

INFORME DPRO-GM-SEN N° 26/2021

SENSIBILIDAD DE ESTUDIO DE SEGURIDAD DE
ABASTECIMIENTO PERÍODO OCTUBRE 2021 –
SEPTIEMBRE 2022

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Noviembre 2021



1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES	2
3	RESULTADOS.....	4
3.1	Generación de energía por tecnología	4
3.1.1	Hidrología 1968-1969	5
3.1.2	Hidrología 1998-1999	6
3.2	Costos marginales.....	7
3.2.1	Hidrología 1968-1969	8
3.2.2	Hidrología 1998-1999	10
3.3	Costos de operación	12
3.4	Excedentes de generación en MW disponibles	12
3.4.1	Hidrología 1968-1969	12
3.4.2	Hidrología 1998-1999	14
3.5	Consumo de combustible:	15
4	COMENTARIOS FINALES	18

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, mediante OF. ORD N°760/2021, solicitó al Coordinador Eléctrico Nacional pronunciarse respecto de la operación esperada del sistema para el período comprendido entre octubre de 2021 y marzo de 2023. Para esto solicitó realizar una serie de sensibilidades respecto del Estudio de Seguridad de Abastecimiento, período Octubre 2021 – Septiembre 2022, publicado por este Coordinador en octubre de 2021.

El objetivo del presente documento es dar respuesta a lo instruido por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

2 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo instruido en el Oficio 760/2021, los antecedentes corresponden al Caso Base del Estudio de Seguridad de Abastecimiento desarrollado en el mes de octubre de 2021. La definición de los casos que componen las sensibilidades solicitadas por la Comisión, son descritas a continuación:

1) **Caso A:** Corresponde al Caso Base, donde adicionalmente se incorpora:

- a) Limitación de potencia máxima vigente, extendida por todo el horizonte del estudio, para centrales térmicas a carbón, gas natural y diésel. De esta manera, las limitaciones consideradas para el horizonte de modelación son las siguientes:

Central	Potencia Neta Máx (MW)
GUACOLDA_1	109.5
GUACOLDA_2	91.1
GUACOLDA_4	135.0
HORNITOS	150.5
IE_MEJILLONES	309.7
MEJILLONES_2	76.2
NUEVA_VENTANAS	221.7
TOCOPILLA_U15	73.8
TOCOPILLA_U14	58.8
DEGAN	18.1
DEGAN_2_NAV4	0
CEMENTOS_BIOBIO_FO6	0
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	5.3
QUELTEHUES	32.0
MAITENES	16.0
LOMA_LOS_COLORADOS_1	0
COLMITO_DIE	41.8
VENTANAS_2	143.8
NUEVA_TOCOPILLA_1	115.9
TRINCAO	10.9

Tabla 2-1 Limitaciones de potencia máxima en centrales térmicas.

- b) Utilizar factor de planta conservador para las centrales solares y eólicas, el cual está basado en la estadística de generación real de los últimos años.

- c) Menor disponibilidad de GNL respecto a la utilizada en el Caso Base: Se considera el arribo de buques según el siguiente detalle:
- i) T. Quintero: 1 buque para enero-marzo, 2 buques para abril y junio.
 - ii) T. Mejillones: 1 buque para enero-marzo, 1 buque para abril y junio.
- d) Un escenario conservador sobre la disponibilidad de Gas Natural Argentino: Se considera disponibilidad de Gas Natural Argentino según el siguiente detalle

Disponibilidad de GNA (Gas Natural Argentino)				
Empresa	Volumen disponible	Suministro	Periodo de disponibilidad	Restricciones de uso
Enel	40.6 MMm3	Firme	Octubre 2021 a diciembre 2021	375 000 m3/día
Colbún	194 MMm3	Firme	Octubre 2021 a diciembre 2021	2 000 000 m3/día

Tabla 2-2 Disponibilidad de Gas Natural Argentino considerada en sensibilidad

A partir de enero de 2022 no se modela disponibilidad de gas argentino.

- 2) **Caso B:** Incluye al Caso A, considerando adicionalmente cese de operaciones de central Bocamina II desde el 1 de octubre de 2022.
- 3) **Caso C:** Incluye al Caso B, considerando adicionalmente que el ingreso a Estado de Reserva Estratégica para la central Ventanas II sea a partir del 1 de octubre de 2022.
- 4) **Caso D:** Incluye al Caso C, considerando adicionalmente que el cese de operaciones de las centrales Tocopilla U14 y U15 se inicia desde el 1 de octubre de 2022.

Con lo anterior, el retiro o ingreso a estado de Reserva Estratégica considerados en cada caso, se resume en el siguiente cuadro:

Caso	Cese de operaciones			Ingreso a ERE
	Bocamina II	Tocopilla U14	Tocopilla U15	Ventanas II
Caso A	01-06-2022	01-01-2022	01-01-2022	01-05-2022
Caso B	01-10-2022	01-01-2022	01-01-2022	01-05-2022
Caso C	01-10-2022	01-01-2022	01-01-2022	01-10-2022
Caso D	01-10-2022	01-10-2022	01-10-2022	01-10-2022

Tabla 2-3 Cronograma de retiro/entrada a ERE de centrales a carbón

Adicionalmente, las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas hacia finales de octubre de 2021, a partir de la metodología indicada en el documento “Estudio de Proyección de Costos Combustibles del Sistema Eléctrico Nacional”, versión definitiva de noviembre 2020, disponible en el sitio web <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/estudio-de-proyeccion-de-costos-combustibles/>

- 1) Diesel- Fuel Oil: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por central y se indexan según los valores futuros del índice Brent.
- 2) Carbón: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por central, mezclas de carbón por país de origen para cada unidad y se indexan según los valores futuros del índice API 2.
- 3) GNL: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por empresa, fórmulas de indexación de acuerdo con los acuerdos de suministro de largo plazo usando los valores futuros de los índices Brent y Henry Hub.

3 RESULTADOS

No se observa déficit de energía en las simulaciones correspondientes a las hidrologías correspondientes a los años 1968-1969 y 1998-1999.

3.1 Generación de energía por tecnología

En la Tabla 3-1 se presenta el aporte total de energía por tipo de central para cada caso. Por su parte, en la Tabla 3-2 se presenta la variación en el aporte de energía por tecnología, con respecto al Caso A.

Energía neta [GWh] por tipo de central, período octubre 2021 – marzo 2023

Tipo central	Año 1968-1969				Año 1998-1999			
	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Embalses y Reguladas	16833	16896	16891	16877	16353	16290	16283	16268
Pasadas	11625	11623	11624	11624	12642	12642	12642	12642
Solar	26851	26850	26851	26849	26852	26852	26852	26851
Eólica	13296	13296	13291	13293	13305	13306	13305	13303
Carbón	35516	36134	36672	37170	35543	36439	36953	37468
GNL	5571	5493	5442	5448	5729	5672	5632	5620
Diésel	6371	5782	5323	4891	5601	4857	4413	3973
Otros	7137	7098	7072	7049	7044	6994	6971	6955

Tabla 3-1 Energía neta [GWh] por tipo de central, período octubre 2021 – marzo 2023

Diferencias respecto a Caso A Tipo Prog Mensual	Hidrología 1968-1969				Hidrología 1998-1999			
	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Embalses y Reguladas	0	63	59	45	0	-64	-71	-85
Pasadas	0	-1	0	0	0	0	0	0
Solar	0	-1	0	-2	0	-1	0	-2
Eólica	0	1	-5	-3	0	0	0	-2
Carbón	0	618	1155	1654	0	896	1409	1925
GNL	0	-77	-129	-122	0	-57	-98	-109
Diésel	0	-589	-1048	-1480	0	-744	-1188	-1628
Otros	0	-39	-66	-88	0	-50	-73	-88

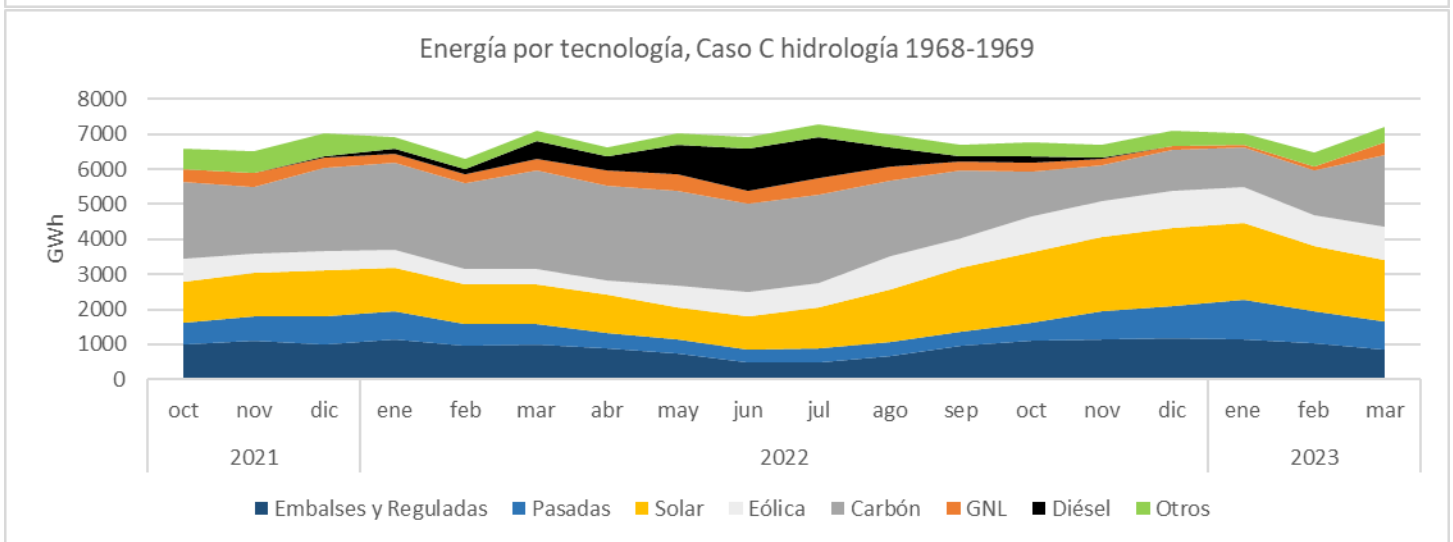
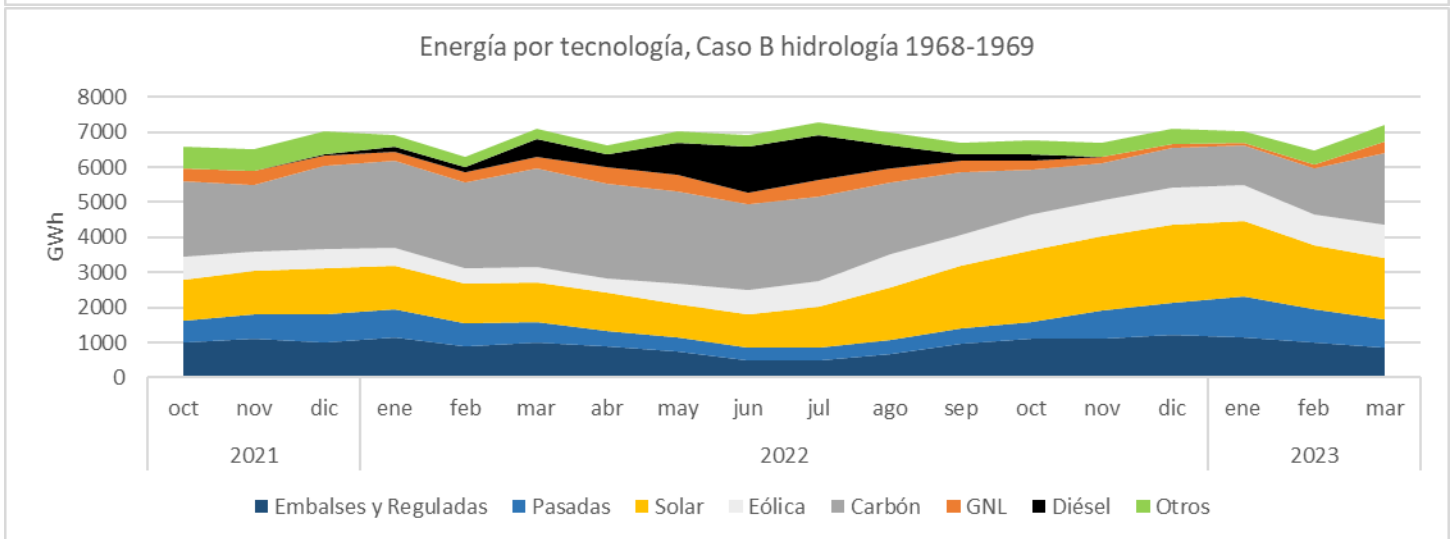
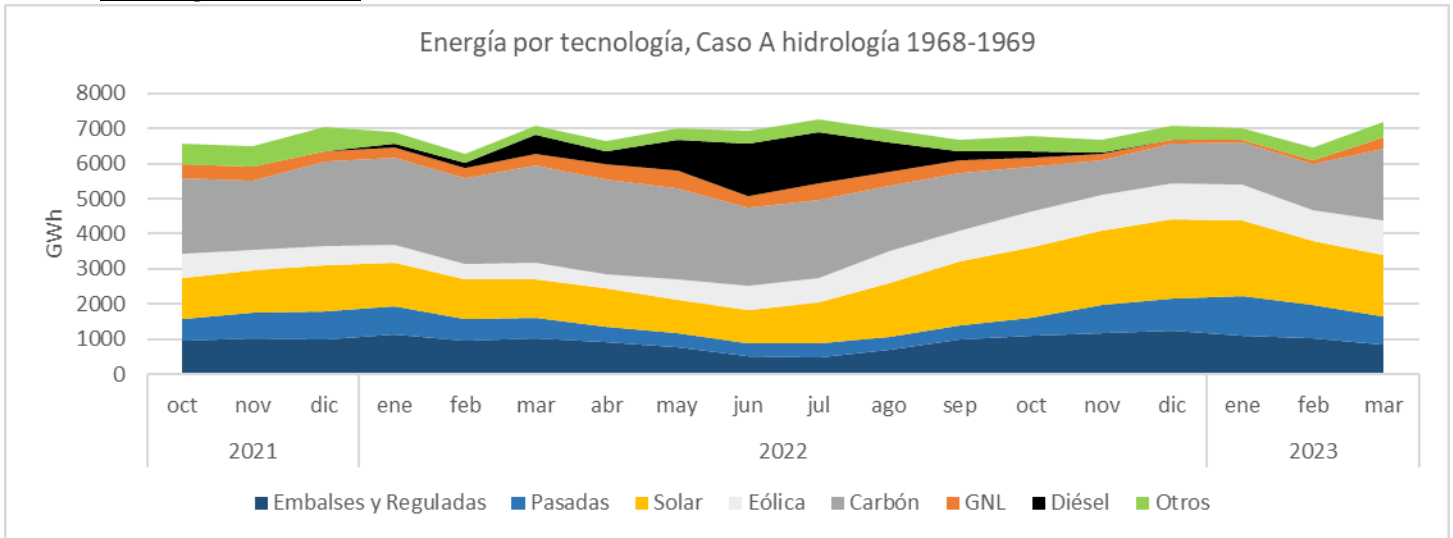
Tabla 3-2 Variaciones en generación de energía neta [GWh] por tipo de central, período octubre 2021 – marzo 2023, con respecto a Caso A.

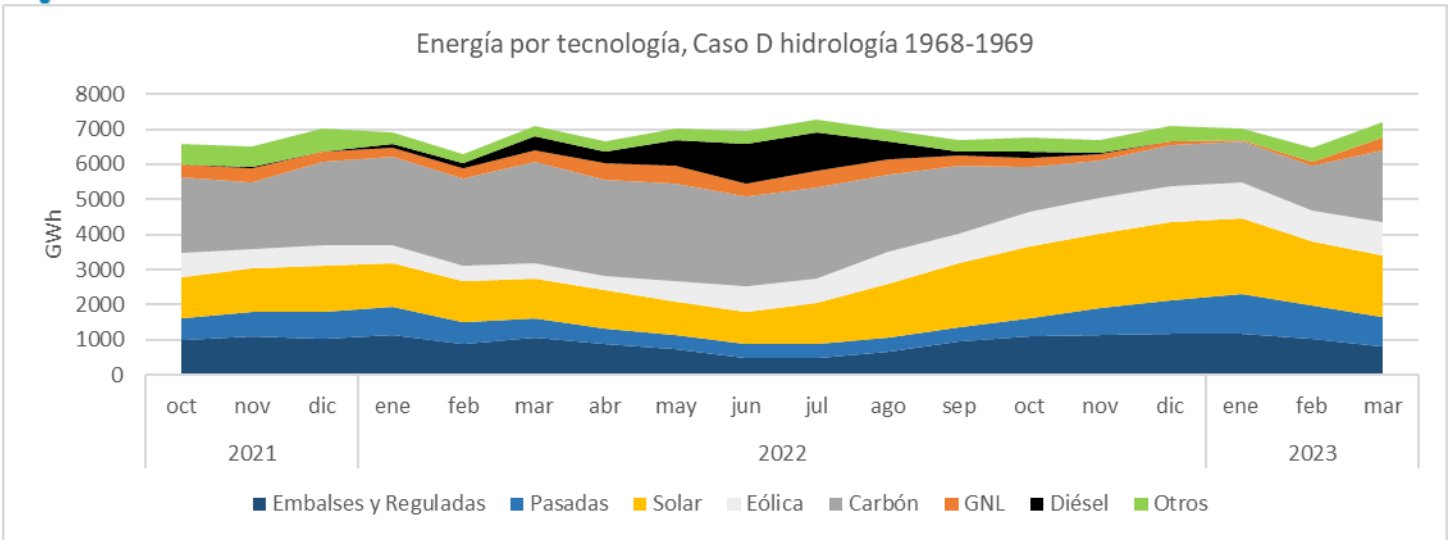
Se logra apreciar en ambas hidrologías simuladas, que la mayor parte de la energía desplazada por el aumento de generación en base a carbón corresponde a generación diésel (sobre un 80% de la energía desplazada).

En los gráficos siguientes se presenta el aporte de energía por tecnología con resolución mensual.

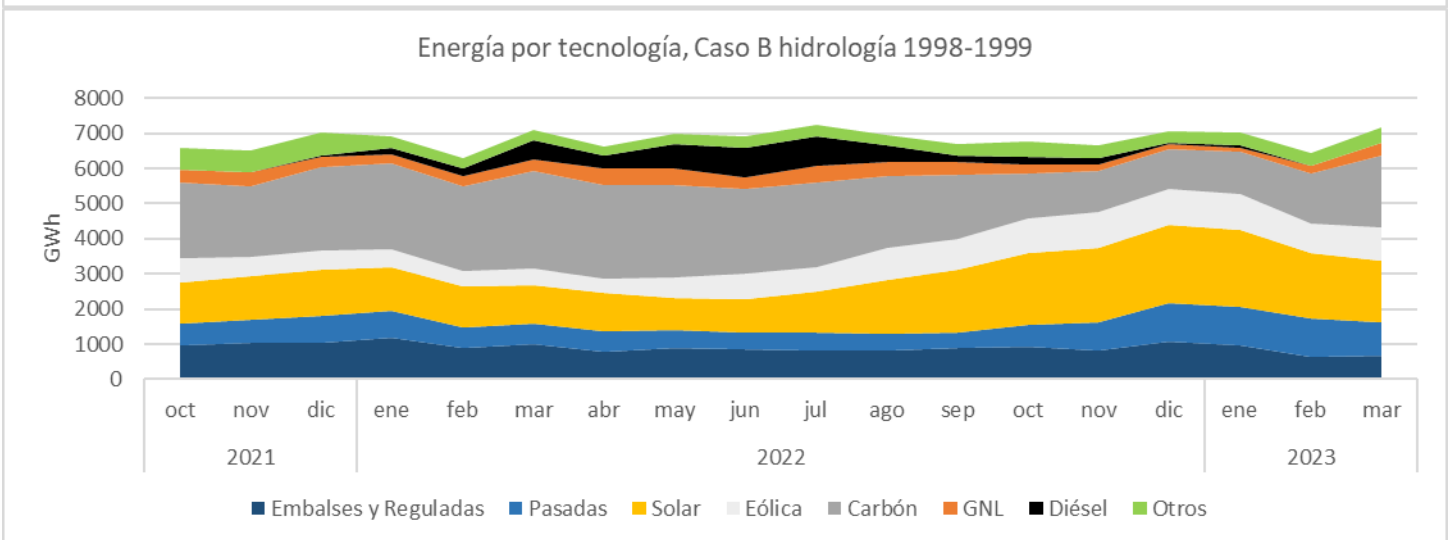
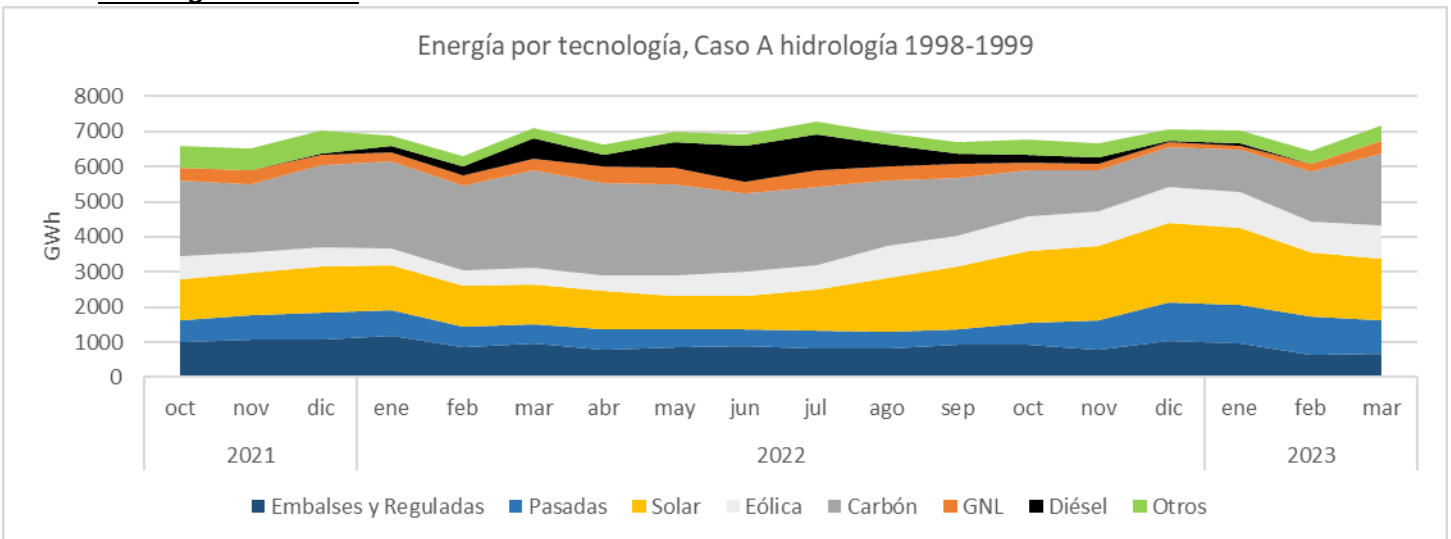
La mayor proporción de generación en base a petróleo diésel se concentra en el período otoño-invierno (abril-septiembre).

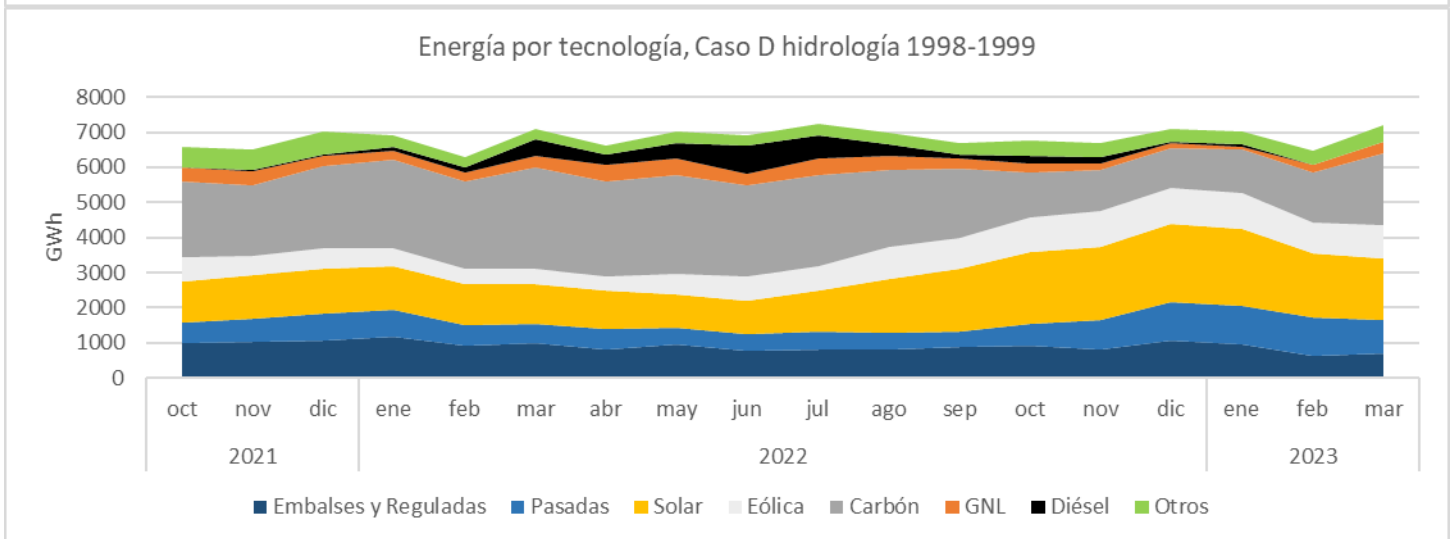
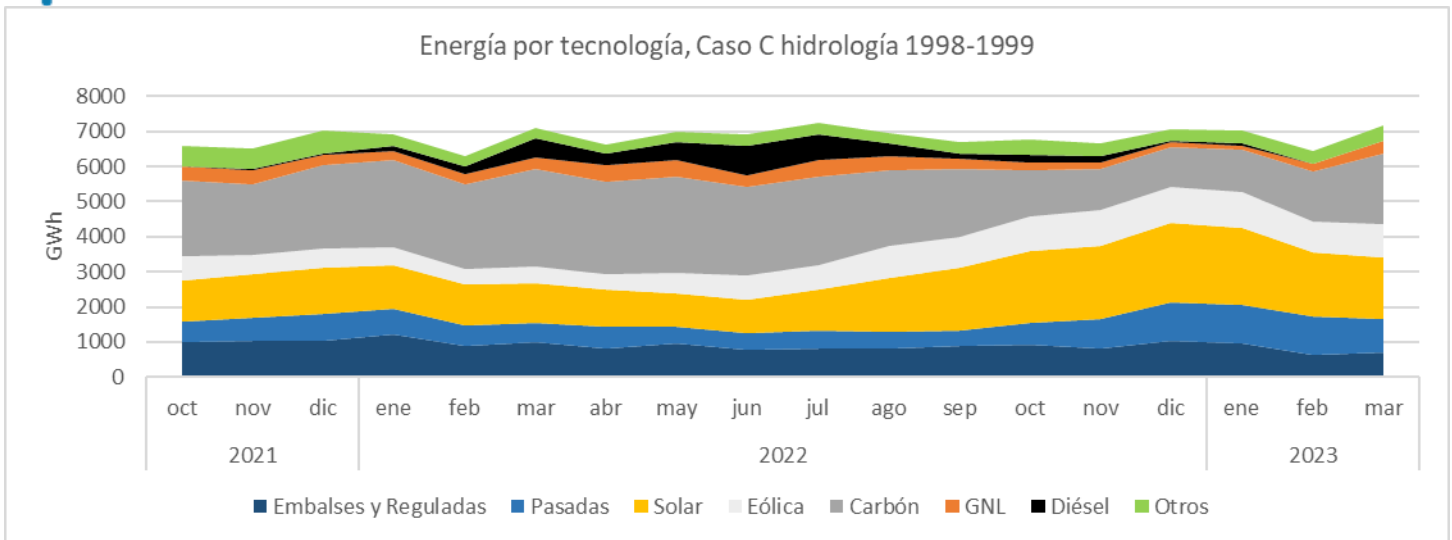
3.1.1 Hidrología 1968-1969





3.1.2 Hidrología 1998-1999

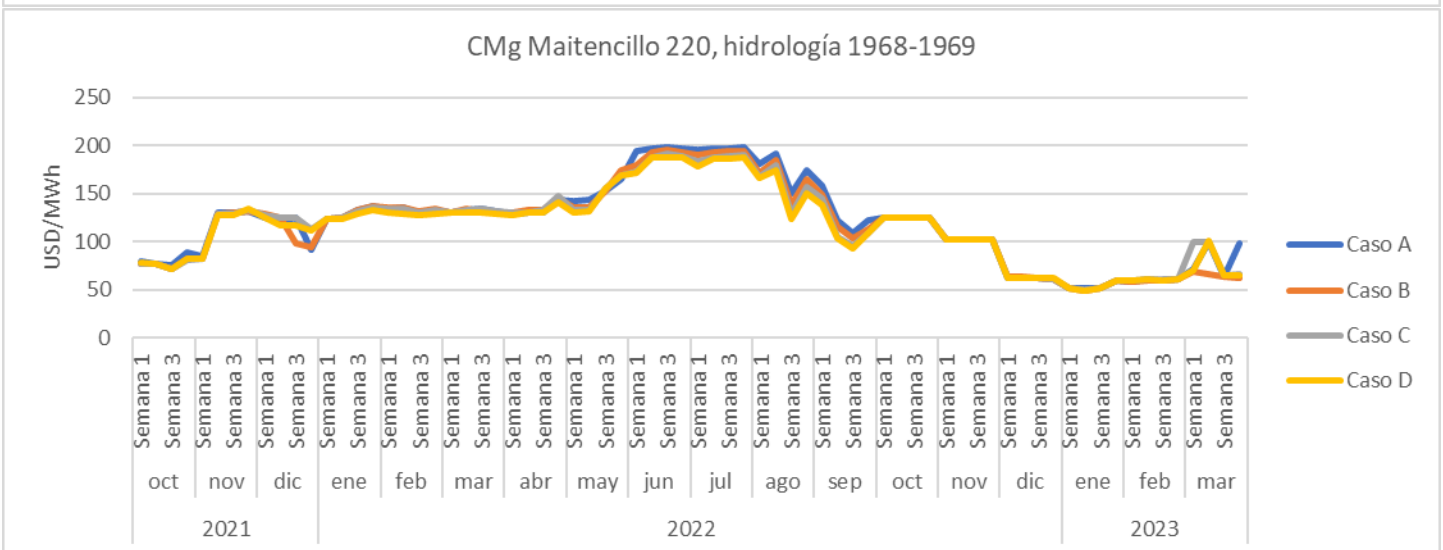
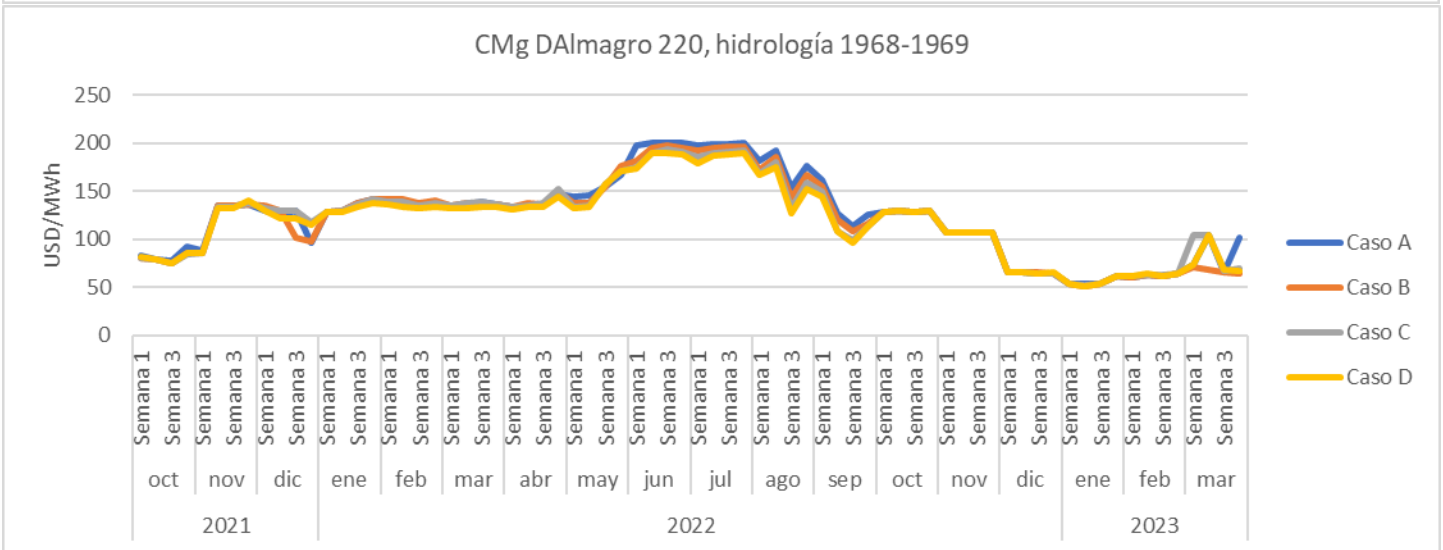
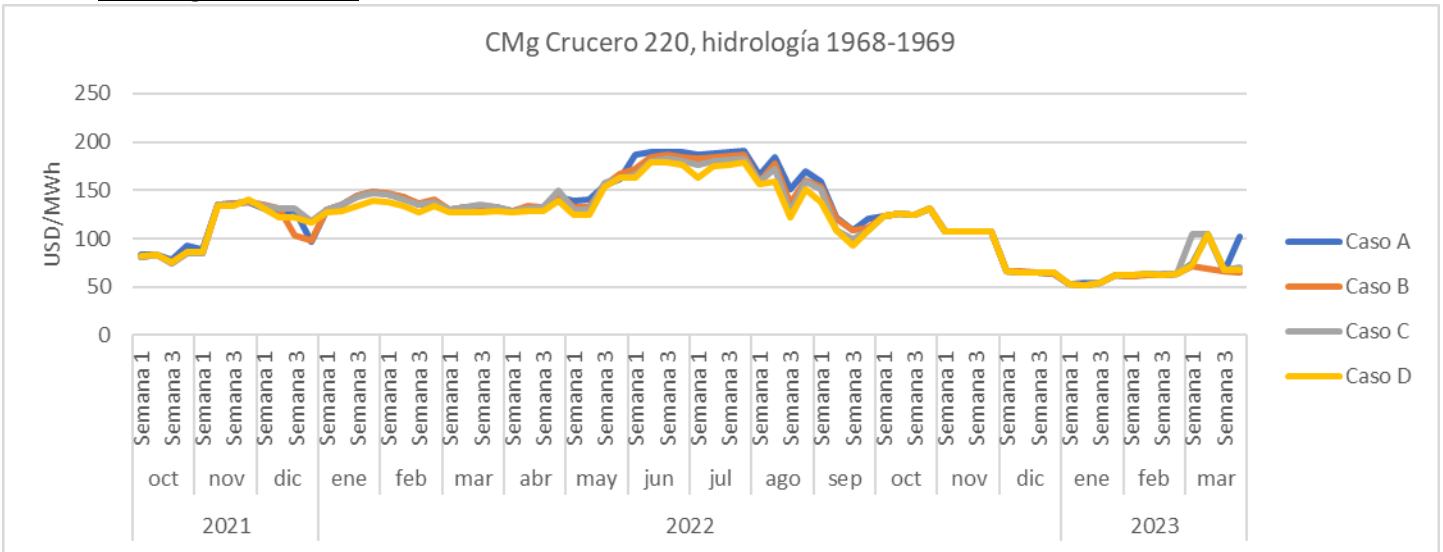


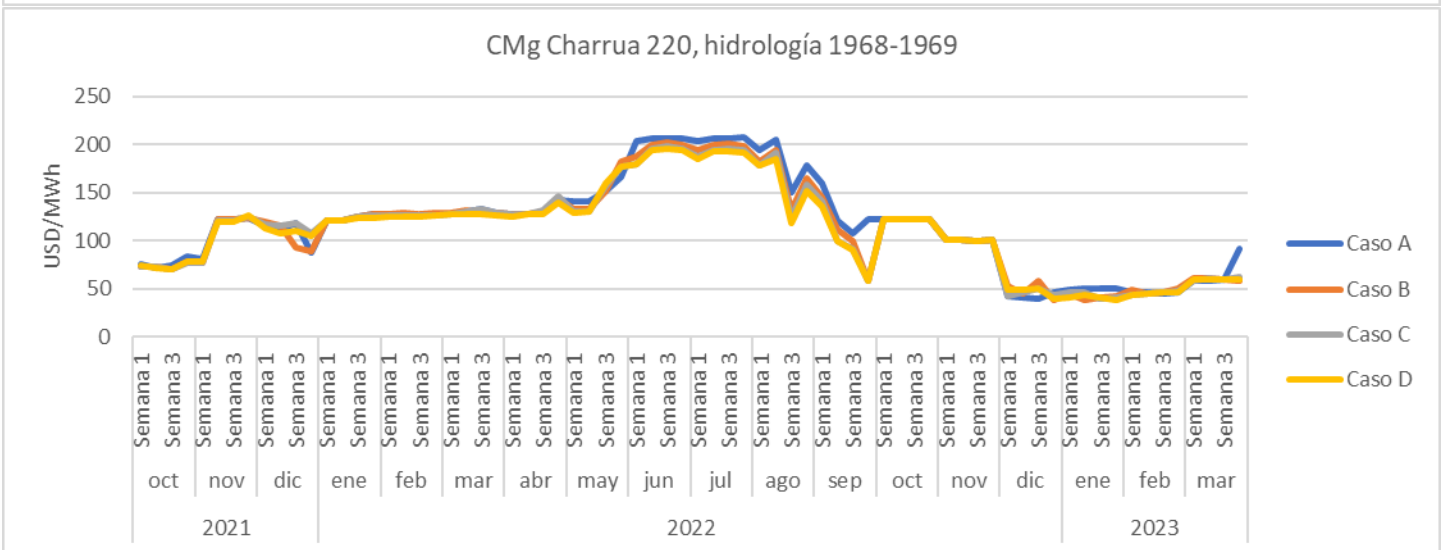
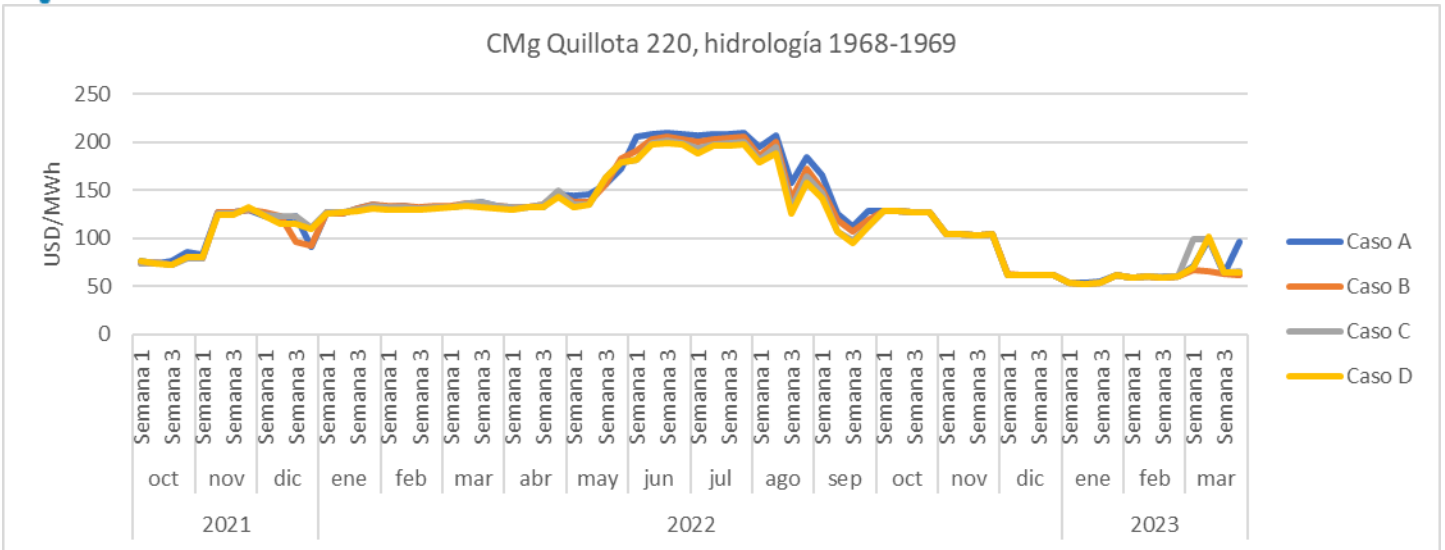


3.2 Costos marginales

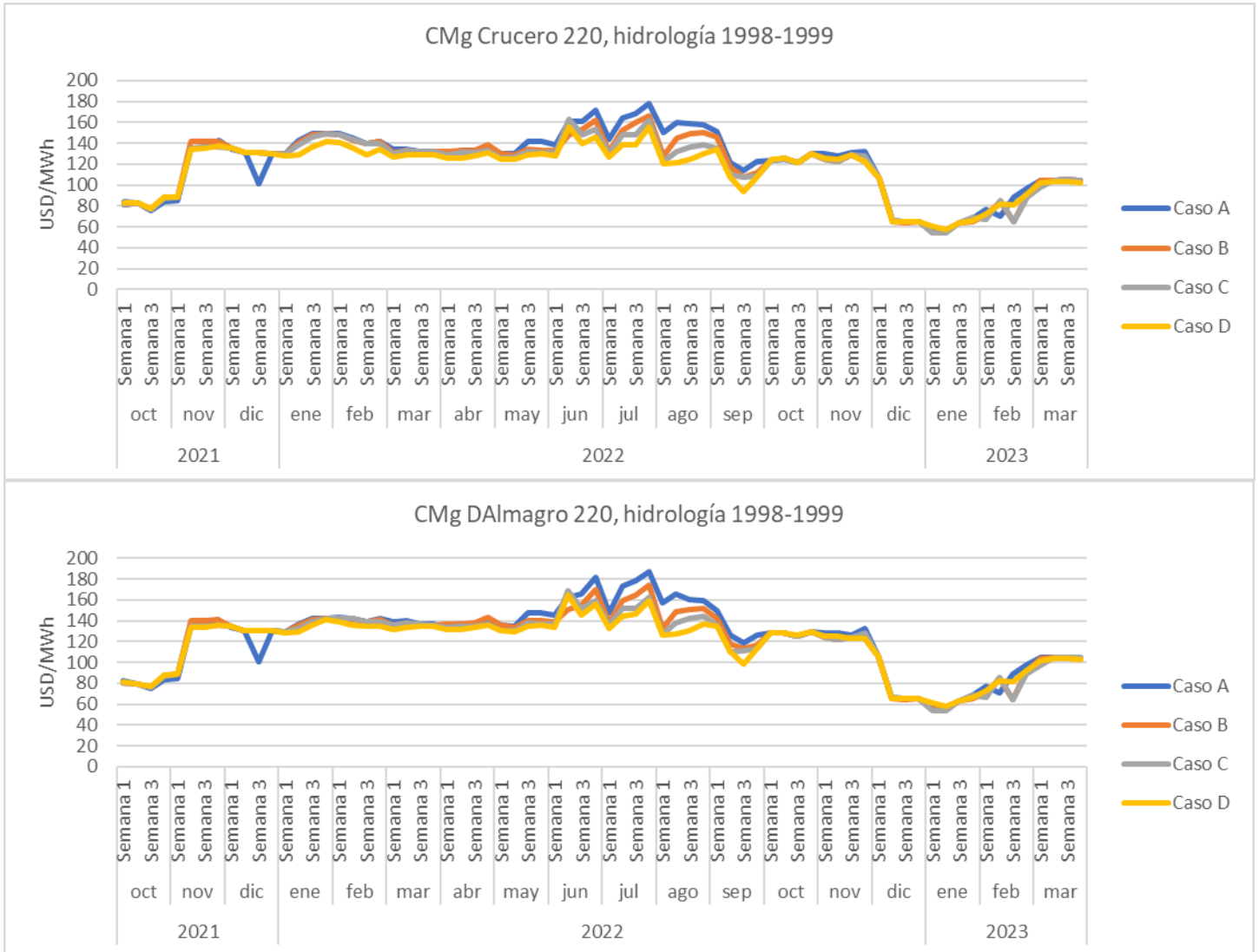
A continuación, se presentan los costos marginales máximos con resolución semanal para distintas barras del sistema, resultantes de las simulaciones realizadas.

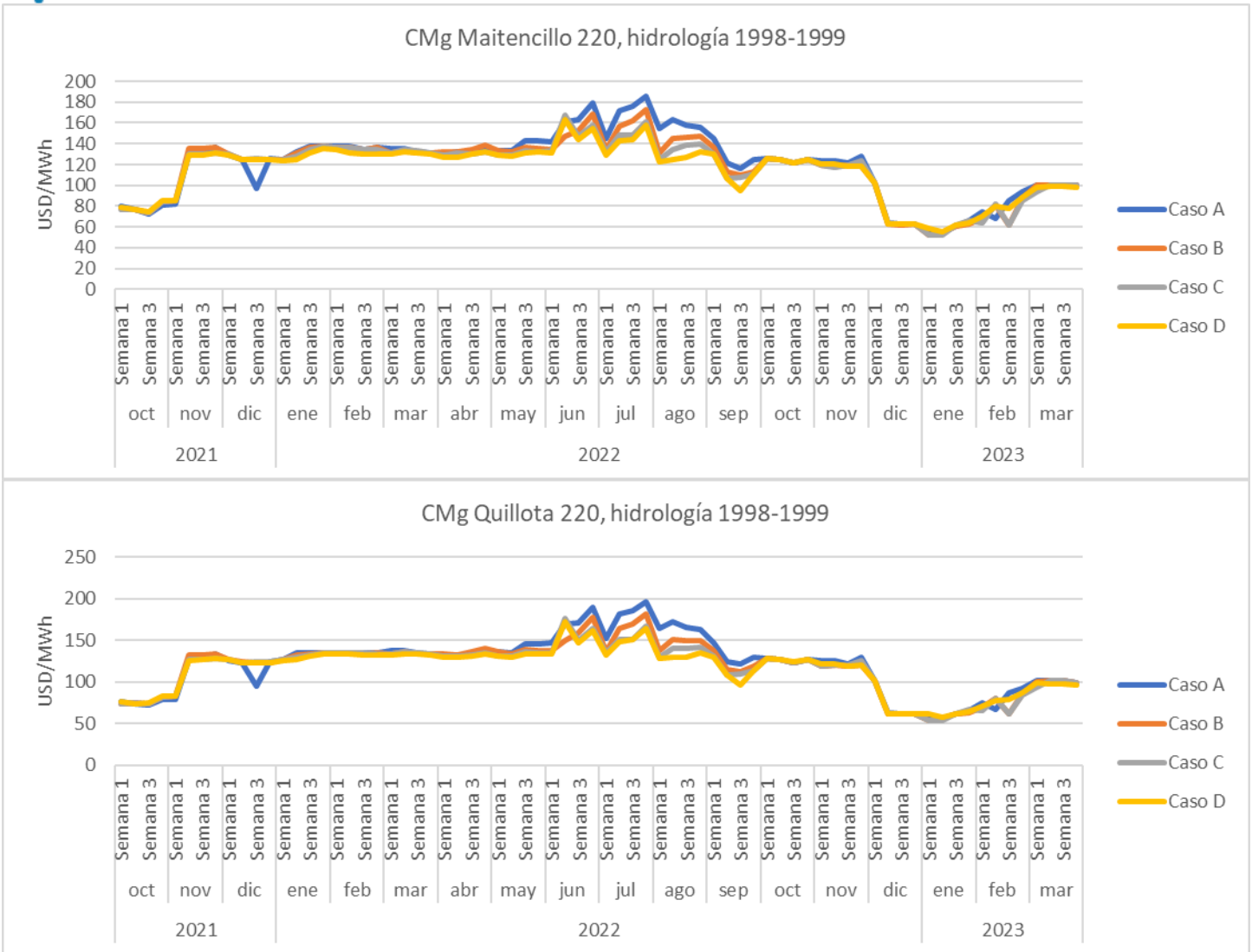
3.2.1 Hidrología 1968-1969





3.2.2 Hidrología 1998-1999





Se puede apreciar en los gráficos anteriores que las mayores variaciones en los costos marginales de operación se producen en las barras desde Quillota hacia el sur, entre los meses de junio y septiembre de 2022, siendo las simulaciones correspondientes a la hidrología 1998-1999 aquellas donde se presentan la mayor dispersión. Esto se debe a que el consumo de diésel es menor que el obtenido para la hidrología 1968-1969, por lo que se logra reemplazar la generación de las centrales diésel con mayor costo variable.

Lo anterior es consistente con lo señalado en la sección 3.1, en lo relacionado al reemplazo de generación diésel con generación en base a carbón (casos B, C y D).

3.3 Costos de operación

En la Tabla 3-3 se presentan los costos actualizados de operación, en MMUSD, resultantes de las simulaciones. La Tabla 3-4 muestra el ahorro en el costo de operación actualizado total, en relación con el caso correlativo anterior.

Hidrología	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
1968-1969	3111	3032	2991	2966
1998-1999	2962	2898	2867	2846

Tabla 3-3 Costo actualizado de operación MMUSD.

Hidrología	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
1968-1969	-	80	41	25
1998-1999	-	64	31	21

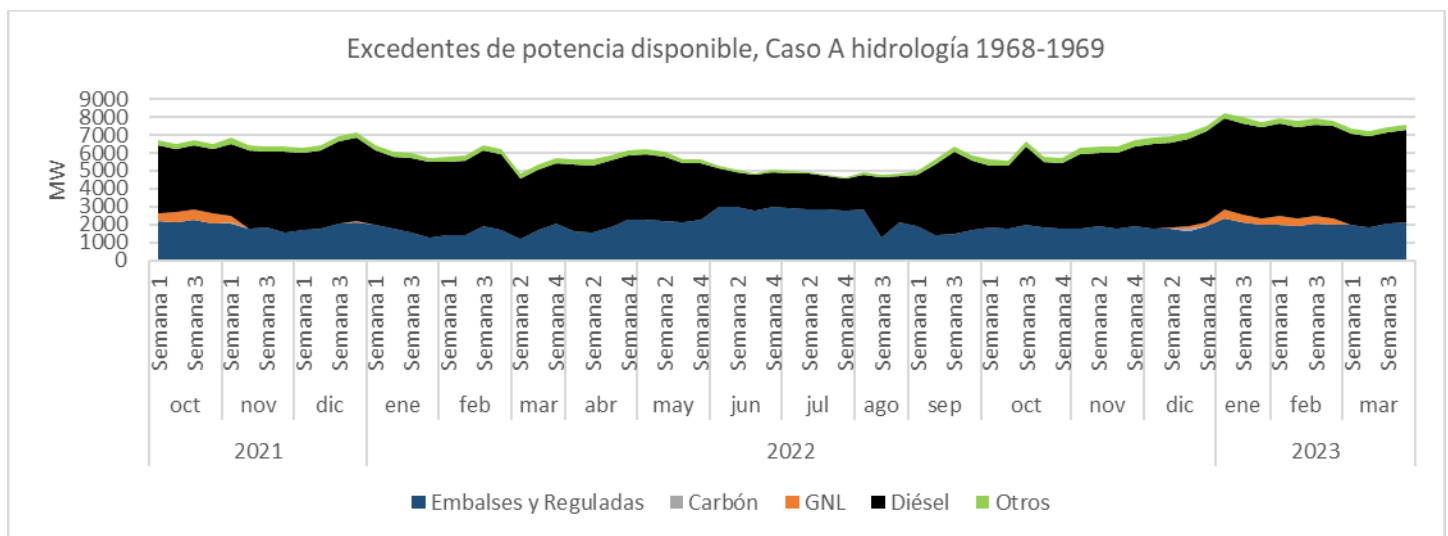
Tabla 3-4 Diferencia en costo actualizado de operación MMUSD, con respecto a caso anterior.

Se observa que el retraso del retiro de la central Bocamina II (caso B), es la medida que por sí sola genera el mayor ahorro en el costo de operación del sistema, significando aproximadamente 80 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 64 MMUSD en la 1998-1999. Adicionalmente el retraso del ingreso a Estado de Reserva Estratégica para la central Ventanas II (caso C) genera un ahorro en el costo de operación del sistema de 41 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 31 MMUSD en la 1998-1999. Por su parte, el retraso del retiro de las centrales U14 y U15 (caso D) genera un ahorro en el costo de operación del sistema de 25 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 21 MMUSD en la 1998-1999.

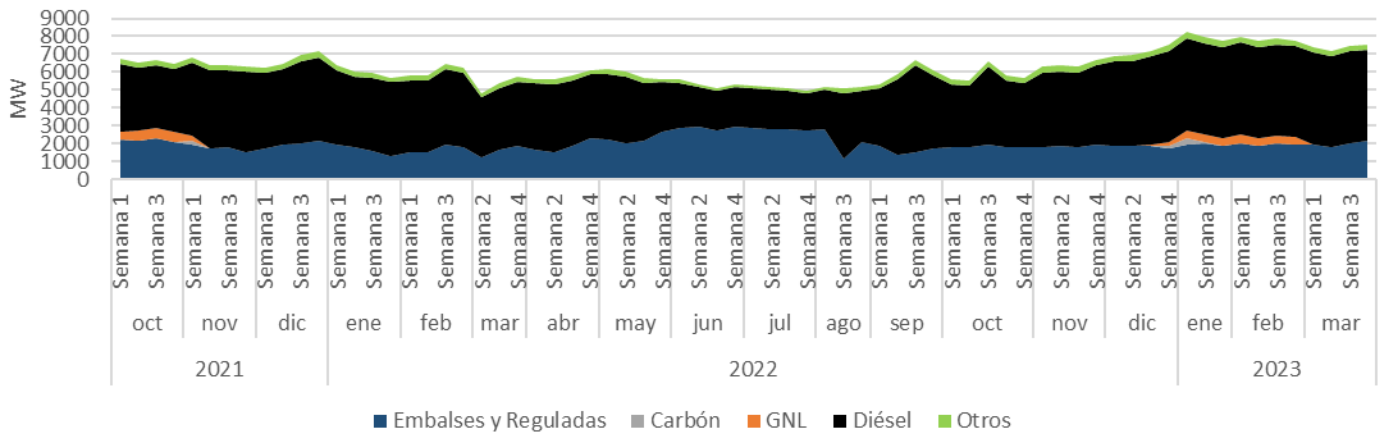
3.4 Excedentes de generación en MW disponibles

En los siguientes gráficos se presentan los excedentes de potencia disponible en el bloque de demanda máxima de cada semana dentro del horizonte de planificación.

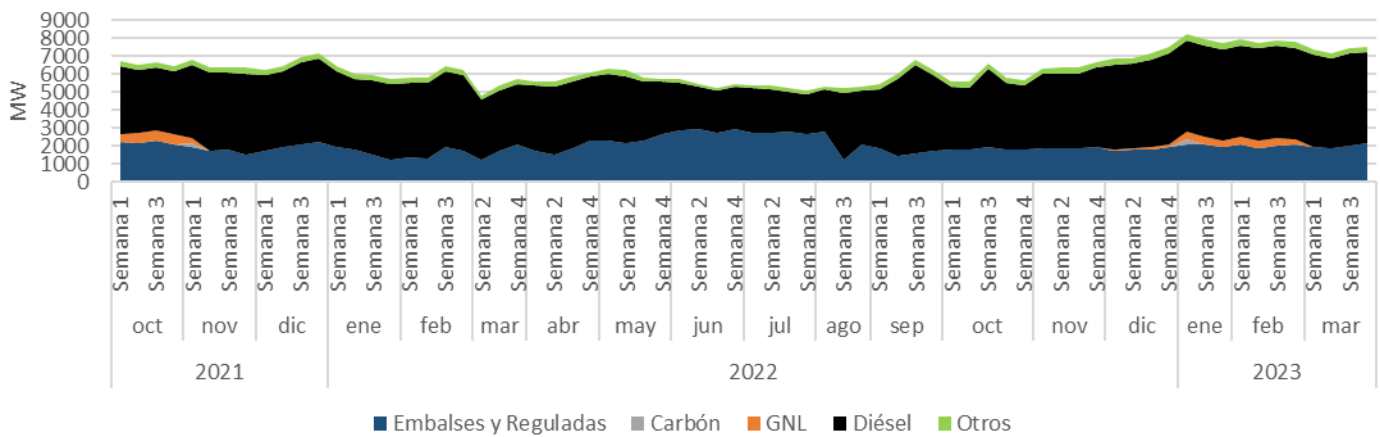
3.4.1 Hidrología 1968-1969



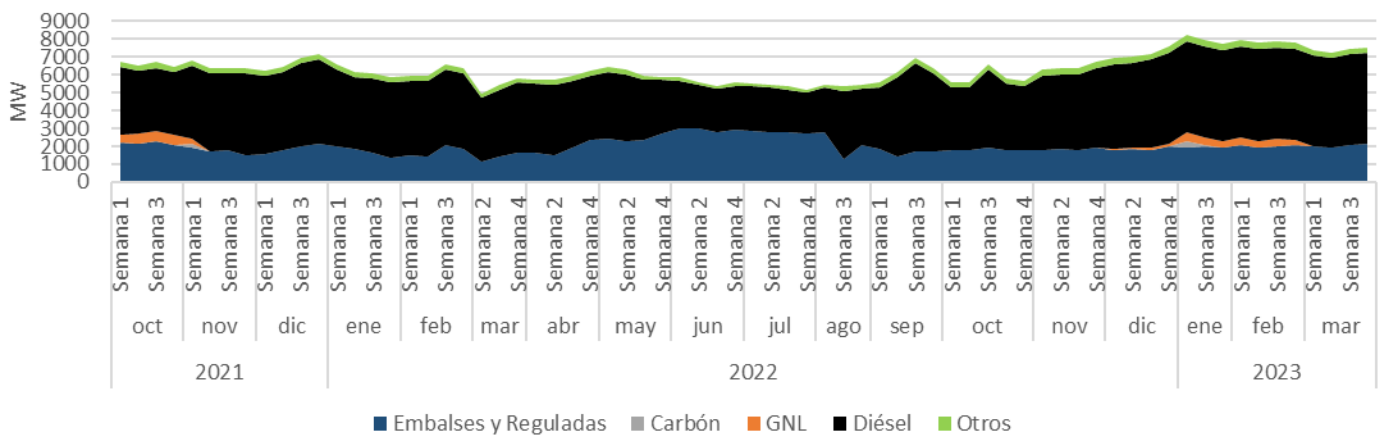
Excedentes de potencia disponible, Caso B hidrología 1968-1969



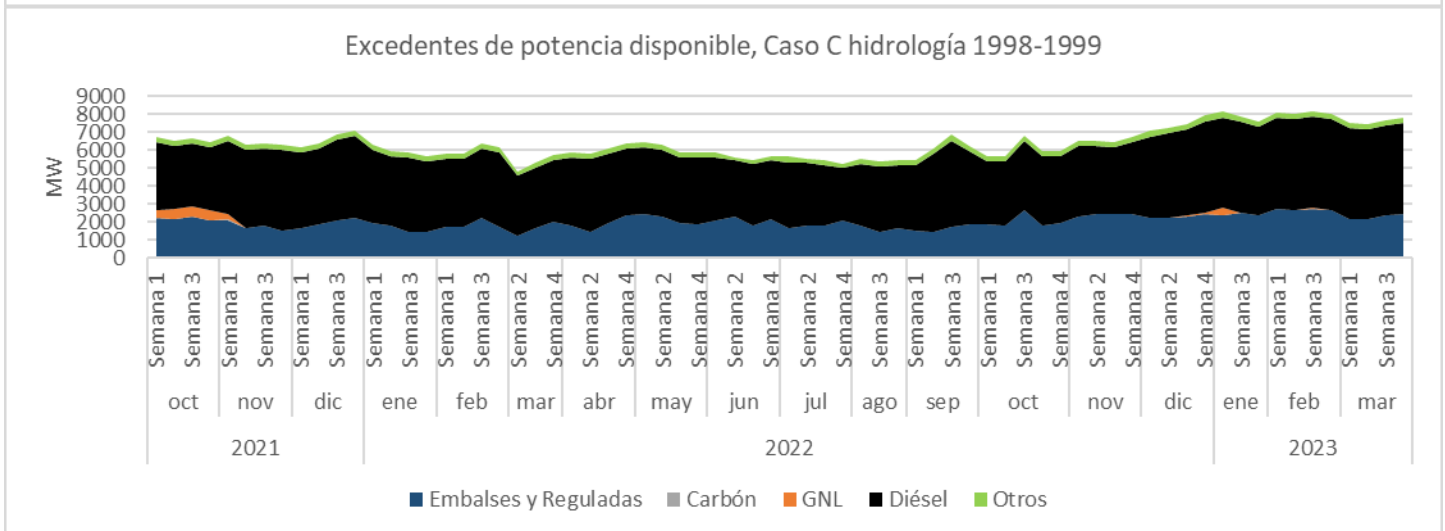
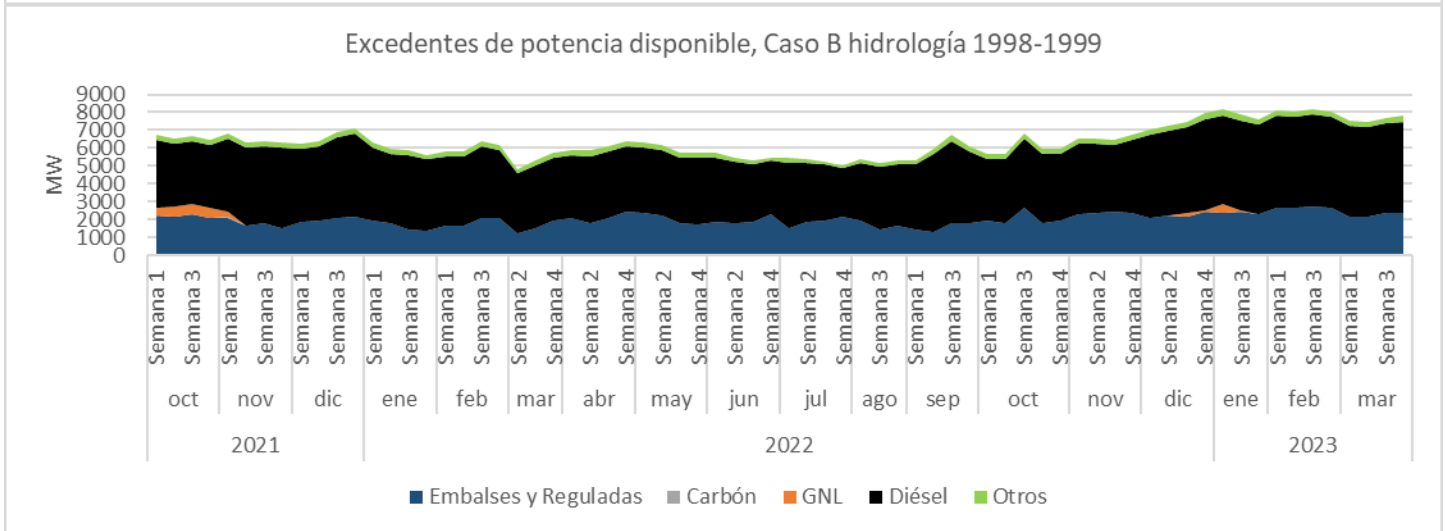
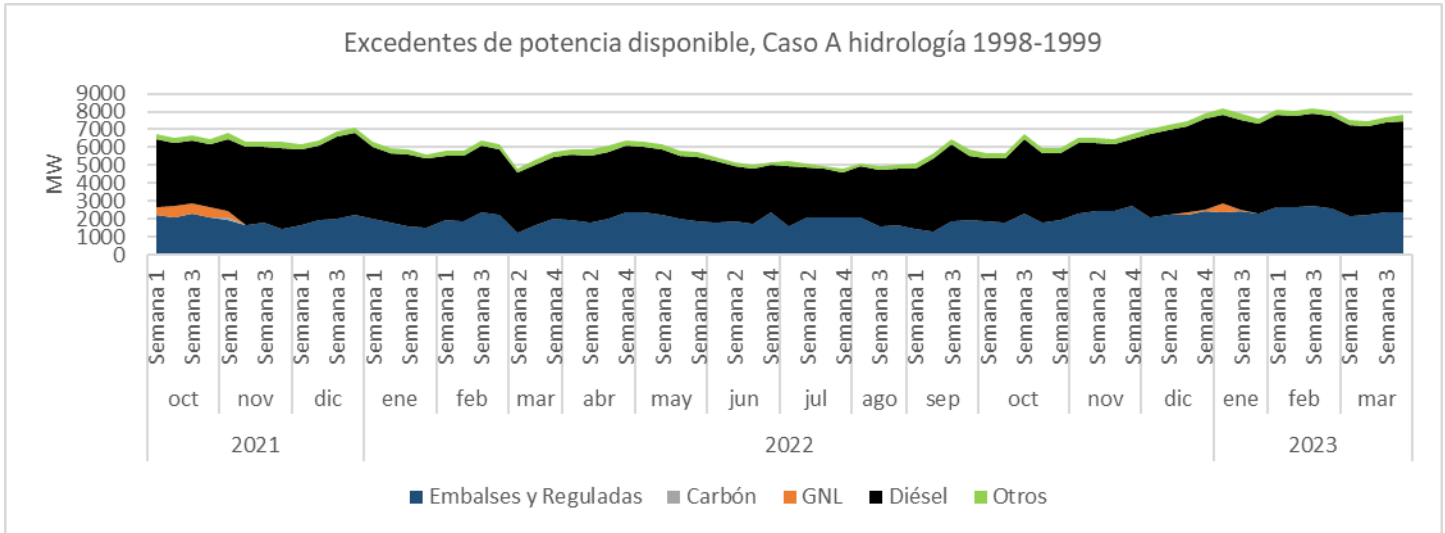
Excedentes de potencia disponible, Caso C hidrología 1968-1969



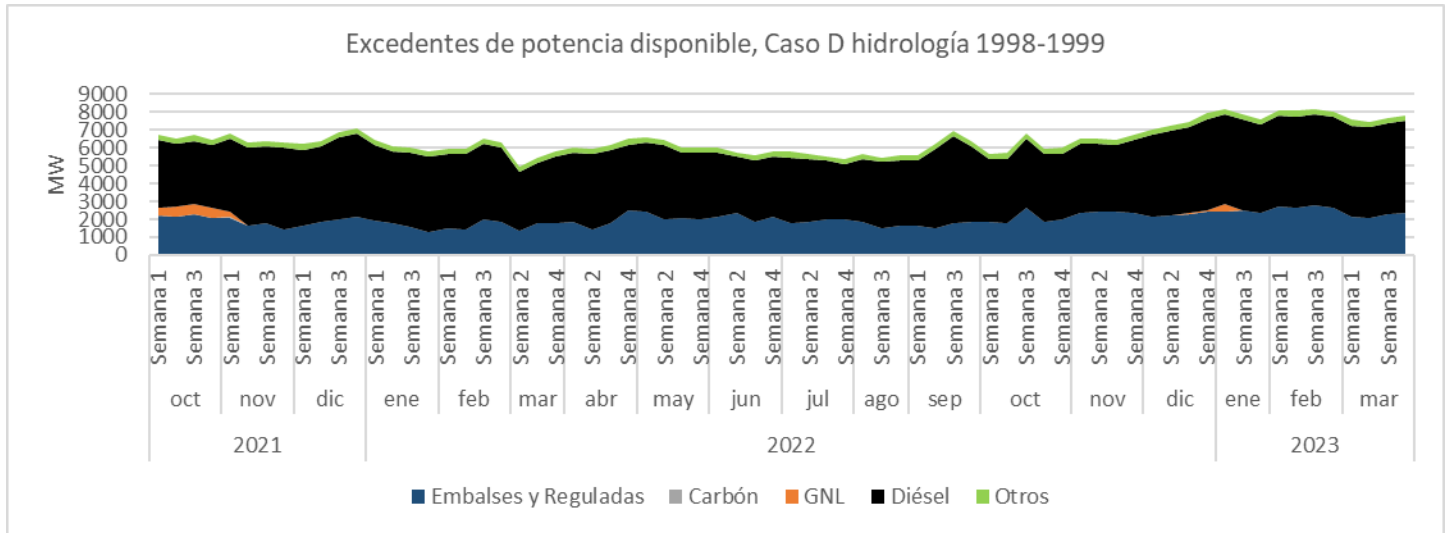
Excedentes de potencia disponible, Caso D hidrología 1968-1969



3.4.2 Hidrología 1998-1999



X



De los gráficos anteriores podemos comentar que el sistema tendría reserva de potencia en centrales de tecnología “Embalses y Reguladas” y Diésel. Sin embargo, las centrales de embalses, para las condiciones hidrológicas simuladas, si bien tienen potencia disponible no cuentan con disponibilidad de energía. En casos extremos, podría utilizarse energía acumulada en los embalses Rapel y Canutillar, la que se encuentra bajo las cotas mínimas operacionales (105 m.s.n.m. para Rapel y 230 m.s.n.m. para Canutillar (Lago Chapo)). Esta energía alcanza los 23 GWh en Rapel y 193 GWh en Canutillar. Para utilizar la energía embalsada en el Lago Laja, por sobre los derechos de generación, se requeriría una flexibilización del convenio vigente.

De los mismos gráficos se puede comprobar en ambas hidrologías, que la cuarta semana de julio de 2022 es la que presenta el menor excedente de potencia disponible para generación en el Caso A. La variación del monto de excedente de potencia disponible en los casos B, C y D para esta semana, se presenta en la siguiente tabla:

Tipo de central	Hidrología 1968-1969				Hidrología 1998-1999			
	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Embalses y Reguladas	2754	2708	2664	2705	2104	2173	2051	2017
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	1795	2073	2226	2307	2497	2684	2948	3100
Otros	100	142	176	176	176	186	199	220
Total	4807	5081	5224	5346	4777	5044	5198	5336

Tabla 3-5 Excedente de potencia disponible en semana crítica.

De la tabla anterior se puede concluir que la reserva efectiva disponible corresponde a unidades diésel, sin embargo, dicha disponibilidad está sujeta a que los suministradores de este combustible cuenten con la capacidad de cumplir con las tasas de reposición requeridas.

3.5 Consumo de combustible:

A continuación, se presenta la tasa promedio mensual de diésel requerido para aportar la generación resultante de las simulaciones:

INFORME DPRO-GM-SEN Nº 26/2021:
SENSIBILIDAD DE ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO OCTUBRE 2021 – SEPTIEMBRE 2022

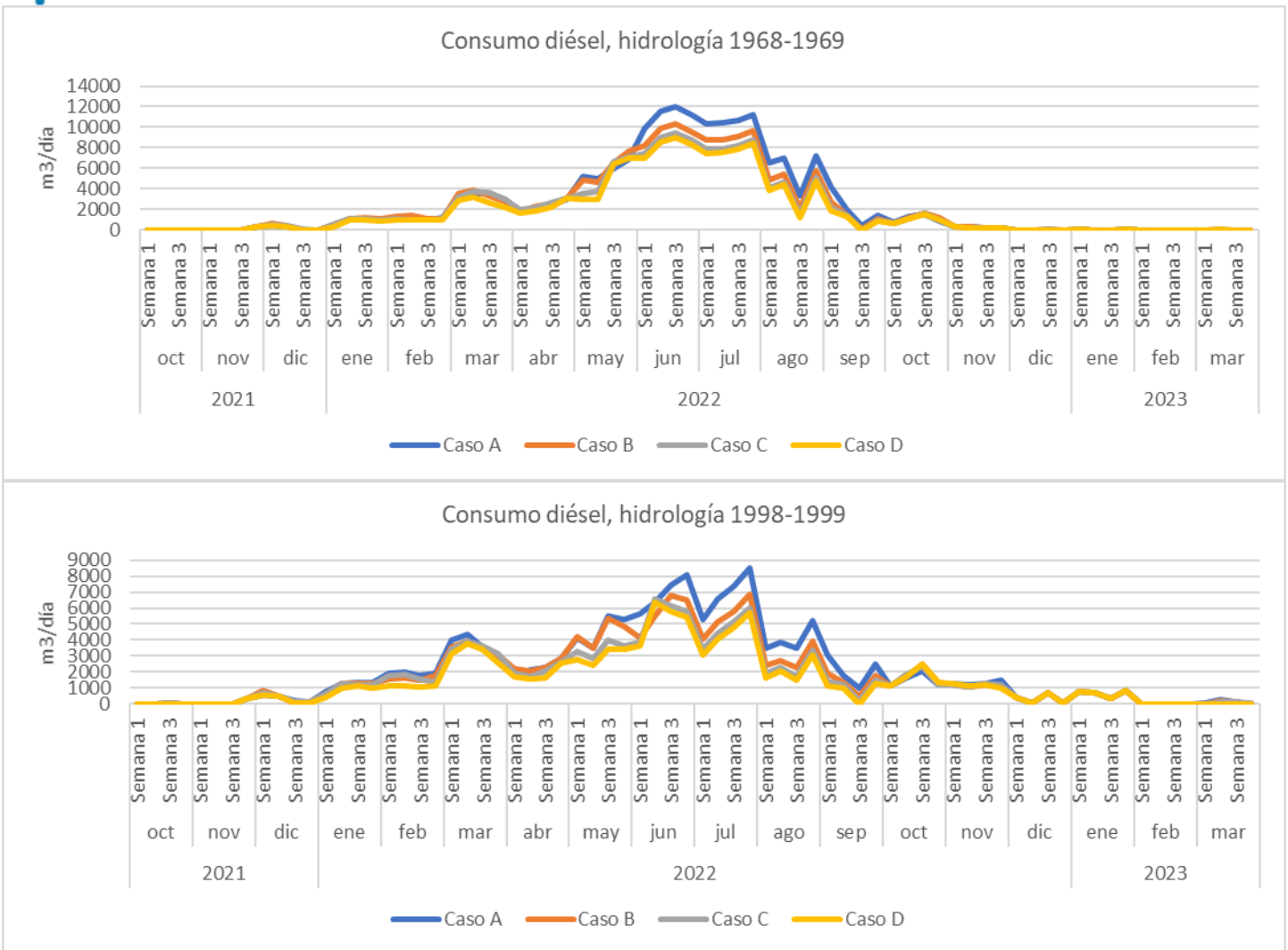
Año	Mes	Hidrología 1968-1969				Hidrología 1998-1999			
		Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
2021	oct	0	0	0	0	8	8	8	2
	nov	85	85	85	85	95	95	95	95
	dic	170	247	230	156	324	353	340	263
2022	ene	934	961	906	765	1,197	1,117	1,099	891
	feb	1083	1216	1018	977	1879	1625	1624	1100
	mar	3301	3339	3383	2690	3690	3471	3537	3212
	abr	2327	2432	2495	2167	2271	2347	2091	1876
	may	5792	5954	5327	4881	4630	4477	3441	3019
	jun	11204	9500	8666	8250	6909	5755	5632	5330
	jul	10682	9058	8199	7811	6994	5493	4790	4454
	ago	5994	4510	3809	3503	4048	2839	2325	2085
	sep	1969	1337	1136	1013	2079	1396	1088	858
	oct	1097	1136	1085	1083	1516	1681	1642	1678
	nov	219	218	216	209	1308	1135	1159	1149
	dic	0	4	4	0	293	293	307	293
2023	ene	18	18	21	18	682	682	682	682
	feb	0	0	0	0	0	0	0	0
	mar	2	0	8	20	103	78	56	0

Tabla 3-6 Promedio mensual de tasa de consumo de diésel m³/día.

La mayor tasa de consumo de diésel se presenta en el mes de junio de 2022 para la hidrología 1968-1969, alcanzando un nivel de 11.204 m³/día. Es necesario comentar que los proveedores de diésel informaron que la capacidad máxima de reposición de dicho combustible alcanza a 3.500 m³/día, por lo que la seguridad de abastecimiento del SEN podría verse comprometida de presentarse consumos promedios mayores a este número en períodos prolongados.

El retraso de la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, e ingreso de la central Ventanas II a ERE, reducen el consumo de diésel en las condiciones hidrológicas simuladas, sin embargo, dicha reducción no es suficiente para alcanzar el nivel de consumo máximo de 3.500 m³/día.

En los siguientes gráficos se presenta el detalle semanal del requerimiento de diésel para satisfacer la generación eléctrica en el horizonte simulado:



Se observa que para la hidrología 1968-1969, la tercera semana de junio de 2022 es la que requiere un mayor consumo de diésel, alcanzado los 12.043 m³/día. Este requerimiento llega a bajar a los 9.040 m³/día al retrasar el retiro de las centrales carboneras consideradas en el caso D de este estudio.

Año	Mes	Semana	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
2022	junio	Semana 3	12043	10309	9474	9037

Tabla 3-7 Consumo diésel diario en semana crítica, hid 1968-1969.

Para la hidrología 1998-1999, la cuarta semana de julio 2022 es la que tiene el mayor requerimiento diario de diésel, alcanzando los 8.522 m³/día. Este requerimiento puede bajar hasta los 5.697 m³/día al retrasar el retiro de las centrales carboneras consideradas en el caso D de este estudio.

Año	Mes	Semana	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
2022	julio	Semana 4	8522	6839	6035	5697

Tabla 3-8 Consumo diésel diario en semana crítica, hid 1998-1999.

4 COMENTARIOS FINALES

Para las condiciones hidrológicas evaluadas, el retraso en la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, y retraso en el ingreso de la central Ventanas II a ERE, confirman que la mayor parte de la energía desplazada por el aumento de generación en base a carbón corresponde a generación diésel (sobre un 80% de la energía desplazada).

Al retrasar la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, e ingreso de la central Ventanas II a ERE, se observa una disminución de los costos marginales en las barras desde Quillota hacia el sur del sistema, entre los meses de junio y septiembre de 2022 principalmente, siendo las simulaciones correspondientes a la hidrología 1998-1999 aquellas donde se presentan la mayor dispersión. Esto se debe a que el consumo de diésel es menor que el obtenido para la hidrología 1968-1969, por lo que se logra reemplazar la generación de las centrales diésel con mayor costo variable.

El mayor ahorro en el costo de operación del sistema lo produce el retraso del retiro de la central Bocamina II (caso B) significando aproximadamente 80 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 64 MMUSD en la 1998-1999. Lo sigue el ahorro producido por el retraso de la central Ventanas II a ERE (caso C) con 41 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 31 MMUSD en la 1998-1999. Por su parte el retraso en el retiro de las centrales U14 y U15 (caso D) significaría un ahorro en el costo de operación del sistema de 25 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 21 MMUSD en la 1998-1999.

La mayor tasa de consumo de diésel se presenta en el mes de junio de 2022 para la hidrología 1968-1969, alcanzando un nivel de 11.204 m³/día como promedio mensual y un valor de 12.043 m³/día en la semana más crítica del mes. Es necesario comentar que los proveedores de diésel informaron que la capacidad máxima de reposición de dicho combustible alcanza a 3.500 m³/día, por lo que la seguridad de abastecimiento del SEN podría verse comprometida de presentarse consumos promedios mayores a este número en períodos prolongados.

El retraso de la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, e ingreso de la central Ventanas II a ERE, reducen el consumo de diésel en las condiciones hidrológicas simuladas, sin embargo, dicha reducción no es suficiente para alcanzar el nivel de consumo máximo de 3.500 m³/día.