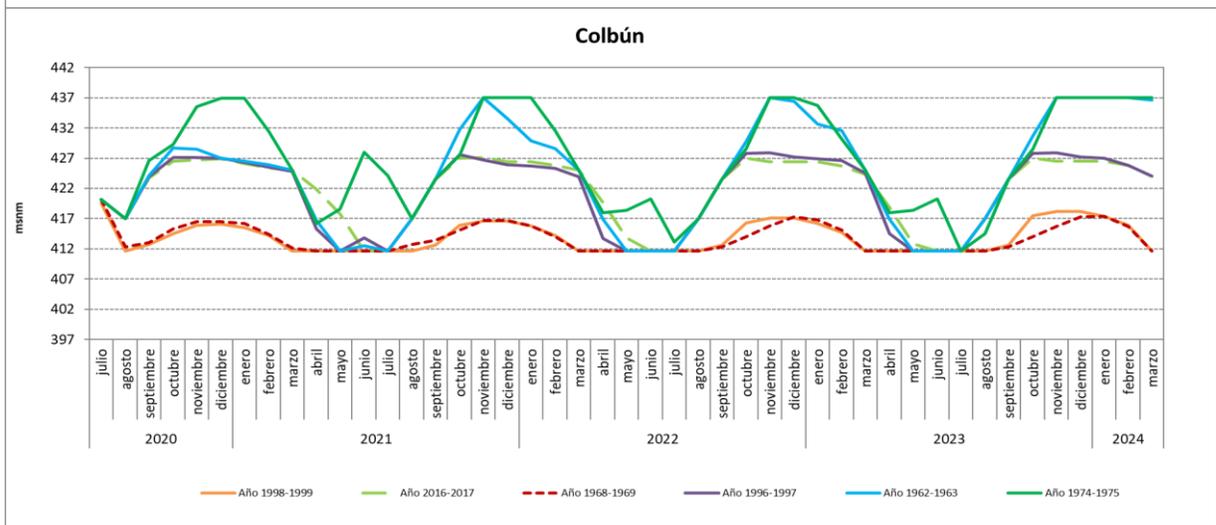
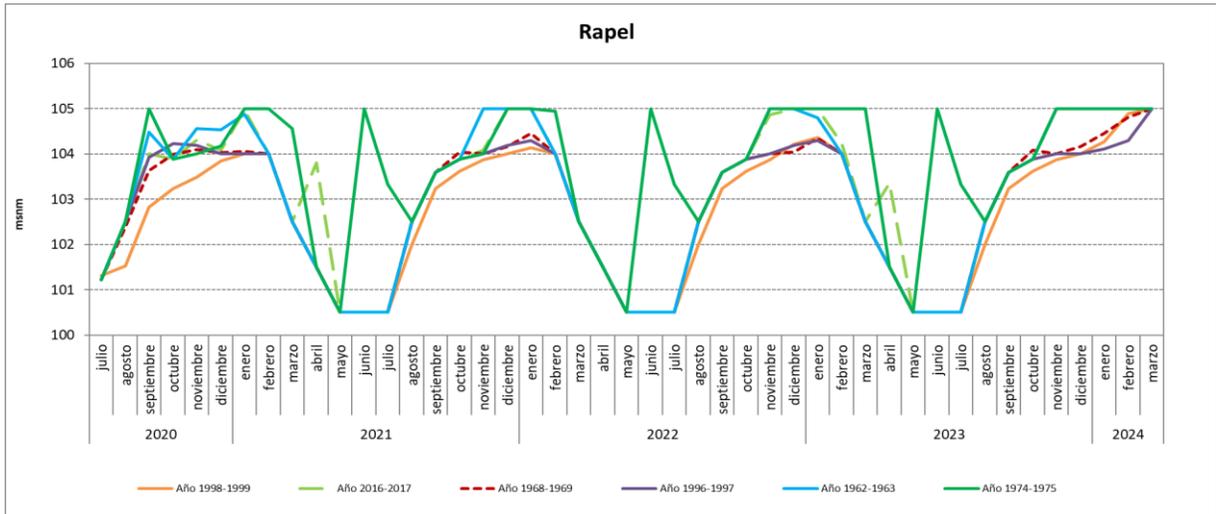


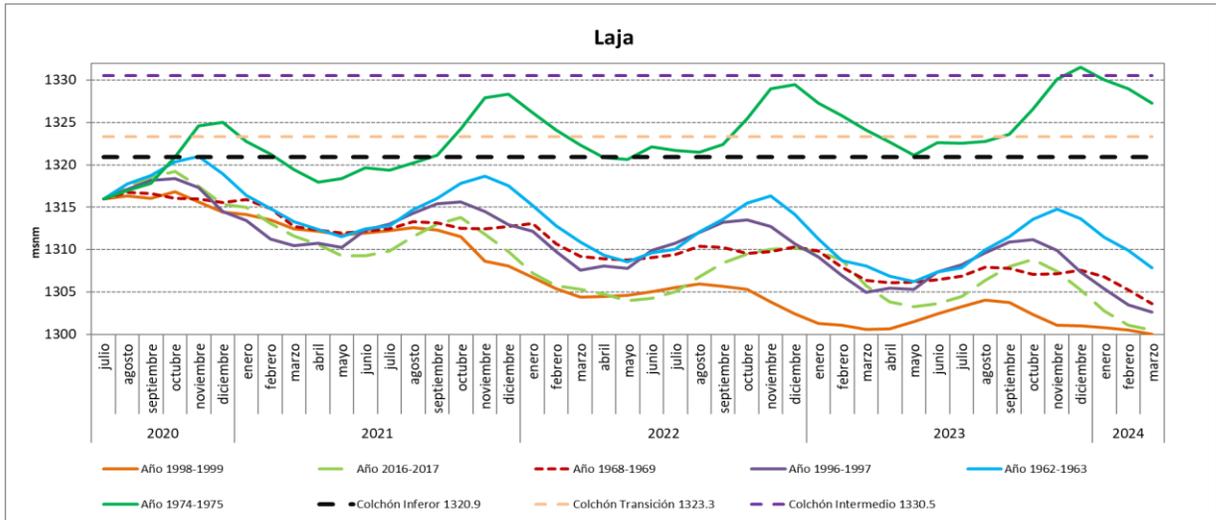


Caso 2

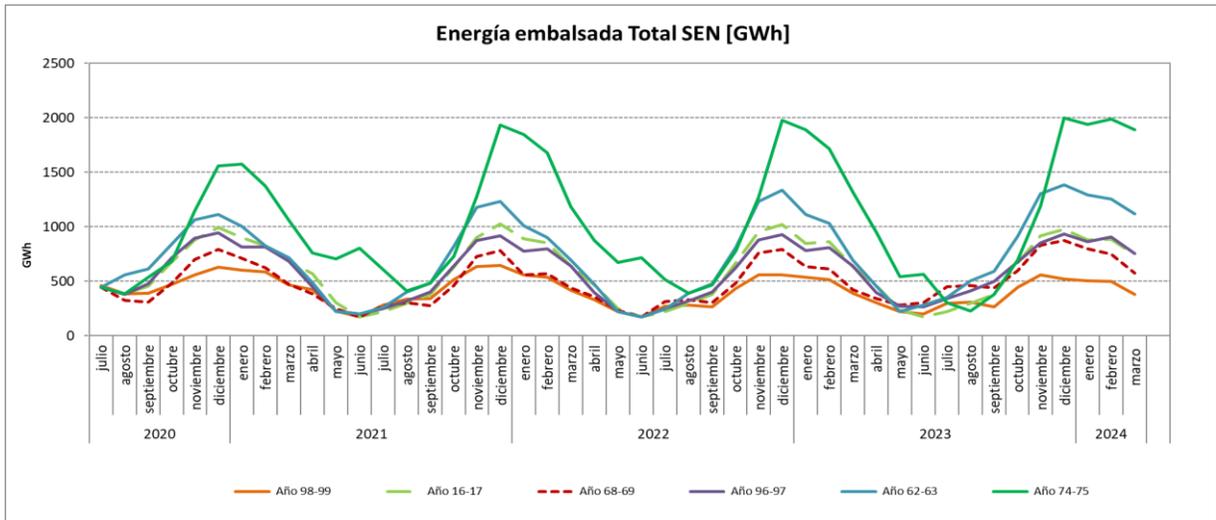
i) Cotas finales mensuales







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.

