



“ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA Y PUERTO CISNES”

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Informe Final

Santiago, junio de 2022

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
2	TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	7
2.1	Identificación y Caracterización de las Instalaciones	7
2.1.1	Plano y topología del sistema	7
2.1.2	Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras	10
2.1.3	Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión	14
2.2	Valorización de las Instalaciones	15
2.2.1	Unidades Generadoras	15
2.2.2	Líneas de Transmisión	23
2.2.3	Valorización De Terrenos	23
3	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	25
3.1	Recursos Humanos	25
3.2	Gastos Fijos	27
4	COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	32
4.1	Sistema Aysén	32
4.2	Sistema General Carrera	35
4.3	Sistema Palena	38
4.4	Sistema Puerto Cisnes	41
5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	43
5.1	Análisis Histórico	43
5.2	Antecedentes Para La Proyección De Demanda	47
5.2.1	Proyección de demanda histórica	48
5.2.2	Encuestas a grandes clientes	54
5.2.3	Demanda adicional por conversión de clientes de consumo de leña	55
5.2.4	Proyección de demanda total para el SM Aysén	55
5.2.5	Proyección de demanda total para el SM General Carrera, SM Palena y SM Puerto Cisnes 57	
6	ANTECEDENTES	58
6.1	METODOLOGÍA GENERAL	58
6.2	PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMIZADO	61
6.2.1	INSTALACIONES EXISTENTES	61
6.2.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	61
6.2.3	RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN	62

6.2.4	ANÁLISIS HIDROLÓGICO: APORTE DE ENERGÍA Y POTENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	63
6.3	REVISIÓN COSTOS DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES.....	67
6.3.1	RECOMENDACIÓN DE COSTOS UNITARIOS DE LA CNE.....	67
6.3.2	COSTO DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN	68
6.3.3	COSTO DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES DE TRANSMISIÓN.....	68
6.4	COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	68
6.4.1	COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES (CVC).....	68
6.4.2	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC)	69
7	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO RESULTANTE.....	72
7.1	PROYECTOS CANDIDATOS.....	72
7.2	PLANES DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	73
7.2.1	GENERACIÓN.....	75
7.2.2	TRANSMISIÓN	76
7.3	RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	77
7.4	CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA	78
8	RESULTADOS OPERACIONALES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	94
8.1	COSTOS OPERACIONALES	94
8.2	PERDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA.....	96
8.3	FACTORES DE PARTICIPACIÓN.....	97
9	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO	98
9.1	VALOR ESPERADO DE LOS COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.....	98
9.1.1	COSTOS DE INVERSIÓN PLAN DE EXPANSIÓN.....	98
9.1.2	COMA DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	99
9.2	VALOR ESPERADO DE LOS COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.....	99
9.2.1	CID SISTEMA AYSÉN.....	99
9.2.2	CID SISTEMA GENERAL CARRERA.....	100
9.2.3	CID SISTEMA PALENA.....	100
9.2.4	CID SISTEMA PUERTO CISNES.....	100
10	DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	101
10.1	METODOLOGÍA GENERAL.....	101
10.2	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN	102
10.2.1	SM AYSÉN	102
10.2.2	SM GENERAL CARRERA	103
10.2.3	SM PALENA	104
10.2.4	SM PUERTO CISNES.....	106

10.3	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA	106
10.4	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ...	107
10.4.1	ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE	107
10.4.2	GASTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	107
10.5	VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	108
11	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	111
11.1	SM AYSÉN	112
11.2	SM GENERAL CARRERA	113
11.3	SM PALENA	113
11.4	SM PUERTO CISNES	114
12	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	115
13	COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN	119

1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos en adelante la Ley, el D.S. N°229 de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos y el Decreto Supremo N°23 de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos, establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 Megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, Sistemas Medianos.

La Ley en su artículo 177º establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en estos sistemas, las Bases para efectuar los estudios de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión, en adelante Las Bases.

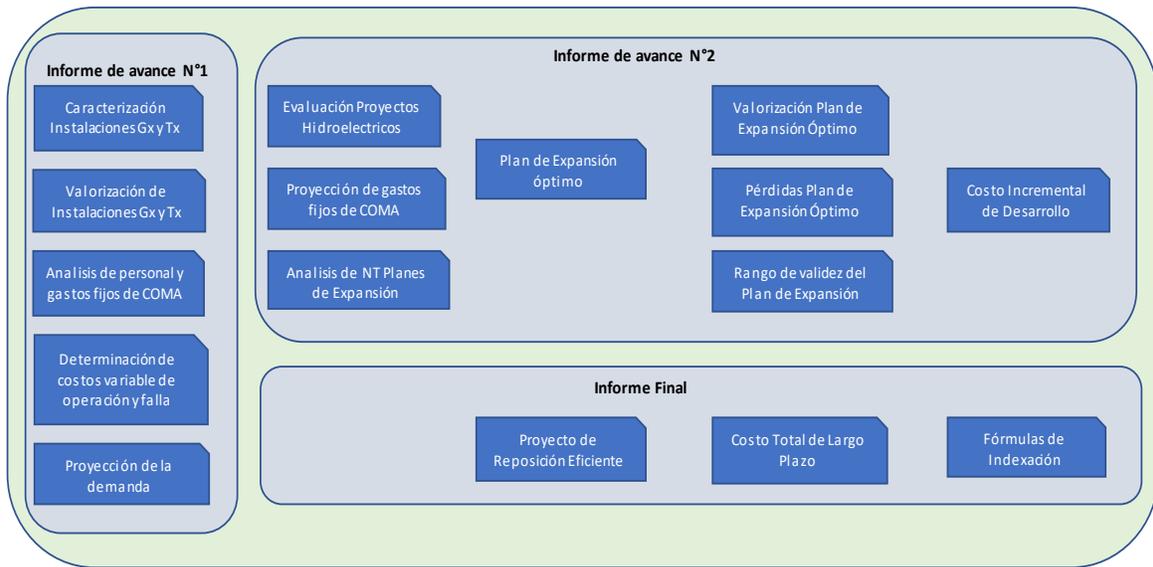
Las citadas Bases establecen que, en cada Sistema Mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión.

En cumplimiento a sus obligaciones legales, Edelaysen, en adelante la Empresa, ha contratado a GTD Ingenieros Consultores Ltda. para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes”.

En este contexto, el presente Informe corresponde al Informe Final de los estudios, cuyo objetivo principal es la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo y los Coeficientes de Indexación, todos tópicos exigidos en las “Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes”, aprobadas mediante Resolución Exenta N°120 de la CNE, de fecha 03 de marzo de 2022, en adelante e indistintamente las Bases.

Cabe señalar que, según lo establecido en las Bases, este Informe debe contener todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de dichas Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos, los cuales corresponden a tópicos ya desarrollados en los Informes de avance N°1 y N°2.

La siguiente figura representa las etapas realizadas del presente estudio:



2 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

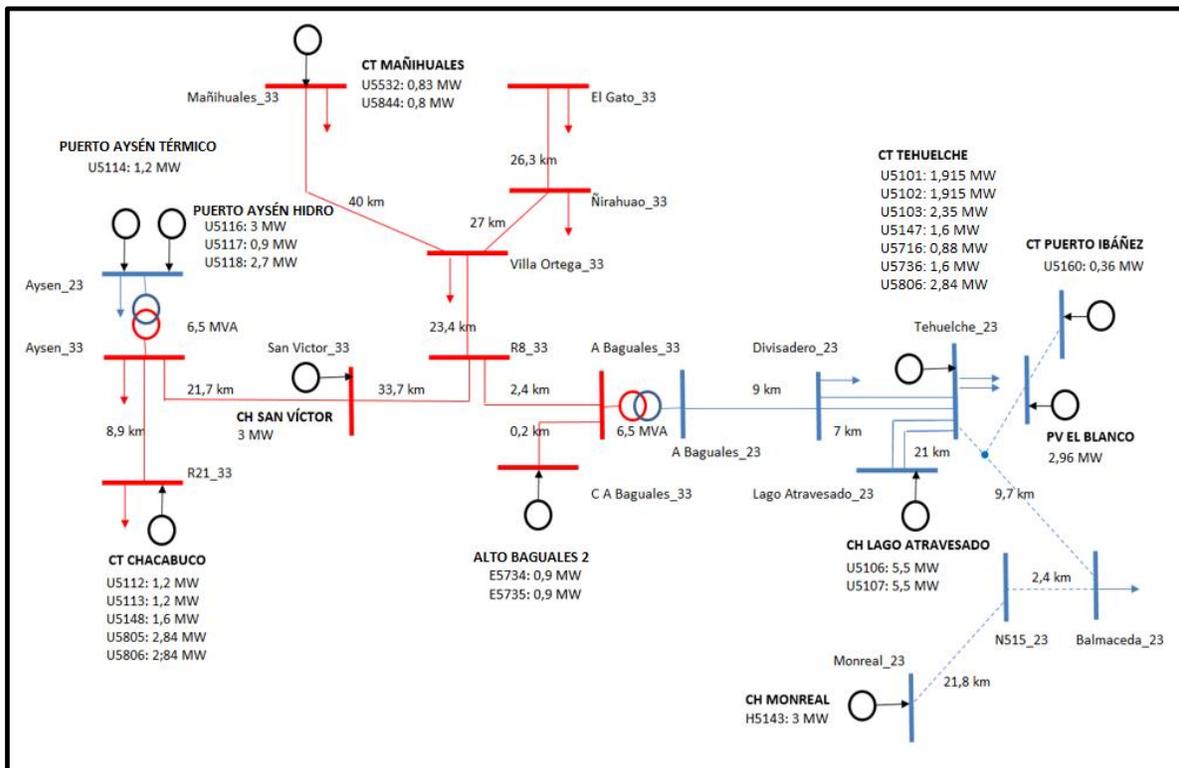
2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1.1 PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

A continuación, se presentan los unilineales simplificados de los sistemas medianos en estudio. Los unilineales y planos de los sistemas se encuentran en la carpeta “Unilineales SSMM Edelayesen” de los anexos.

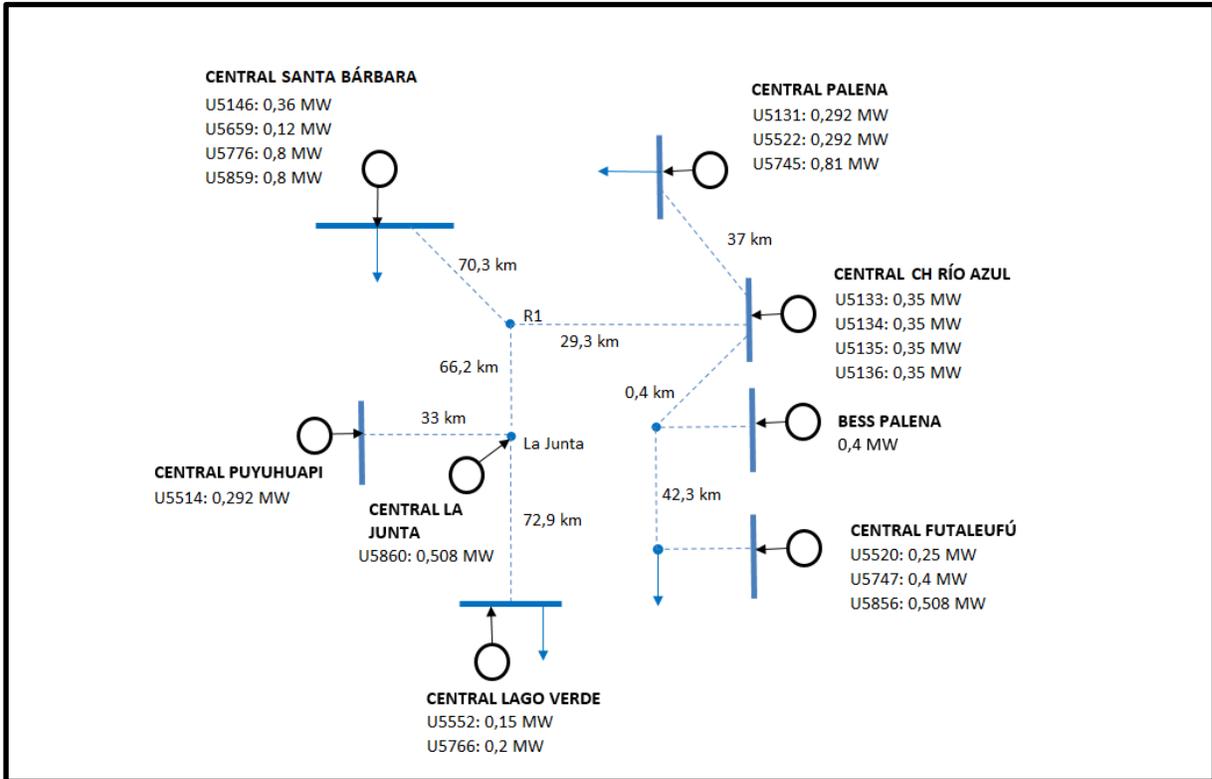
Sistema Aysén:

Figura 2-1: Unilineal SM Aysén



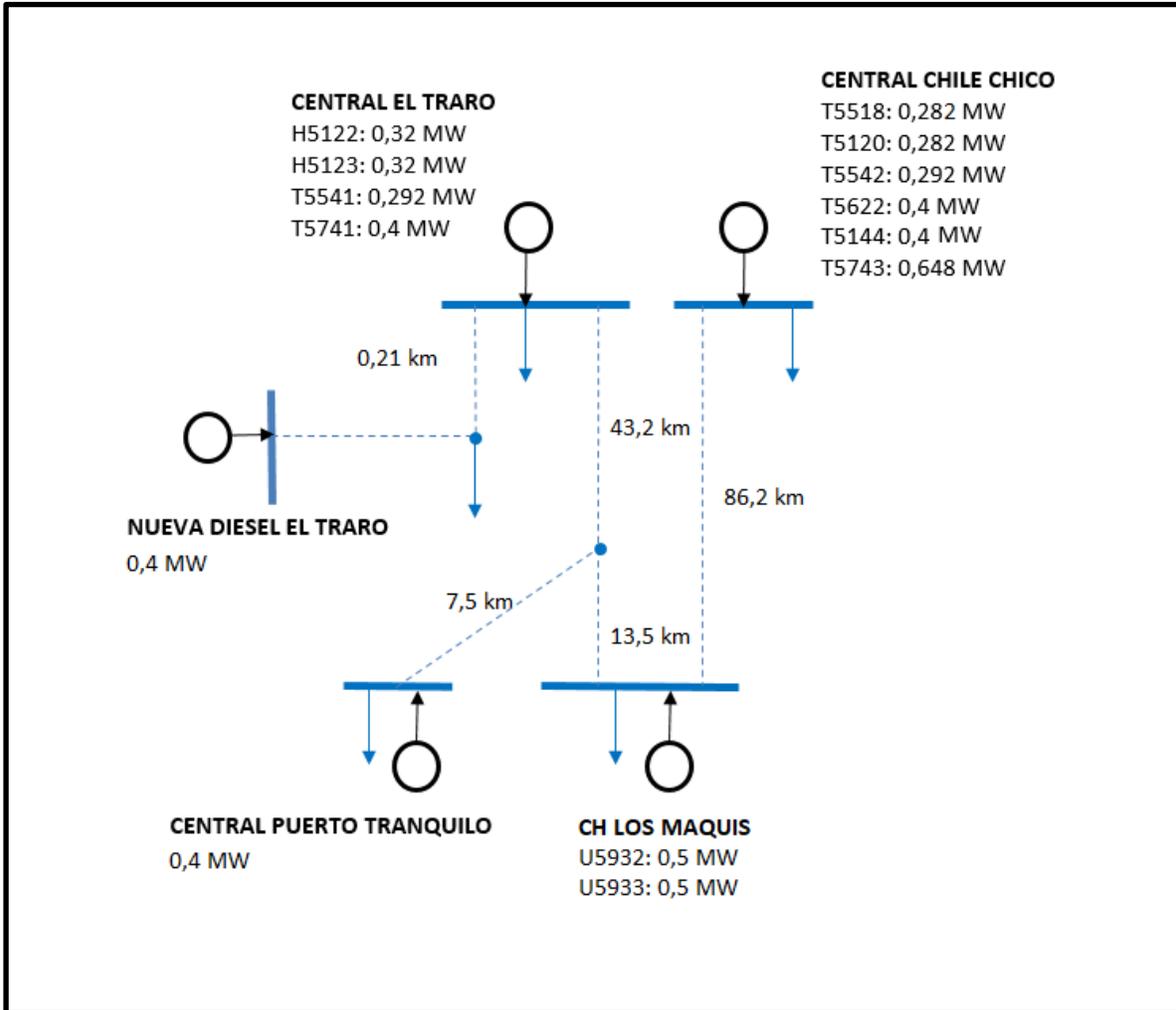
Sistema Palena:

Figura 2-2: Unilineal SM Palena



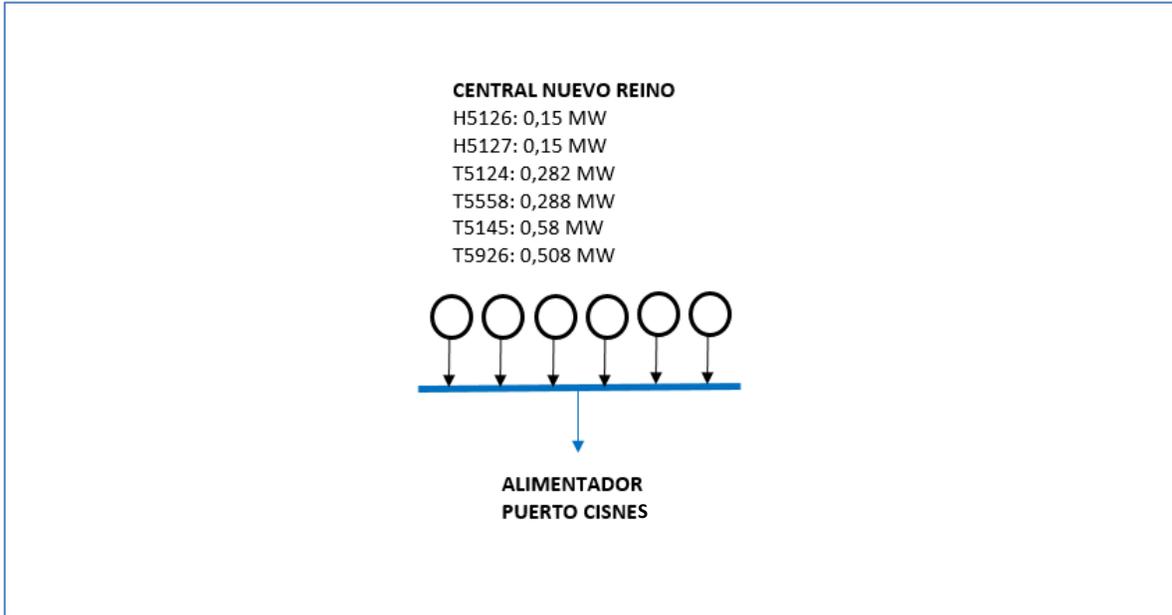
Sistema General Carrera:

Figura 2-3: Unilineal SM General Carrera



Sistema Puerto Cisnes¹:

Figura 2-4: Unilineal SM Puerto Cisnes



2.1.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Se han identificado las siguientes unidades generadoras, las cuales se describen detalladamente en el ANEXO N°3:

¹ La central T5558 de 288 kW salió de servicio el 21 de enero de 2022.

Sistema Aysén²:

TABLA 2-1: Descripción Centrales Generadoras Sistema Aysén

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)
Tehuelche	Unidad 5101	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	1,915
	Unidad 5102	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	1,915
	Unidad 5103	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	2,35
	Unidad 5147	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5716	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	0,88
	Unidad 5736	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5806	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°37'29,37" S 72°6'7,04" O	Térmica Diésel	2,84
Puerto Aysén Térmico	Unidad 5114	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°22'31,85" S 72°42'35,75" O	Térmica Diésel	1,2
Chacabuco	Unidad 5112	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°26'0,02" S 72°44'57,62" O	Térmica Diésel	1,2
	Unidad 5113	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°26'0,02" S 72°44'57,62" O	Térmica Diésel	1,2
	Unidad 5148	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°26'0,02" S 72°44'57,62" O	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5805	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°26'0,02" S 72°44'57,62" O	Térmica Diésel	2,84
	Unidad 5806	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°26'0,02" S 72°44'57,62" O	Térmica Diésel	2,84
Puerto Ibáñez	Unidad 5160	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	46°17'39" S 71°56'07" O	Térmica Diésel	0,36
Mañihuales	Unidad 5532	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°09'12" S 72°08'32" O	Térmica Diésel	0,83
	Unidad 5844	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°09'12" S 72°08'32" O	Térmica Diésel	0,8
Alto Baguales 2	Unidad 5734	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°31'28,87" S 72°6'9,6" O	Eólica	0,9
	Unidad 5735	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°31'28,87" S 72°6'9,6" O	Eólica	0,9
CH Monreal	Unidad 5143	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°52'11" S 72°03'41" O	Hidroeléctrica	3,0
CH Lago Atravesado	Unidad 5106	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°45'18,11 S 72°17'22,36" O	Hidroeléctrica	5,5
	Unidad 5107	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°45'18,11 S 72°17'22,36" O	Hidroeléctrica	5,5
Puerto Aysén Hidro	Unidad 5116	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°22'31,85" S 72°42'35,75" O	Hidroeléctrica	3,0
	Unidad 5117	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°22'31,85" S 72°42'35,75" O	Hidroeléctrica	0,9
	Unidad 5118	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	45°22'31,85" S 72°42'35,75" O	Hidroeléctrica	2,7
CH San Víctor	San Víctor	Empresa Eléctrica San Víctor SpA		Hidroeléctrica	3,0
PFV El Blanco	El Blanco	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Latitud 45°47'5,534"S Longitud 71°56'14,176"O	Solar FV	2,96

² Con fecha 06.04.2022, la empresa, a través de su carta 1514838, informó a la comisión del retiro de tres unidades generadoras marca VESTAS de 660 kW cada una, en la central Alto Baguales del Sistema Mediano de Aysén, a contar de noviembre 2021.

Sistema Palena:

TABLA 2-2: Descripción Centrales Generadoras Sistema Palena

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)
Río Azul	Unidad 5133	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	42°29'20,27"S /72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,350
	Unidad 5134	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	42°29'20,27"S /72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,350
	Unidad 5135	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	42°29'20,27"S /72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,350
	Unidad 5136	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	42°29'20,27"S /72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,350
Futaleufú	Unidad 5856	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	43°10'58,84" S/71°51'58,68" O	Térmica Diésel	0,508
	Unidad 5520	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	43°10'58,84" S/71°51'58,68" O	Térmica Diésel	0,250
	Unidad 5747	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	43°10'58,84" S/71°51'58,68" O	Térmica Diésel	0,4
Palena	Unidad 5522	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 43°36'39,238"S Longitud 71°49'19,346"O	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5131	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 43°36'39,238"S Longitud 71°49'19,346"O	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5745	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 43°36'39,238"S Longitud 71°49'19,346"O	Térmica Diésel	0,81
Puyuhuapi	Unidad 5514	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°19'10,0" S Longitud 72°33'33,09" O	Térmica Diésel	0,292
Lago Verde	Unidad 5552	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°14'37,194"S Longitud 71°51'2,268"O	Térmica Diésel	0,150
	Unidad 5766	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°14'37,194"S Longitud 71°51'2,268"O	Térmica Diésel	0,200
La Junta	Unidad 5860	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 43°58'12"S Longitud 72° 23'06" O	Térmica Diésel	0,508
Santa Barbara (Chaitén)	Unidad 5146	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 42°50'58,444"S Longitud 72°47'58,488"O	Térmica Diésel	0,360
	Unidad 5659	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 42°50'58,444"S Longitud 72°47'58,488"O	Térmica Diésel	0,120
	Unidad 5776	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 42°50'58,444"S Longitud 72°47'58,488"O	Térmica Diésel	0,800
	Unidad 5859	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 42°50'58,444"S Longitud 72°47'58,488"O	Térmica Diésel	0,800

En el sistema Palena se encuentra declarada en construcción un Sistema de Baterías para la Central Río Azul, Fase 1 y Fase 2, con potencia neta total 400 kW. De acuerdo a lo indicado por la empresa, la fecha estimada de entrada en operación es de octubre 2022.

Sistema General Carrera:

TABLA 2-3: Descripción Centrales Generadoras Sistema General Carrera

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)
Tranquilo	Unidad 5746	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 46°37'32,526"S Longitud 72°40'19,567"O	Térmica Diésel	0,4
Chile Chico	Unidad 5518	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5120	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5542	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5622	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5144	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5743	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	46°32'51'' de latitud sur y a 71°41' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,648
El Traro	Unidad 5122	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	47° y 47° 45' de latitud sur y los 71° 50' y 73° 45' de longitud oeste	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 5123	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	47° y 47° 45' de latitud sur y los 71° 50' y 73° 45' de longitud oeste	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 5741	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	47° y 47° 45' de latitud sur y los 71° 50' y 73° 45' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5541	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	47° y 47° 45' de latitud sur y los 71° 50' y 73° 45' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,292
Los Maquis	Unidad 5932	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 46°49'19,492"S Longitud 72°39'48,059"O	Hidroeléctrica	0,5
	Unidad 5933	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 46°49'19,492"S Longitud 72°39'48,059"O	Hidroeléctrica	0,5
Nueva Diesel El Traro	Nueva Diesel El Traro	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	47° y 47° 45' de latitud sur y los 71° 50' y 73° 45' de longitud oeste	Térmica Diésel	0,4

Sistema Puerto Cisnes:

TABLA 2-4: Descripción Centrales Generadoras Sistema Puerto Cisnes

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)
Nuevo Reino	Unidad 5126	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Hidroeléctrica	0,15
	Unidad 5127	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Hidroeléctrica	0,15
	Unidad 5124	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5558	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Térmica Diésel	0,288
	Unidad 5145	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Térmica Diésel	0,58
	Unidad 5926	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Latitud 44°43'21,2"S Longitud 72°40'44,864"O	Térmica Diésel	0,58

2.1.3 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Se constata que solamente existen líneas de transmisión en el Sistema Mediano de Aysén. La empresa entregó la información de las mencionadas líneas, las cuales se caracterizan detalladamente en el Anexo N°3-Aysén. En la Tabla 2-5 siguiente se presenta un resumen de dichas líneas:

TABLA 2-5: Longitud Líneas De Transmisión SM Aysén

Tramo	Tensión [kV]	Longitud [Km]
Alto Baguales - Villa Ortega	33	45,6
Alto Baguales - Divisadero	23	9,0
Chacabuco - E2	33	6,7
E1 - E2	33	6,0
E2 - Puerto Aysén	33	13,4
Farellones - E1	33	6,4
Puerto Aysén - Alto Baguales	33	85,1
S/E Baguales - Alto Baguales	33	2,5
S/E Baguales – Coyhaique	23	8,0
Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	21,6
Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	21,6
Villa Ortega – Mañiguales	33	53,1
Villa Ortega – Ñireguao	33	32,1
Ñireguao - El Gato	33	41,8
Total general		352,9

El respaldo de los valores presentados en la tabla 2-5 se encuentra en el archivo “LLTT SSMM nuevos valores 2022”, el cual se incluye en los anexos.

2.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.2.1 UNIDADES GENERADORAS

La empresa entregó información de su inventario físico y precios respaldados con cotizaciones de algunos elementos. El inventario entregado se encuentra en la carpeta “Instalaciones de GX-Tx_Info empresa” incluida en los anexos del presente informe.

El consultor analizó las instalaciones de los sistemas en estudio, revisando el inventario entregado por la empresa, para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones y precios de la empresa.

Para valorizar las unidades térmicas se procedió de acuerdo con lo siguiente:

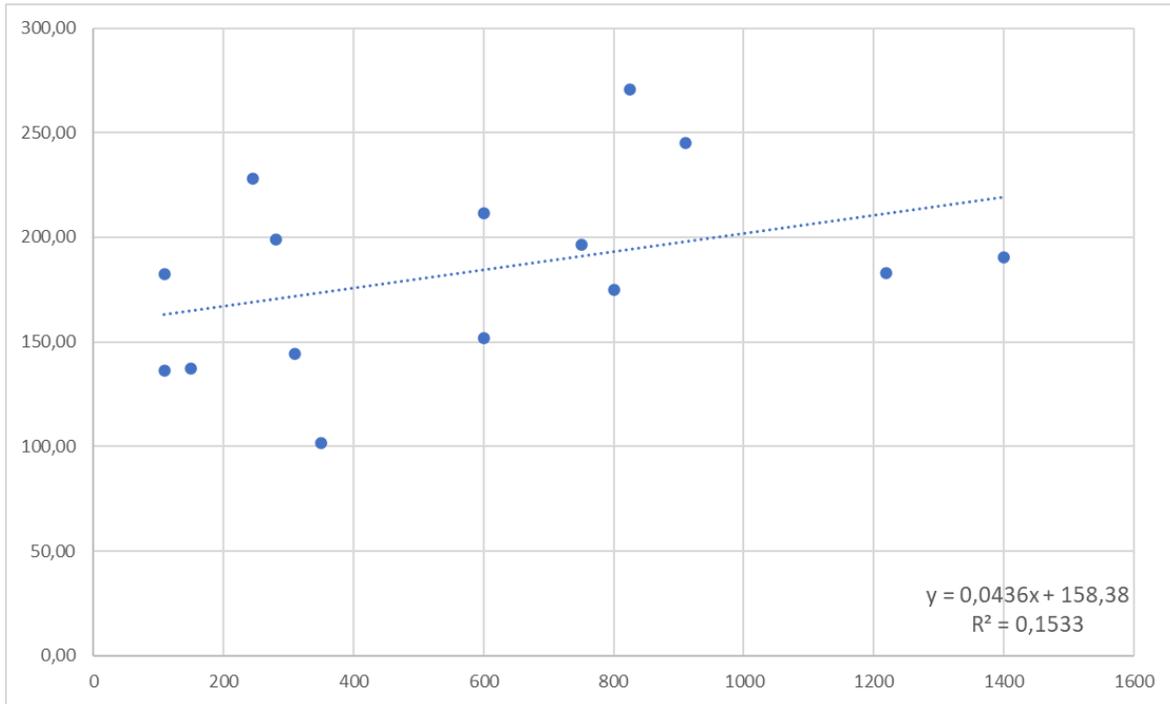
- Se consideraron valores presentados en el estudio de valorización anterior, y se procedió a actualizar dichos valores (a diciembre de 2021), de acuerdo a la variación del CPI según lo indicado en el sitio web del U.S Bureau of Labor Statistics (https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm).
- Se cotizó con empresas del rubro, obteniéndose, a la fecha, cotizaciones para equipos de entre 100 y 600 kW.
- Se consideró, además, facturas entregadas por la empresa.

Con todo lo anterior se procedió a generar la tabla 2-6 siguiente con el detalle de la información recopilada, y el gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en las abscisas y el precio unitario (US\$/kW) en ordenadas, el cual se muestra en la figura 2-5 siguiente.

TABLA 2-6: Cotizaciones De Unidades Térmicas En US\$

ITEM	FABRICANTE	MODELO	POTENCIA	PRECIO [USD]	P.U. [USD/kW]	OBSERVACIONES
1	Gensys	GS110-C	109	14.850,00	136,24	Cotización Imelsa
2	Cummins	EPD 150C	110	20.081,63	182,56	Cotización Electropower
3	Gensys	GS150-C	150	20.625,00	137,50	Cotización Imelsa
4	Cummins	C400D5	245	55.921,65	228,25	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
5	Cummins	C550D5	281	55.921,65	199,01	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
6	Cummins	EPD 388C	310	44.697,02	144,18	Cotización Electropower
7	Gensys	GS350-C	350	35.640,00	101,83	Cotización Imelsa
8	Gensys	GS610-C	600	90.970,00	151,62	Cotización Imelsa
9	Perkins	EDP 825P	600	126.800,00	211,33	Cotización Electropower
10	MTU Detroit	MTU12V2000 DS825	750	147.360,22	196,48	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
11	Caterpillar	C32-1000KVA	800	139.961,77	174,95	Factura SAGESA 2841404 abr-21
12	Cummins	C1400D5	824	223.017,54	270,65	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
13	MTU Detroit	MTU 16V2000 DS1000	910	223.017,54	245,07	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
14	Cummins	C2000D5	1219	223.017,54	182,95	Precio FOB 2016 actualizado por CPI
15	Perkins	EDP 1875P	1400	266.706,00	190,50	Cotización Electropower

FIGURA 2-5: Gráfico Regresión Costo Unitario Unidades Térmicas



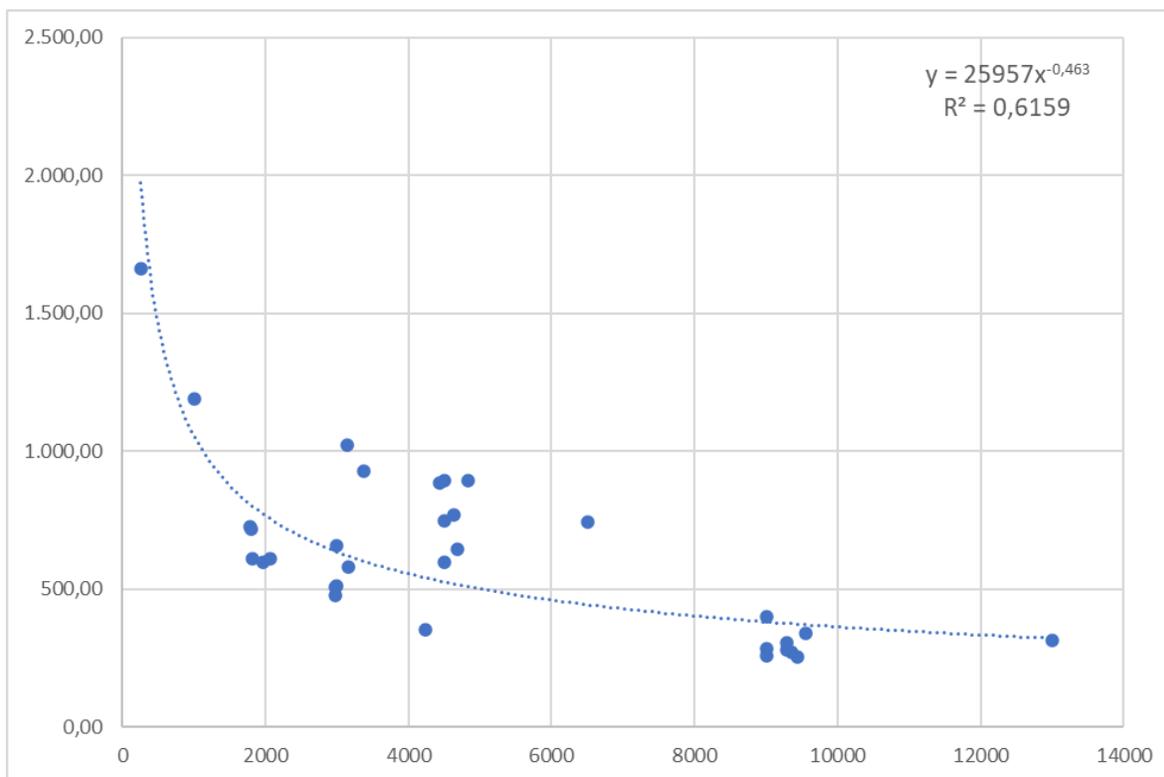
Los respaldos de los cálculos con que se obtuvo la tabla y gráfico anteriores se muestran en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras” incluidos en los anexos al presente informe.

Respecto de la valorización de los equipos hidráulicos, se consideró la información entregada por la empresa, esto es, el Informe “Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de Centrales de Sistemas Eléctricos Medianos de Propiedad de EDELAYSEN”, en adelante e indistintamente “Informe de WSP”, el cual se entrega en Anexos. De dicho informe se extrajeron los valores de turbinas hidráulicas, los cuales luego de actualizarlos de acuerdo al CPI (U.S Bureau of Labor Statistics https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm), se utilizaron para la generación de la tabla 2-7 siguiente y el gráfico que se presenta en la figura 2-6 siguiente.

TABLA 2-7: Cotizaciones De Unidades Hidráulicas En US\$

ITEM	Capacidad (kW)	Proveedor	Costo Ajustado Dic-20 [US\$]	Costo Unitario [US\$/kW]
1	260	Hydro Power Plant	432.121,04	1.662,00
2	3.156	Mantex	1.830.922,05	580,14
3	4.437	Mantex	3.929.294,76	885,57
4	4.229	TecnoRecursos	1.497.820,65	354,18
5	3.000	Romatech	1.973.734,84	657,91
6	2.983	Mantex	1.429.426,27	479,19
7	2.988	Gugler	1.531.319,50	512,49
8	1.960	Mantex	1.173.010,06	598,47
9	2.983	Mantex	1.517.426,15	508,69
10	1.000	HNAC	1.188.153,19	1.188,15
11	1.783	Dentelli	1.294.207,08	725,86
12	2.070	Reflex	1.268.210,30	612,66
13	1.800	Reflex	1.294.367,54	719,09
14	1.816	Cink	1.110.734,63	611,64
15	3.378	Mantex	3.127.931,53	925,97
16	9.000	Errázuriz & Asociados	2.558.663,52	284,30
17	4.500	Errázuriz & Asociados	3.370.653,27	749,03
18	3.147	CINK	3.216.290,75	1.022,02
19	9.292	Mantex	2.860.216,45	307,81
20	9.000	HMEC	3.603.306,71	400,37
21	4.500	HMEC	4.021.468,86	893,66
22	13.000	HMEC	4.110.368,22	316,18
23	6.500	HMEC	4.831.678,86	743,34
24	4.680	Gugler	3.021.616,61	645,64
25	9.361	Gugler	2.526.598,64	269,91
26	9.000	HNAC	2.312.610,54	256,96
27	4.500	HNAC	2.691.680,34	598,15
28	9.550	Scotta	3.240.377,83	339,31
29	4.825	Scotta	4.321.013,78	895,55
30	4.626	Mantex	3.556.780,09	768,87
31	9.435	Gugler	2.410.948,79	255,53
32	9.292	Mantex	2.617.854,05	281,73

FIGURA 2-6: Gráfico Regresión Costo Unitario Unidades Hidráulicas



Los respaldos de los cálculos con que se obtuvo la tabla y gráfico anteriores se muestran en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras” incluidos en los anexos al presente informe.

El costo de las unidades de generación se obtuvo según la siguiente forma de proceder:

- Se consideró como base de cálculo los precios del proceso de valorización anterior, los cuales fueron actualizados a diciembre de 2021 utilizando el crecimiento del CPI según lo indicado en el sitio web del US Bureau of Labor Statistics (https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm).
- Posteriormente se actualizó el inventario de equipos e instalaciones, de acuerdo a lo indicado en los unilineales actualizados entregados por la empresa y que se encuentran en la carpeta “Unilineales SSMM Edelayen” de los Anexos.
- Se utilizó el Informe de WSP, desde donde se extrajo los valores asociados a las centrales hidráulicas.

Luego de desarrollar los puntos anteriores, se obtuvieron las tablas 2-8, 2-9, 2-10 y 2-11 siguiente con los valores de las centrales generadoras:

TABLA 2-8: Costo De Inversión De Centrales En SM Aysén

Unidad	Tipo	Equipos (MUS\$)	Flete (MUS\$)	Bodega (MUS\$)	Montaje Mecánico (MUS\$)	Montaje Eléctrico (MUS\$)	OCC (MUS\$)	Ingeniería (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Gastos Generales (MUS\$)	Intereses (MUS\$)	Bienes Intangibles (MUS\$)	Costo de Explotación (MUS\$)	Total (MUS\$)
CT_Tehuelche_U5716	Diésel	221,93	35,77	41,45	42,05	6,60	130,54	48,07	13,74	27,01	23,30	11,45	5,78	607,70
CT_Tehuelche_U5147	Diésel	403,51	65,04	75,37	76,45	12,00	237,35	87,41	24,98	49,11	42,36	20,82	10,52	1104,91
CT_Tehuelche_U5736	Diésel	403,51	65,04	75,37	76,45	12,00	237,35	87,41	24,98	49,11	42,36	20,82	10,52	1104,91
CT_Tehuelche_U5101	Diésel	482,95	77,85	90,20	91,51	14,36	284,08	104,62	29,89	58,78	50,70	24,91	12,59	1322,44
CT_Tehuelche_U5102	Diésel	482,95	77,85	90,20	91,51	14,36	284,08	104,62	29,89	58,78	50,70	24,91	12,59	1322,44
CT_Tehuelche_U5103	Diésel	592,65	95,53	110,69	112,29	17,62	348,61	128,38	36,68	72,13	62,22	30,57	15,45	1622,84
CT_Tehuelche_U5806	Diésel	716,23	115,45	133,77	135,71	21,29	421,30	155,15	44,33	87,17	75,19	36,95	18,67	1961,22
CT_AysenTermico_U5114	Diésel	151,64	79,80	88,33	58,53	38,01	599,44	102,08	26,46	55,36	47,75	23,46	11,72	1282,59
CT_Chacabuco_U5112	Diésel	321,69	47,07	57,75	42,70	12,46	169,37	65,43	16,28	35,49	30,61	15,04	7,62	821,51
CT_Chacabuco_U5113	Diésel	321,69	47,07	57,75	42,70	12,46	169,37	65,43	16,28	35,49	30,61	15,04	7,62	821,51
CT_Chacabuco_U5148	Diésel	428,92	62,76	77,00	56,94	16,61	225,82	87,24	21,71	47,31	40,81	20,05	10,17	1095,35
CT_Chacabuco_U5805	Diésel	761,34	111,40	136,67	101,07	29,48	400,84	154,85	38,54	83,98	72,44	35,60	18,04	1944,25
CT_Chacabuco_U5806	Diésel	761,34	111,40	136,67	101,07	29,48	400,84	154,85	38,54	83,98	72,44	35,60	18,04	1944,25
CT_PuertoIbanez_U5160	Diésel	98,72	12,02	18,26	11,10	8,34	56,59	20,61	0,00	11,17	9,64	4,74	2,39	253,57
EO_AltoBaguales2_U5734	Eólica	1746,36	74,56	16,27	84,41	47,61	932,73	302,37	495,00	125,93	130,34	65,21	34,89	4055,67
EO_AltoBaguales2_U5735	Eólica	1746,36	74,56	16,27	84,41	47,61	932,73	302,37	495,00	125,93	130,34	65,21	34,89	4055,67
CH_LagoAtravesado_U5106	Hidro	929,50	39,58	25,97	989,65	39,69	3802,54	1168,13	376,00	258,58	283,82	114,93	72,51	8100,90
CH_LagoAtravesado_U5107	Hidro	929,50	39,58	25,97	989,65	39,69	3802,54	1168,13	376,00	258,58	283,82	114,93	72,51	8100,90
CH_PuertoAysen_U5117	Hidro	213,44	9,20	6,12	337,70	8,90	1285,37	676,53	2620,70	105,29	104,71	42,22	28,68	5438,84
CH_PuertoAysen_U5118	Hidro	640,31	27,60	18,35	1013,10	26,69	3856,11	2029,58	7862,11	315,86	314,12	126,65	86,05	16316,53
CH_PuertoAysen_U5116	Hidro	711,45	30,66	20,39	1125,67	29,65	4284,56	2255,09	8735,68	350,96	349,02	140,72	95,61	18129,48
CT_Manihuales_U5844	Diésel	219,11	26,08	37,69	30,87	8,59	101,36	42,58	18,31	23,14	19,96	9,81	5,13	542,61
CT_Manihuales_U5532	Diésel	225,95	26,89	38,86	31,83	8,86	104,52	43,91	18,88	23,86	20,58	10,11	5,29	559,57
CH_Monreal	Hidro	1056,00	28,11	18,54	1373,27	27,35	4981,84	2842,15	904,40	408,94	426,64	171,65	117,45	12356,35
PFV El Blanco	Foto Voltaico	1815,80	18,11	106,50	285,01	12,64	715,18	296,80	0,00	160,95	138,83	68,22	31,98	3650,03
San Victor	Hidro	3160,86	66,06	66,06	790,22	0,00	6631,76	685,48	329,41	489,63	489,63	195,85	106,63	13011,60

TABLA 2-9: Costo De Inversión De Centrales En SM General Carrera

Unidad	Tipo	Equipos (MUS\$)	Flete (MUS\$)	Bodega (MUS\$)	Montaje Mecánico (MUS\$)	Montaje Eléctrico (MUS\$)	OOCC (MUS\$)	Ingeniería (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Gastos Generales (MUS\$)	Intereses (MUS\$)	Bienes Intangibles (MUS\$)	Costo de Explotación (MUS\$)	Total (MUS\$)
CT_ChileChico_U5120	Diésel	79,33	11,23	14,48	12,57	3,98	43,82	16,62	4,71	9,01	7,78	3,82	1,93	209,27
CT_ChileChico_U5518	Diésel	79,33	11,23	14,48	12,57	3,98	43,82	16,62	4,71	9,01	7,78	3,82	1,93	209,27
CT_ChileChico_U5542	Diésel	82,14	11,63	15,00	13,01	4,12	45,37	17,21	4,87	9,33	8,05	3,96	1,99	216,70
CT_ChileChico_U5144	Diésel	112,52	15,93	20,54	17,83	5,65	62,15	23,58	6,68	12,79	11,03	5,42	2,73	296,84
CT_ChileChico_U5622	Diésel	112,52	15,93	20,54	17,83	5,65	62,15	23,58	6,68	12,79	11,03	5,42	2,73	296,84
CT_ChileChico_U5743	Diésel	182,28	25,81	33,28	28,88	9,15	100,68	38,20	10,82	20,71	17,87	8,78	4,42	480,89
CT_ElTraro_U5541	Diésel	80,08	7,39	12,48	10,52	1,57	26,05	13,88	1,55	7,53	6,49	3,19	1,62	172,35
CT_ElTraro_U5741	Diésel	109,70	10,13	17,10	14,41	2,15	35,69	19,01	2,12	10,31	8,89	4,37	2,22	236,09
CH_ElTraro_U5122	Hidro	69,76	8,24	5,46	255,96	7,71	1095,51	283,41	54,00	69,90	69,39	28,05	17,91	1965,29
CH_ElTraro_U5123	Hidro	69,76	8,24	5,46	255,96	7,71	1095,51	283,41	54,00	69,90	69,39	28,05	17,91	1965,29
CT_NuevaDieselElTraro	Diésel	109,70	10,13	17,10	14,41	2,15	35,69	19,01	2,12	10,31	8,89	4,37	2,22	236,09
Puerto Tranquilo	Diésel	109,66	42,38	29,50	14,81	13,41	141,22	35,27	0,00	19,13	16,50	8,11	4,18	434,18
CH_LosMaquis_U5932	Hidro	456,40	4,09	2,71	420,33	1,13	1431,23	411,19	257,85	99,86	109,37	43,90	27,89	3265,94
CH_LosMaquis_U5933	Hidro	456,40	4,09	2,71	420,33	1,13	1431,23	411,19	257,85	99,86	109,37	43,90	27,89	3265,94

TABLA 2-10: Costo De Inversión De Centrales En SM Palena

Unidad	Tipo	Equipos (MUS\$)	Flete (MUS\$)	Bodega (MUS\$)	Montaje Mecánico (MUS\$)	Montaje Eléctrico (MUS\$)	OCC (MUS\$)	Ingeniería (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Gastos Generales (MUS\$)	Intereses (MUS\$)	Bienes Intangibles (MUS\$)	Costo de Explotación (MUS\$)	Total (MU\$)
CH_RioAzul_U5133	Hidro	70,70	11,15	7,43	200,86	6,89	829,49	238,39	197,75	52,70	55,07	22,44	14,27	1707,13
CH_RioAzul_U5134	Hidro	70,70	11,15	7,43	200,86	6,89	829,49	238,39	197,75	52,70	55,07	22,44	14,27	1707,13
CH_RioAzul_U5135	Hidro	70,70	11,15	7,43	200,86	6,89	829,49	238,39	197,75	52,70	55,07	22,44	14,27	1707,13
CH_RioAzul_U5136	Hidro	70,70	11,15	7,43	200,86	6,89	829,49	238,39	197,75	52,70	55,07	22,44	14,27	1707,13
CT_Futaleufu_U5520	Diésel	68,90	9,15	11,84	9,35	1,59	31,80	13,33	12,74	7,23	6,24	3,07	1,55	176,79
CT_Futaleufu_U5747	Diésel	110,24	14,64	18,95	14,96	2,55	50,88	21,33	20,38	11,57	9,98	4,90	2,48	282,87
CT_Futaleufu_U5856	Diésel	140,00	18,59	24,06	19,00	3,24	64,62	27,09	25,89	14,70	12,68	6,23	3,15	359,25
CT_Palena_U5131	Diésel	70,75	10,14	13,57	11,64	1,94	44,64	15,34	7,04	8,50	7,33	3,60	1,81	196,30
CT_Palena_U5522	Diésel	70,75	10,14	13,57	11,64	1,94	44,64	15,34	7,04	8,50	7,33	3,60	1,81	196,30
CT_Palena_U5745	Diésel	196,25	28,14	37,64	32,28	5,38	123,82	42,56	19,54	23,58	20,34	9,99	5,01	544,53
CT_Puyuhuapi_U5514	Diésel	80,11	31,83	27,40	21,67	8,21	152,90	32,37	55,47	17,56	15,14	7,44	3,66	453,77
CT_LagoVerde_U5552	Diésel	41,26	12,74	9,58	8,73	1,69	40,19	11,47	2,34	6,22	5,37	2,64	1,43	143,65
CT_LagoVerde_U5766	Diésel	55,01	16,99	12,77	11,64	2,25	53,58	15,30	3,12	8,30	7,16	3,52	1,91	191,54
CT_LaJunta_U5860	Diésel	80,11	31,83	27,40	21,67	8,21	152,90	32,37	57,94	17,56	15,14	7,44	3,66	456,23
CT_SantaBarbara_U5659	Diésel	34,44	3,36	5,24	3,67	1,13	10,11	5,82	0,41	3,16	2,72	1,34	0,69	72,08
CT_SantaBarbara_U5146	Diésel	103,33	10,07	15,72	11,00	3,38	30,33	17,47	1,22	9,47	8,17	4,02	2,07	216,25
CT_SantaBarbara_U5776	Diésel	229,62	22,37	34,93	24,44	7,52	67,40	38,82	2,71	21,05	18,16	8,92	4,60	480,55
CT_SantaBarbara_U5859	Diésel	229,62	22,37	34,93	24,44	7,52	67,40	38,82	2,71	21,05	18,16	8,92	4,60	480,55
SA_Palena	BESS	724,06	24,15	142,00	140,90	9,77	280,46	132,80	0,00	72,01	62,11	30,52	14,31	1633,10

TABLA 2-11: Costo De Inversión De Centrales En SM Puerto Cisnes

Unidad	Tipo	Equipos (MUS\$)	Flete (MUS\$)	Bodega (MUS\$)	Montaje Mecánico (MUS\$)	Montaje Eléctrico (MUS\$)	OCC (MUS\$)	Ingeniería (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Gastos Generales (MUS\$)	Intereses (MUS\$)	Bienes Intangibles (MUS\$)	Costo de Explotación (MUS\$)	Total (MU\$)
CH_NuevoReino_U5126	Hidro	41,46	0,46	0,31	206,26	0,00	867,44	239,16	157,50	50,43	54,55	21,84	14,17	1653,58
CH_NuevoReino_U5127	Hidro	41,46	0,46	0,31	206,26	0,00	867,44	239,16	157,50	50,43	54,55	21,84	14,17	1653,58
CT_NuevoReino_U5124	Hidro	64,34	8,90	10,65	7,13	2,25	26,23	12,01	0,00	6,51	5,62	2,76	1,41	147,82
CT_NuevoReino_U5145	Diésel	132,32	18,30	21,91	14,67	4,64	53,95	24,70	0,00	13,40	11,55	5,68	2,90	304,02
CT_NuevoReino_U5926	Diésel	132,32	18,30	21,91	14,67	4,64	53,95	24,70	0,00	13,40	11,55	5,68	2,90	304,02

2.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para la valorización de líneas de transmisión se ha utilizado información de precios utilizados por el consultor del estudio del último proceso tarifario actualizados por CPI, en anexo se entrega planilla Excel con los antecedentes. Los recargos utilizados fueron obtenidos de antecedentes de otros procesos tarifarios, sobre la base de cotizaciones de fletes, bodegajes, entre otros y de la experiencia del Consultor.

Respecto de las servidumbres sólo se dispone de información de valor efectivamente pagado para el caso de la línea que une la central Lago Atravesado con el sistema, ya que para las restantes líneas no se dispone de esta información se utilizó como precio de mercado el valor definido en la revisión de precios de terreno.

Con lo anterior, los resultados de la valorización de líneas son los siguientes:

TABLA 2-12: Costo De Inversión Líneas De Transmisión SM Aysén

Línea	Tramo	Tensión [kV]	Total (US\$)	Longitud (km)
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	3.286.151	45,6
Chacabuco - Puerto Aysén	Chacabuco - E2	33	613.236	6,7
	E1 - E2	33	462.396	6,0
	E2 - Puerto Aysén	33	1.070.159	13,4
	Farellones - E1	33	504.680	6,4
Coyhaique - Puerto Aysén	Puerto Aysén - Alto Baguales	33	6.656.376	85,1
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	202.773	2,5
	S/E Baguales – Coyhaique	23	633.420	8,0
Lago Atravesado - Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	1.072.678	21,6
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	1.072.151	21,6
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	3.986.270	53,1
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	2.487.098	32,1
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	2.568.801	41,8
Total general			24.616.189	343,9

En el archivo “LLTT SSMM nuevos valores 2022”, el cual se incluye en los anexos, se encuentra la información de detalle de esta valorización.

2.2.3 VALORIZACIÓN DE TERRENOS

La revisión de los terrenos se ha realizado conforme a los siguientes pasos:

1. Se revisó la información entregada por la Empresa relacionada con propiedades, tanto de compraventa como servidumbres.

2. Se hizo un levantamiento de la información contenida en los archivos tanto de la inscripción en el CBR y/o contrato de compraventa.
3. Se identificaron las centrales entregadas por la Empresa con la información levantada de los documentos de terrenos.
4. Se analizó la información obtenida de los documentos, con el objeto de identificar diferencias entre la planilla de cálculo entregada por la Empresa y los documentos en pdf.
5. Se completó información de las centrales con la informada por SII.
6. Se prepararon observaciones para ser enviadas a la Empresa.
7. Se Ubicaron las centrales en un documento de Google Earth, utilizando información de los documentos de inscripción y compraventa, información de SII e información encontrada en internet. A partir de esta información se construyó un archivo KMZ.

El análisis completo se entrega en la carpeta “Terrenos SSMM Edelayesen” en los anexos al documento, no obstante, en la Tabla 2-13 se muestra un listado de los terrenos levantados.

Tabla 2-13: Terrenos presentados por Edelayesen

Operador	SSMM	Central	Tipo	Valor pagado por compraventa	Año de pago	Compraventa o Inscripción
Edelayesen	Aysén	AYSEN	Hidro	Aporte	1988	Fs 11 n°13 año 1988
Edelayesen	Aysén	LAGO ATRAVESADO	Hidro	\$4.830.000	14-06-1999	si
Edelayesen	Aysén	MONREAL	Hidro	\$23.100.000	11-08-2011	si
Edelayesen	Aysén	TEHUELCHÉ	Diésel	\$7.500.000	10-04-1992	si
Edelayesen	Aysén	CHACABUCO	Diésel	\$48.000.000	05-03-2008	si
Edelayesen	Aysén	AYSEN TÉRMICO	Diésel	Aporte	1982	Fs 163 n° 277 año 1982
Edelayesen	Aysén	Puerto Ibáñez	Diésel	\$15.000.000	26-06-2014	si
Edelayesen	Aysén	MAÑIHUALES	Diésel	\$15.000.000	26-12-2010	si
Edelayesen	Aysén	ALTO BAGUALES	Eólica	\$197.440.000	23-01-2001	si compraventa
Edelayesen	Aysén	ALTO BAGUALES 2	Eólica			Es el mismo terreno
Edelayesen	Palena	RÍO AZUL	Hidro	Aporte	1989	si
Edelayesen	Palena	PALENA	Diésel		09-02-2011	si
Edelayesen	Palena	FUTALEUFU	Diésel	\$45.000.000	21-07-2015	si
Edelayesen	Palena	LA JUNTA	Diésel	\$22.500.000	18-05-2009	si
Edelayesen	Palena	LAGO VERDE	Diésel	\$2.000.000	28-03-2008	si
Edelayesen	Palena	PUYUHUAPI	Diésel	\$22.000.000	04-6-2008/30-12-2008	si
Edelayesen	Palena	Santa Barbara (Chaitén)	Diésel	\$6.000.000	28-01-2015	si compraventa
Edelayesen	General Carrera	EL TRARO	Hidro	\$1.062.000	31-10-1988	si
Edelayesen	General Carrera	CHILE CHICO	Diésel	\$15.000.000	24-02-2009	si
Edelayesen	General Carrera	TRANQUILO	Diésel			
Edelayesen	Puerto Cisnes	NUEVO REINO	Hidro	\$531.000	20-12-1988	si
Edelayesen	Aysén	EI BLANCO	Solar FV	\$45.000.000	24-05-2001	

3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La información entregada por Edelaysen que se utilizó para la preparación de este capítulo es la siguiente:

- Estructura Personal Grupo SAESA al 31.12.2021.xlsx: Estructura organizacional de las empresas del Grupo SAESA.
- 2020.xlsx: Información contable del año 2020 de todo el Grupo SAESA.

Los archivos indicados se encuentran incluidos en los anexos del presente informe, en las carpetas RRHH e InfoContable respectivamente.

3.1 RECURSOS HUMANOS

Edelaysen forma parte del Grupo de empresas SAESA, en adelante Grupo SAESA, y está orientada a las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad de la provincia de Palena en la Región de Los Lagos y en la Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo.

En líneas generales, la estructura organizacional del Grupo SAESA que opera, mantiene y administra los Sistemas Medianos se subdivide en:

1. Relacionados directamente:
 - Personal contratista a cargo de la operación y mantención de las centrales.
 - Personal propio de la Gerencia Zonal de Edelaysen, a cargo de supervisar a los contratistas y de las tareas que requieren de un mayor know – how del negocio, así como de labores más estratégicas.
2. Relacionados indirectamente: Corresponde a personal propio de las restantes áreas del Grupo SAESA que prestan soporte a la Gerencia Zonal de Edelaysen.

Dentro de la información que entregó la Empresa se encuentra el archivo “Estructura Personal Grupo SAESA al 31.12.2021.xlsx” con la estructura organizacional de todas las empresas del grupo. Dentro de este organigrama se puede identificar aquellas personas que son empleados de cada empresa, sin embargo, esta vinculación no tiene relación con las tareas que se deben realizar en cada empresa, vale decir, para Edelaysen, los empleados contratados por esta sociedad no sólo prestan servicios a Edelaysen, sino que además al resto de las empresas del grupo. De la misma forma, el resto del personal, del grupo, independiente de su dependencia contractual, prestan servicios a Edelaysen.

Dentro de la estructura organizacional que presentó Edelaysen, se observa que al cierre del año 2021 la empresa estaba compuesta por una dotación de 98 personas. En la Tabla 3-1, se muestra la estructura organizacional identificando aquellas áreas que están directamente relacionadas con el

segmento de SSMM, aquellas que comparten tareas con otros segmentos del negocio y áreas que tiene costos directos con otros segmentos.

Tabla 3-1: Estructura Organizacional de Edelayesen

Gerencia	Gerencia 2	Subgerencia	Área	Dotación
Gerencia General	Gerencia General	Subgerencia Prevención de Riesgos	Área Prevención de Riesgos de Dx	2
Gerencia Administración y Finanzas	Gerencia Administración y Finanzas	Subgerencia Abastecimiento	Área Logística	2
	Gerencia de Tecnología de la Información		Área de Operaciones TI	1
Gerencia de Distribución	Gerencia Desarrollo Operacional	Subgerencia Desarrollo Operacional	Área Líneas Vivas Dx	3
	Gerencia Explotación	Zonal Edelayesen		4
			Área Distribución y Obras-Edelayesen	25
			Área Generación Sur	37
			Área Proc. Comerciales y Control de Ener	6
			Área Servicio al Cliente-Edelayesen	13
		Área Ventas de Servicios-Edelayesen	4	
Gerencia Proyectos de Distribución		Área de Proyectos de Electrificación Rur	1	
Total				98

Área Compartida
Área de SSMM
Área de otros servicios

En líneas generales, Edelayesen contrata al personal que se desempeña en las localidades de la Región de Los Lagos y en la Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo que son atendidas por esa empresa. Se observa que realizan funciones de operación y mantenimiento de las centrales de los sistemas medianos, distribución, prevención de riesgo, abastecimiento, apoyo local de TI, procesos comerciales, servicio al cliente, ventas de servicios y proyectos de electrificación rural.

La composición de la empresa por estamento se muestra en la Tabla 3-2, donde se observa un Span of Control de 5,4, entendido como la cantidad promedio de persona a cargo de las jefaturas. Cabe señalar que este valor resulta razonable si se compara con industrias similares y refleja un adecuado diseño organizacional de la Empresa Modelo.

Tabla 3-2: Dotación por estamento de Edelayesen

Estamento	Dotación	Porcentaje Dotación
Subgerentes	1	1%
Jefes de Área	4	4%
Enc. Unidad	13	13%
Supervisores	8	8%
Profesionales	12	12%
Técnicos	36	37%
Linieros	12	12%
Administrativos	12	12%

Estamento	Dotación	Porcentaje Dotación
Total	98	100%
Span Of Control	5,4	

Otras funciones relacionadas con dirección, asuntos corporativos, sustentabilidad y medio ambiente, legales, planificación y control de gestión, administración, finanzas, contabilidad, recursos humanos, TI, operación y mantenimiento de líneas de transmisión, son provistas por empresas relacionadas del Grupo SAESA. Por lo tanto, el análisis de la dotación de personal y costos de la empresa real se debe considerar las transferencias entre empresas relacionadas separando el personal directo y compartido.

3.2 GASTOS FIJOS

La Empresa entregó en el archivo "2020.xlsx" el detalle de la contabilidad del año 2020. El archivo además contiene una asignación de costos por empresa y línea de negocio lo que permite analizar las transferencias entre empresas relacionadas. De esta forma el análisis de los costos se divide en costos propios de Edelayen y costos de staff que representan costos de empresas relacionados asignados a Edelayen.

Los costos directos de Edelayen del año 2020 se muestran en la Tabla 3-3, registrándose un costo total de 9.072 MM\$. Los mayores costos en el segmento de generación están dados por los costos de nómina y costos de operación y mantenimiento de generación.

Tabla 3-3: Costos directos de Edelayen del año 2020 en millones de CLP

IFRS	Item	Edelayen Dx	Edelayen Gx	Edelayen Otros	Edelayen Total
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas	Uncollectibles	-276	-63	-3	-342
Gastos por beneficios a los empleados	Payroll	-1.736	-1.172	-30	-2.939
	Capitalization	240	0	1	241
Otros gastos, por naturaleza	Administration	-726	-424	-13	-1.163
	Commercial Cycle and Loss Control	-749	-22	-4	-775
	Electric System O&M	-2.039	0	0	-2.039
	Generation System O&M	0	-1.271	0	-1.271
	Insurance Policies and Accident Control	-37	-580	-4	-622
	Travel Allowances and Motor Vehicle Operation	-88	-81	-1	-170
	Uncollectibles	-8	17	0	8
Total general		-5.420	-3.597	-55	-9.072

En la Tabla 3-4 se entregan los costos de staff asignados a Edelayen el año 2020 con un costo total transferido de 2.727 MM\$. Con esto el costo total de Edelayen es de 11.798 MM\$.

Tabla 3-4: Costos de staff asignados a Edelayesen del año 2020 en millones de CLP

IFRS	Item	Edelayesen Dx	Edelayesen Gx	Edelayesen Otros	Edelayesen Total
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas	Uncollectibles	0	0	0	0
Gastos por beneficios a los empleados	Payroll	-1.491	-988	-90	-2.569
	Capitalization	223	96	8	327
Otros gastos, por naturaleza	Administration	-241	-201	-22	-464
	Commercial Cycle and Loss Control	0	0	0	0
	Electric System O&M	0	0	0	0
	Generation System O&M	0	0	0	0
	Insurance Policies and Accident Control	0	0	0	0
	Travel Allowances and Motor Vehicle Operation	-13	-6	-2	-21
	Uncollectibles	0	0	0	0
	Total general		-1.522	-1.100	-105

Los costos de staff por gerencia se muestran en la Figura 3-1, donde se apreció que los mayores costos se dan en la Gerencia de Administración y Finanzas, Subgerencia de personas y en menor medida en la Gerencia de Desarrollo Operacional.

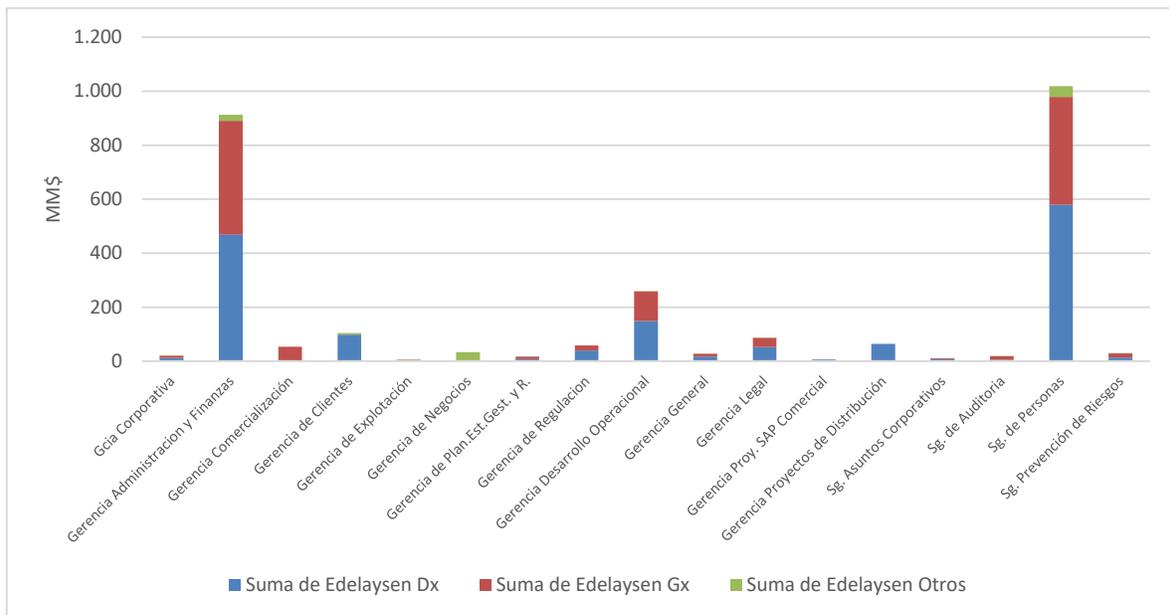


Figura 3-1: Costos de staff por gerencia asignados a Edelayesen el año 2020 en millones de CLP

La información contable entregada se desagregó por tipo de costos. El resultado de la desagregación se muestra en la siguiente tabla 3-5.

Tabla 3-5: Costos del Año 2020 asignados a Edelaysen en millones de CLP

Categoría	Cuenta OPEX	E Dx		E Gx		E Otros		E Total	
		Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada
Remuneraciones	Sueldo Base	-494,3	-614,9	-303,9	-392,0	-7,7	-38,6	-806,0	-1.045,6
	Bono	-283,3	-210,3	-203,8	-128,9	-5,8	-12,6	-492,9	-351,9
	Asignación	-314,0	-117,6	-195,3	-71,1	-3,2	-7,3	-512,4	-196,0
	Gratificación	-87,6	-45,8	-61,3	-26,0	-1,1	-2,8	-149,9	-74,6
	Premios	-132,5	-212,1	-77,6	-144,0	-0,9	-13,3	-211,0	-369,4
	Sobretiempo	-79,1	-12,2	-79,0	-12,4	-1,1	-0,2	-159,2	-24,8
	Estudiantes en Práctica	-0,4	-1,4	-0,3	-1,0	0,0	-0,1	-0,7	-2,5
	Personal a Honorarios	-26,8	-32,5	-7,2	-9,7	-0,7	-0,7	-34,8	-42,8
	Reliquidación Remuneraciones	-4,8	0,2	2,9	0,4	0,3	0,0	-1,5	0,6
Cotizaciones Previsionales	Seguro Accidentes	-9,8	-5,7	-6,8	-5,0	-0,1	-0,3	-16,7	-11,0
	Seguro Cesantía	-23,6	-15,3	-15,2	-9,8	-0,3	-1,0	-39,1	-26,1
	Seguro de Invalidez y Supervivencia	-18,7	-11,5	-13,0	-7,1	-0,2	-0,7	-32,0	-19,3
	Seguros y Accidentes del Trabajo	-1,0	-0,6	-0,5	-0,7	0,0	-0,1	-1,5	-1,4
Gastos Asociados a Personal	Beneficios Adicionales	-68,2	-63,2	-47,7	-41,9	-3,3	-4,1	-119,2	-109,3
	Capacitación	-16,4	0,0	-11,3	0,0	-1,1	0,0	-28,8	0,0
	EPP	-62,3	-10,6	-53,8	-1,3	-0,3	-0,1	-116,4	-12,1
	Alimentación	-59,1	-58,7	-57,3	-37,2	-3,6	-3,9	-120,0	-99,8
	Gastos Derivados Contratación Personal	-1,2	-7,2	-0,8	-5,0	-0,1	-0,5	-2,1	-12,7
	Vacaciones	-2,7	-8,5	-7,8	-5,8	-0,1	-1,2	-10,7	-15,5
	Vestuario		-1,6		-1,1		-0,1	0,0	-2,8
	Viajes y Viáticos	-18,3	-13,1	-17,9	-9,0	-0,7	-2,0	-36,8	-24,2
	Indemnización Años de Servicio	-50,3	-61,3	-49,2	-85,4	-0,5	-2,3	-99,9	-148,9
	Bienes Inmuebles	Arriendo Oficinas y Estacionamientos	-23,8	-18,5	-12,8	-13,7	-0,9	-1,9	-37,6
Consumos Básicos		-2,4	-3,7	-1,2	-6,1	0,0	-0,1	-3,5	-10,0
Contribuciones		-17,3	-3,7	-26,1	-2,5	-0,1	-0,3	-43,4	-6,4
Mantenimiento de inmuebles		-29,1	-13,0	-3,9	-9,0	-0,6	-0,9	-33,6	-22,9
Servicio de Aseo		-59,5	-30,7	-60,6	-49,0	-2,5	-1,1	-122,6	-80,9
Servicio de vigilancia		-21,0	0,0	-17,6	0,0	-1,3	0,0	-39,8	0,0
Arriendo de Instalaciones a Terceros		-7,5	0,0	-51,5	0,0	-0,6	0,0	-59,7	0,0
Bienes Muebles	Materiales de Oficina	-4,3	-9,9	-1,0	-7,9	0,0	-0,7	-5,4	-18,5
	SCADA	0,0	0,0	-110,6	0,0	0,0	0,0	-110,6	0,0
	Telefonía	0,2	-27,3	-0,4	-18,8	0,0	-1,9	-0,2	-48,1
	TICA		-125,7		-86,1		-8,6	0,0	-220,4
	Mantenimiento Mobiliario	-0,7	-2,6	-1,1	-4,3	0,0	-0,1	-1,8	-7,1
Gasto Comercial	Ciclo Comercial	-547,1	0,0	-22,1	0,0	-3,6	0,0	-572,9	0,0

Alonso de Córdova 5670, Piso 12, Oficinas 1203, Las Condes, Santiago

Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Categoría	Cuenta OPEX	E Dx		E Gx		E Otros		E Total	
		Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada	Edelaysen	Relacionada
	Control Pérdidas	-202,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-202,3	0,0
Gasto OyM Dx-Tx	Compensaciones	-30,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-30,3	0,0
	Indemnización	-47,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-47,8	0,0
	OyM - Dx	-1.816,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1.816,5	0,0
	OyM - General	-90,6	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-90,6	-0,3
	OyM - Tx		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
Gasto OyM Gx	Contratista Gx	0,0	0,0	-984,4	0,0	0,0	0,0	-984,4	0,0
	Flete Gx	0,0	0,0	-37,7	0,0	0,0	0,0	-37,7	0,0
	Herramientas Gx	0,0		0,0		0,0		0,0	0,0
	Materiales Gx	0,0	0,0	-248,5	0,0	0,0	0,0	-248,5	0,0
Gastos Vehículos	Arriendo vehículos	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0
	Combustible vehículos	-24,3	-0,1	-12,6	0,0	-0,1	0,0	-37,1	-0,1
	Gasto Mantenión Vehículos	-39,7	0,0	-24,5	0,0	-0,5	0,0	-64,8	0,0
	Gasto Permiso de Circulación	-2,0	0,0	-3,3	0,0	-0,1	0,0	-5,5	0,0
	Otros Gastos Vehículos	-3,7	0,0	-6,0	0,0	-0,1	0,0	-9,8	0,0
Costos Institucionales	Asesorías y Estudios	-26,9	0,0	-25,2	0,0	-0,1	-1,3	-52,2	-1,3
	Comunicaciones	-38,3	0,0	-26,4	0,0	-2,7	0,0	-67,4	0,0
	Dieta del Directorio	-2,0	0,0	-1,3	0,0	-0,1	0,0	-3,4	0,0
	Fletes y Correspondencia	-4,5	-2,1	-0,2	-1,6	0,0	-0,1	-4,7	-3,8
	Gastos Notariales y Judiciales	-2,4	-0,8	-0,3	-0,3	0,0	0,0	-2,8	-1,1
	Otros Gastos generales	-58,2	-2,7	-51,0	-1,8	-1,0	-0,2	-110,3	-4,7
	Patentes Comerciales	-323,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-323,5	0,0
	Prima Seguros	-2,8	0,0	-308,8	0,0	-0,2	0,0	-311,7	0,0
	Servicios de Imprenta y Reproducción	-2,3	0,0	-1,5	0,0	-0,2	0,0	-4,0	0,0
	Avisos de Corte	-0,1		0,0		0,0		-0,1	0,0
	Flete	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Marketing	-64,0	0,0	0,0	0,0	-0,5	-4,2	-64,6	-4,2
	Otros Seguros	-34,6	0,0	-271,5	0,0	-4,0	0,0	-310,1	0,0
	Proyectos Desarrollo		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Representación CDEC SIC		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
Otros Gastos Contables	Multas	-88,5	0,0	-28,8	0,0	-2,1	0,0	-119,4	0,0
	Ajuste Impuesto a la Renta (Egreso)	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0
	Castigo IVA	-3,1	0,0	-2,6	0,0	-0,2	0,0	-5,8	0,0
Total general		-5.375,5	-1.745,1	-3.550,5	-1.195,2	-52,4	-113,5	-8.978,4	-3.053,8

De la revisión de los costos presentados por la Empresa se puede indicar lo siguiente:

- Los costos que presenta la empresa en el archivo son similares a los costos que se encuentran en los estados financieros del año 2020, detectándose pequeñas diferencias.
- La remuneración media de los empleados propios de Edelaysen es de 1,9 MM\$ /mes.
- La información de costos pareciera no incluir los costos de combustibles de las centrales térmicas.
- Los beneficios adicionales representan un 5,1% de la remuneración.
- La empresa destina un valor de \$ 294.232 de capacitación por empleado al año.
- Los costos de OyM representan un costo unitario de 7,25 \$/kWh o 9,87 US\$/MWh.

4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Según lo establecido en las bases para la realización del Estudio de Sistemas Medianos, el Consultor debe utilizar la información que entregue la empresa respecto de los costos variables combustibles. La información proporcionada por la empresa utilizada en estos capítulos es la siguiente:

- Centrales SSMM - Costos fijos y variables.xlsx
- Anexo Nro 1_ Información generación diaria por sistema al 31.08.2021-Aysen-Carrera-Palena (2008-2021).xlsx

La revisión de la información presentada por la empresa se desarrolla en los siguientes capítulos.

4.1 SISTEMA AYSÉN

El sistema Aysén cuenta con 54,5 MW de capacidad instalada de generación y cuya descomposición por tecnología se muestra en la figura 4-1 Dentro de la capacidad instalada se contabilizan la central PV El Blanco y la central hidroeléctrica San Víctor. La central PV El Blanco entró en servicio en diciembre de 2021 mientras que la CH San Víctor se espera entre en servicio el segundo trimestre de 2022.

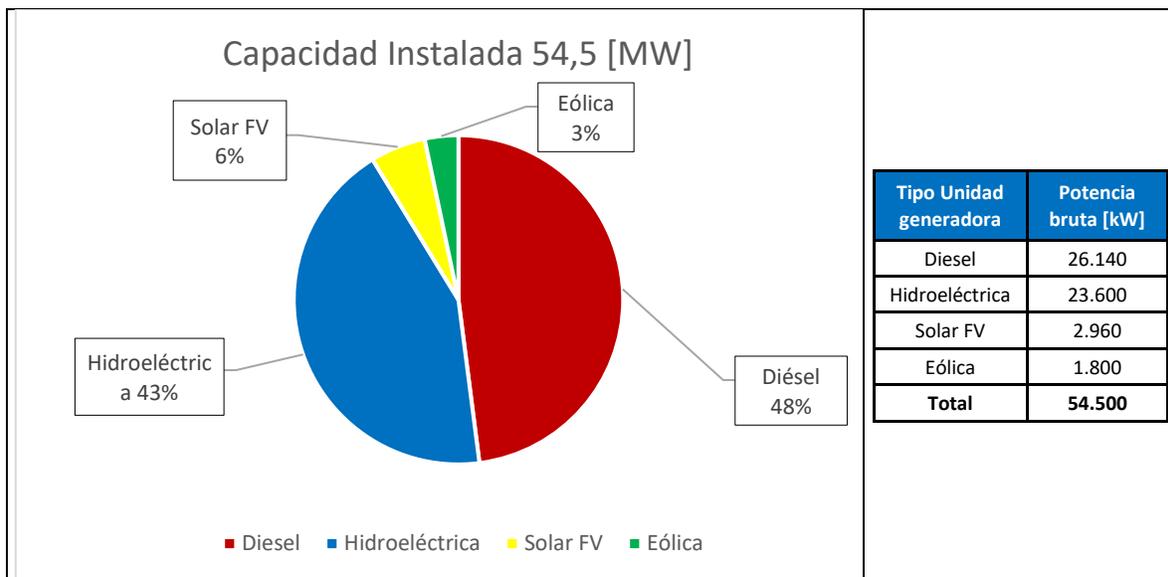


Figura 4-1: Capacidad instalada de generación del sistema Aysén por tipo de tecnología

La generación histórica muestra una fuerte presencia hidroeléctrica en la producción de energía. Se aprecia de los registros históricos que el año 2016 fue el año con menor disponibilidad del recurso hidroeléctrico. Ese año el aporte de la generación diésel en la matriz fue de un 53%. Lo anterior se presenta en la figura 4-2.

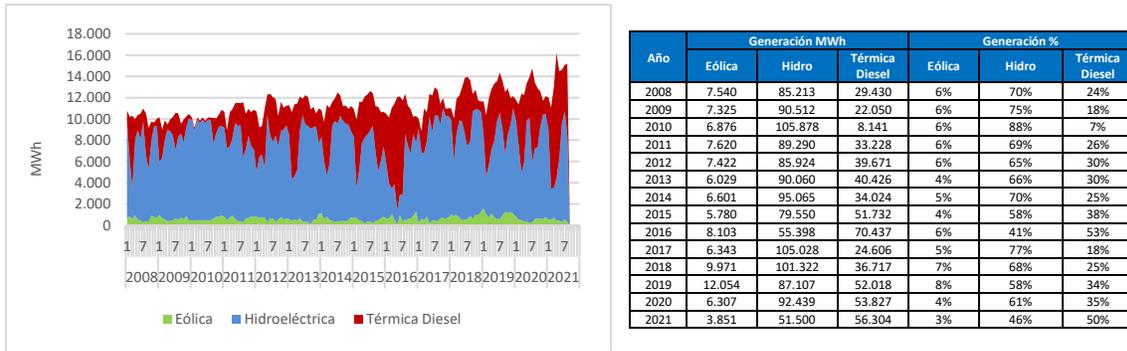


Figura 4-2: Generación histórica del sistema Aysén por tipo de tecnología

Conforme a las bases, la Empresa ha entregado información de costos asociados a la producción de energía para el periodo enero 2018 y junio 2021. En términos anuales los costos totales se muestran en la figura 4-3.

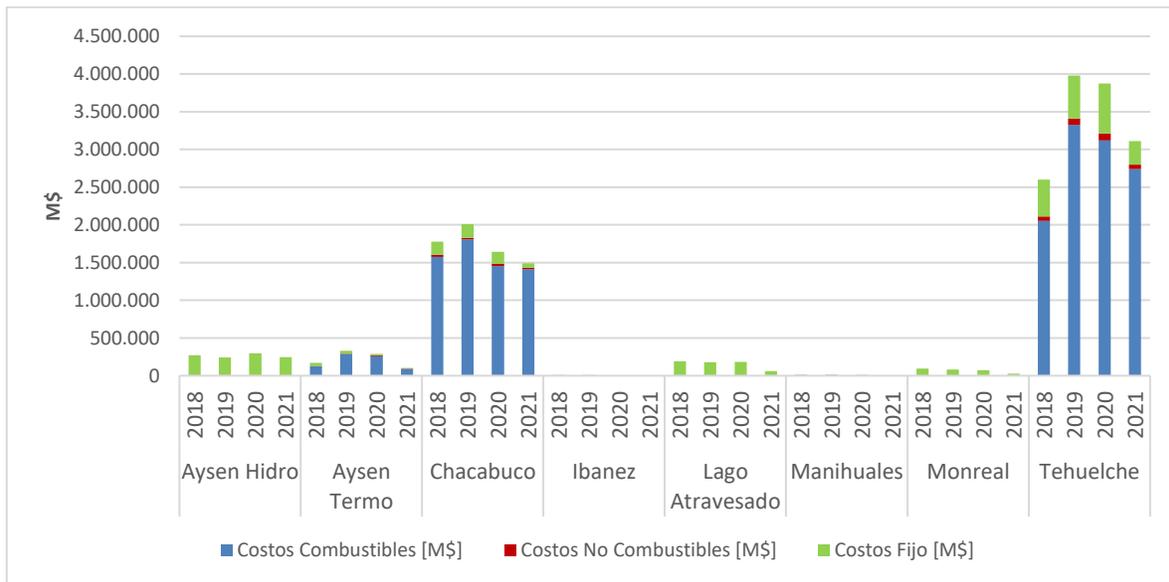


Figura 4-3: Costos totales de producción de energía del sistema Aysén

A partir de los antecedentes entregado por la empresa se han determinado los costos variables de las centrales térmicas que operan en Aysén. Los resultados de precios de combustible y consumos específicos medios se muestran en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Precios de combustible y consumos específicos de las centrales del sistema Aysén del año 2020

Mes	Costo Unitario Petróleo (\$/lts)					Consumo Específico Medio (lt/kWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
ene	468	499	404	393	439	0,25	0,27		0,28	0,26
feb	428	432	401	393	118	0,25	0,27		0,51	0,28
mar	408	394	401	392	546	0,25	0,27	0,41	0,44	0,26
abr	351	318	413	393	313	0,25	0,27		0,34	0,27

Mes	Costo Unitario Petróleo (\$/lts)					Consumo Específico Medio (lt/kWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
may	289	281	401	393	254	0,26	0,27	0,40	0,32	0,26
jun	298	281	402	384	265	0,25	0,26	0,32		0,26
jul	314	301	401	393	305	0,26	0,26	0,25		0,26
ago	317	306	401	393	306	0,25	0,26	0,28	0,53	0,38
sept	331	307	404	392	312	0,25	0,26	0,28	0,51	0,25
oct	303	298	404	390	303	0,25	0,26			0,25
nov	313	293	401	393	303	0,30	0,27		0,28	0,25
dic	314	287		393	313	0,27	0,28		0,32	0,25
Promedio Anual	344	333	403	392	315	0,26	0,27	0,32	0,39	0,27
Promedio 6 Meses	315	298	402	392	307	0,26	0,27	0,27	0,41	0,27

El costo variable no combustible obtenido de la información proporcionada por las centrales térmicas del sistema Aysén se presentan en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Costo variable no combustibles de las centrales térmicas del sistema Aysén

Mes	Costo Variable No Combustible (\$/kWh)					Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
ene		0,7			3,7		0,9			5,1
feb	1,7	2,2			4,1	2,4	3,1			5,6
mar	2,8	1,9			2,2	3,8	2,6			3,0
abr	5,0	3,9			2,4	6,8	5,3			3,3
may	1,2	1,2			4,4	1,7	1,6			6,0
jun	1,3	0,7			3,5	1,8	0,9			4,7
jul	5,9	1,5			1,2	8,0	2,0			1,6
ago	2,4	0,7			2,3	3,2	0,9			3,1
sept	2,2	1,4		1,4	1,9	3,0	1,9		1,8	2,5
oct	9,0	1,2			7,0	12,3	1,6			9,6
nov		7,1			0,4		9,7			0,5
dic	9,1	2,8			3,3	12,4	3,8			4,5
Promedio Anual	4,1	2,1		1,4	3,0	5,5	2,9		1,8	4,1
Promedio 6 Meses	5,7	2,4		1,4	2,7	7,8	3,3		1,8	3,6

Finalmente, a partir de los antecedentes anteriores, se calculó el costo variable de las centrales del sistema Aysén. El resultado se muestra en la Tabla 4-3.

El cálculo de los costos de operación así como todos los antecedentes de este numeral 4.1, se encuentran en el archivo “OperacionHist_Ay_Rev4” de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

Tabla 4-3: Costos Variables de las centrales térmicas del sistema de Aysén del año 2020

Mes	Costo Variable (\$/kWh)					Costo Variable (US\$/MWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
ene	119	135		112	118	162	184		152	161
feb	110	120		200	37	149	163		273	51
mar	106	108	165	172	146	144	147	224	235	198
abr	93	90		134	85	127	123		183	116
may	75	77	161	126	72	103	105	219	172	97

Mes	Costo Variable (\$/kWh)					Costo Variable (US\$/MWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
jun	75	74	128		74	102	101	174		100
jul	86	80	99		80	118	108	135		108
ago	81	81	113	208	118	111	110	154	283	161
sept	85	81	115	200	80	116	111	156	272	109
oct	85	79			82	116	108			112
nov	93	87		112	77	127	119		152	104
dic	93	83		127	83	126	113		173	113
Promedio Anual	93	91	131	155	88	126	124	178	212	120
Promedio 6 Meses	88	82	109	162	87	120	112	148	221	118

4.2 SISTEMA GENERAL CARRERA

El sistema General Carrera cuenta con 5,44 MW de capacidad instalada de generación y su descomposición por tecnología se muestra en la Figura 4-4. Dentro de la capacidad instalada se contabiliza la central Los Maquis, con fechas de puesta en servicio en febrero de 2022.

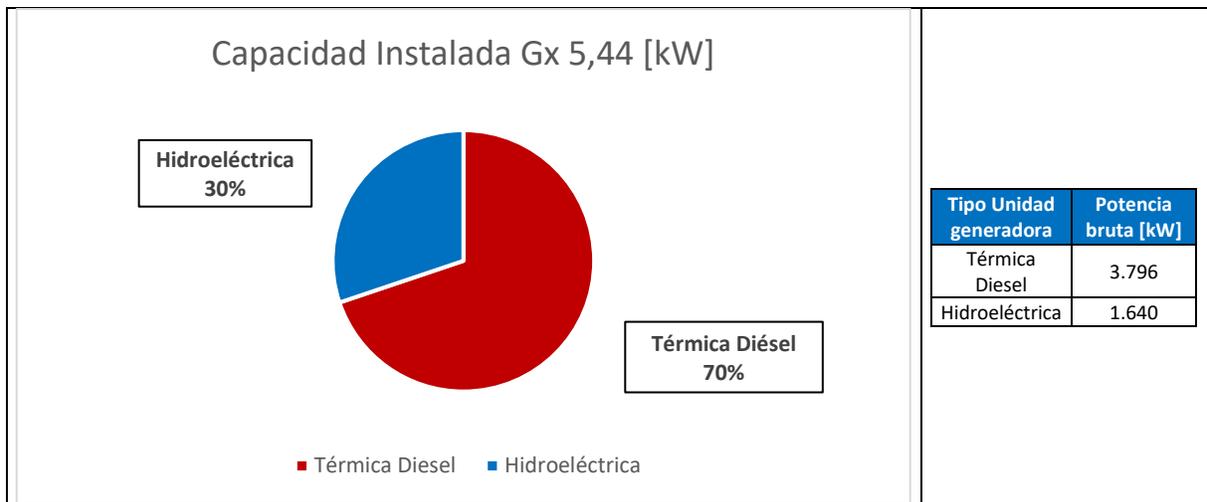


Figura 4-4: Capacidad instalada de generación del sistema General Carrera por tipo de tecnología

La generación histórica muestra una presencia tanto hidroeléctrica como térmica en la producción de energía. Se aprecia de los registros históricos que el año 2009 fue el año con mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico. Ese año el aporte de la generación diésel en la matriz fue de un 27%. Lo anterior se presenta en la figura 4-5.

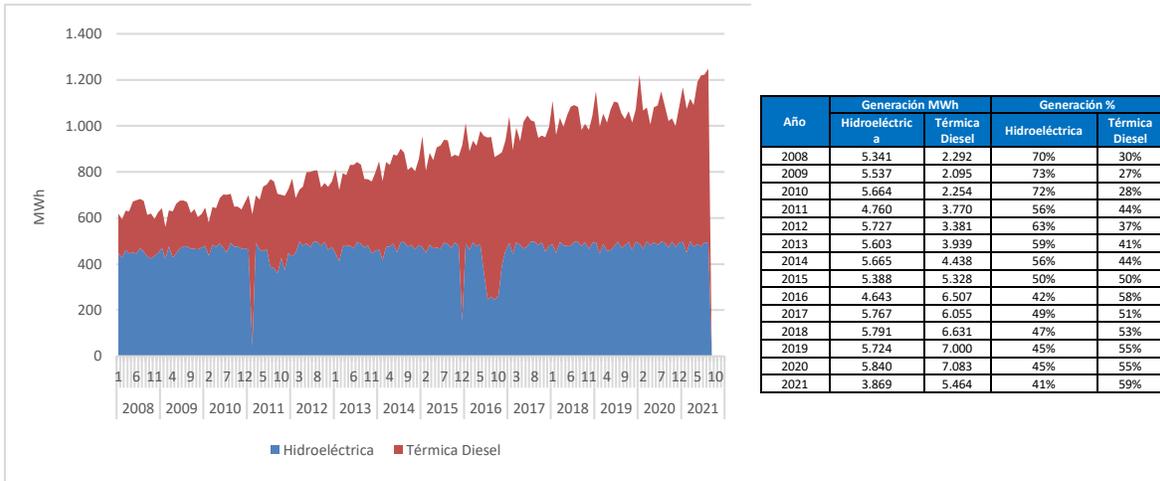


Figura 4-5: Generación histórica del sistema General Carrera por tipo de tecnología

Conforme a las bases, la Empresa ha entregado información de costos asociados a la producción de energía para el periodo enero 2018 y junio 2021. En términos anuales los costos totales se muestran en la Figura 4-6.



Figura 4-6: Costos totales de producción de energía del sistema General Carrera

A partir de los antecedentes entregado por la empresa se han determinado los costos variables de las centrales térmicas que operan en General Carrera. Los resultados de precios de combustible y consumos específicos medios se muestran en la tabla 4-4.

Tabla 4-4: Precios de combustible y consumos específicos de las centrales del sistema General Carrera del año 2020

Mes	Costo Petróleo (\$/lts)		Consumo Específico Medio (lt/kWh)	
	Chile Chico	El Traro Térmico	Chile Chico	El Traro Térmico
ene	491	530	0,29	0,28
feb	467	509	0,30	0,28
mar	434	498	0,31	0,29
abr	400	449	0,30	0,29
may	307	383	0,30	0,28
jun	307	365	0,29	0,28
jul	334	382	0,29	0,28
ago	338	387	0,29	0,28
sept	352	393	0,29	0,28
oct	326	378	0,29	0,28
nov	334	383	0,28	0,28
dic	340	388	0,28	0,28
Promedio Anual	369	420	0,29	0,28
Promedio 6 Meses	337	385	0,29	0,28

El costo variable no combustible obtenido de la información proporcionada por las centrales térmicas del sistema General Carrera se presentan en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5: Costo variable no combustibles centrales térmicas del sistema General Carrera del año 2020

Mes	Costo Variable No Combustible (\$/kWh)		Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	
	Chile Chico	El Traro Térmico	Chile Chico	El Traro Térmico
ene	0,3		0,4	
feb	5,3	0,5	7,2	0,7
mar	1,6	0,3	2,2	0,4
abr	9,0	3,1	12,2	4,2
may	2,3	0,3	3,1	0,4
jun	1,5	0,3	2,1	0,4
jul	2,4	0,4	3,3	0,5
ago	1,9	0,4	2,5	0,5
sept	2,2	0,4	3,1	0,5
oct	5,1	0,3	7,0	0,4
nov	2,4	0,1	3,2	0,2
dic	1,4	0,2	1,9	0,3
Promedio Anual	3,0	0,6	4,0	0,8
Promedio 6 Meses	2,6	0,3	3,5	0,4

Finalmente, a partir de los antecedentes anteriores, se calculó el costo variable de las centrales del sistema General Carrera. El resultado se muestra en la Tabla 4-6.

El cálculo de los costos de operación así como todos los antecedentes de este numeral 4.2, se encuentran en el archivo "OperacionHist_GC_Rev3" de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

Tabla 4-6: Costos Variables de las centrales térmicas del sistema General Carrera del año 2020

Mes	Costo Variable (\$/kWh)		Costo Variable (US\$/MWh)	
	Chile Chico	El Traro Térmico	Chile Chico	El Traro Térmico
ene	144		195	
feb	145	143	198	195
mar	135	143	183	194
abr	128	132	175	179
may	93	109	126	148
jun	91	101	124	138
jul	98	106	134	145
ago	100	109	136	148
sept	104	111	142	151
oct	98	108	134	147
nov	97	108	132	147
dic	98	107	133	146
Promedio Anual	111	119	151	162
Promedio 6 Meses	99	108	135	147

4.3 SISTEMA PALENA

El sistema Palena cuenta con 7,18 MW de capacidad instalada de generación y cuya descomposición por tecnología se muestra en la Figura 4-7.

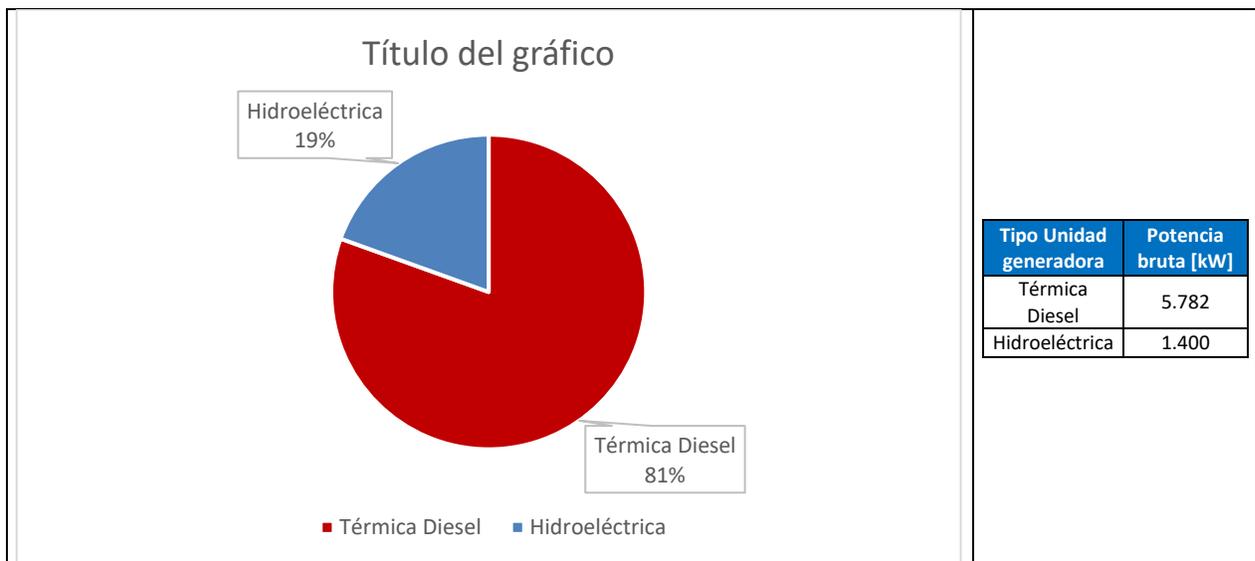


Figura 4-7: Capacidad instalada de generación del sistema Palena por tipo de tecnología

La generación histórica muestra una fuerte presencia hidroeléctrica en la producción de energía. Se aprecia de los registros históricos que el año 2011 fue el año con menor disponibilidad del recurso hidroeléctrico. Ese año el aporte de la generación diésel en la matriz fue de un 0,5%. Lo anterior se presenta en la figura 4-8.

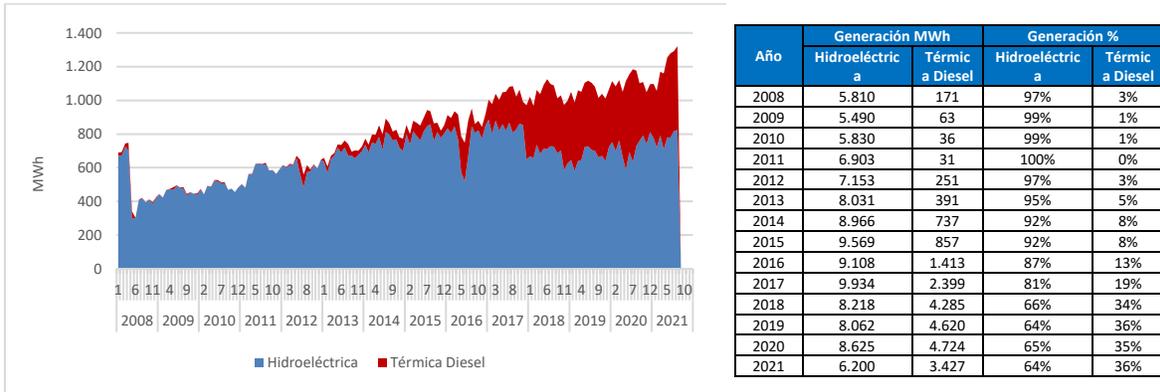


Figura 4-8: Generación histórica del sistema Palena por tipo de tecnología

Conforme a las bases, la Empresa ha entregado información de costos asociados a la producción de energía para el periodo enero 2018 y junio 2021. En términos anuales los costos totales se muestran en la Figura 4-9.

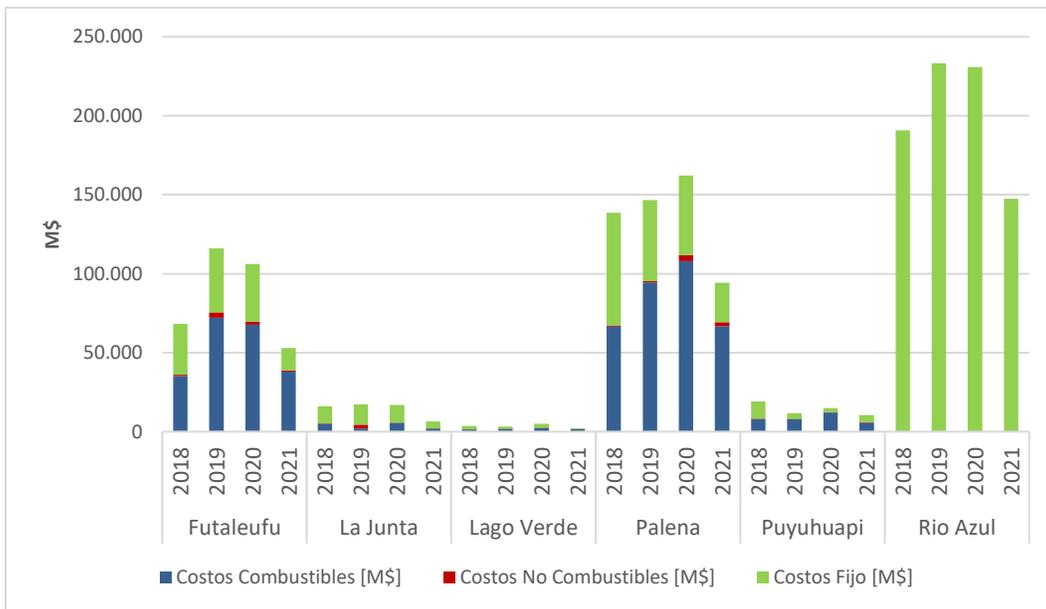


Figura 4-9: Costos totales de producción de energía del sistema Palena

A partir de los antecedentes entregado por la empresa se han determinado los costos variables de las centrales térmicas que operan en Palena. Los resultados de precios de combustible y consumos específicos medios se muestran en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7: Precios de combustible y consumos específicos de las centrales del sistema Palena del año 2020

Mes	Precio Petróleo (\$/lts)					Consumo Específico Medio (lt/kWh)				
	Futaleufú	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi				Palena	Puyuhuapi
ene	527			883	447	0,26			0,32	0,41
feb	527	422	489	515	448	0,30	0,27	0,55	0,33	0,27
mar	496	429	463	497	465	0,31	0,17	1,38	0,31	1,75
abr	496	430	463	497	451	0,31	0,30	0,47	0,32	0,30
may	332	400	463	384	385	0,30	0,28	0,55	0,31	0,29
jun	351	503	742	327	394	0,30		1,56	0,29	0,21
jul	372	390		391	378	0,29	0,25		0,30	0,28
ago	301	387	381	392	377	0,31	0,26	0,40	0,29	0,27
sept	379	387	381	403	373	0,30	0,28	0,42	0,31	0,30
oct	374	390	381	384	376	0,31	0,30	0,51	0,31	0,34
nov	371	390	381	388	375	0,26	0,26	0,42	0,33	0,25
dic	376	390	381	391	375	0,26	0,26	0,50	0,32	0,26
Promedio Anual	409	411	452	454	404	0,29	0,26	0,67	0,31	0,41
Promedio 6 Meses	362	389	381	391	376	0,29	0,27	0,45	0,31	0,28

El costo variable no combustible obtenido de la información proporcionada por las centrales térmicas del sistema General Carrera se presentan en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8: Costo variable no combustibles de las centrales térmicas del sistema Palena del año 2020

Mes	Costo Variable Combustible (\$/kWh)					Costo Variable No Combustible (\$/kWh)				
	Futaleufú	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi	Futaleufú	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi
ene	139	0	0	280	185	0,8				
feb	160	113	270	168	121	2,3		9,1	3,4	
mar	154	74	638	154	815	3,1		209,7	27,1	19,6
abr	154	130	218	157	135	27,5		5,8	5,3	
may	101	113	255	120	111	1,2			1,5	2,8
jun	106	0	1.154	93	84	1,4		811,5	2,5	16,7
jul	109	99	0	117	105	2,5			1,9	0,3
ago	94	101	152	115	100	0,5			4,8	0,8
sept	113	108	159	126	113	2,3			2,7	0,7
oct	116	117	193	121	127	1,6			16,2	1,6
nov	96	100	158	128	94	3,7			1,9	

dic	96	101	190	127	98	0,0			2,3	
Promedio Anual	120	105	339	142	174	3,9		259,0	6,3	6,1
Promedio 6 Meses	104	104	170	122	106	1,8			5	0,9

Finalmente, a partir de los antecedentes anteriores, se calculó el costo variable de las centrales del sistema Cochamó. El resultado se muestra en la Tabla 4-9.

El cálculo de los costos de operación así como todos los antecedentes de este numeral 4.3, se encuentran en el archivo “OperacionHist_Pa_Rev5” de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

Tabla 4-9: Costos Variables de las centrales térmicas del sistema Palena del año 2020

Mes	Costo Variable (\$/kWh)					Costo Variable (US\$/MWh)				
	Futaleufú	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi	Futaleufú	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi
ene	140					191				
feb	162		280	171		221		381	233	
mar	157		848	181	834	213		1.154	247	1.136
abr	182		224	162		247		305	220	
may	102			122	113	139			165	154
jun	108		1.965	96	101	147		2.675	131	137
jul	111			119	105	152			162	144
ago	95			119	101	129			162	137
sept	115			128	114	157			175	155
oct	118			137	128	161			187	175
nov	99			130		135			177	
dic	96			129		131			176	
Promedio Anual	124		564	148	172	169		768	201	234
Promedio 6 Meses	106			127	107	145			173	146

4.4 SISTEMA PUERTO CISNES

El sistema Puerto Cisnes cuenta con 1,67 MW de capacidad instalada de generación y cuya descomposición por tecnología se muestra en la 4-10.

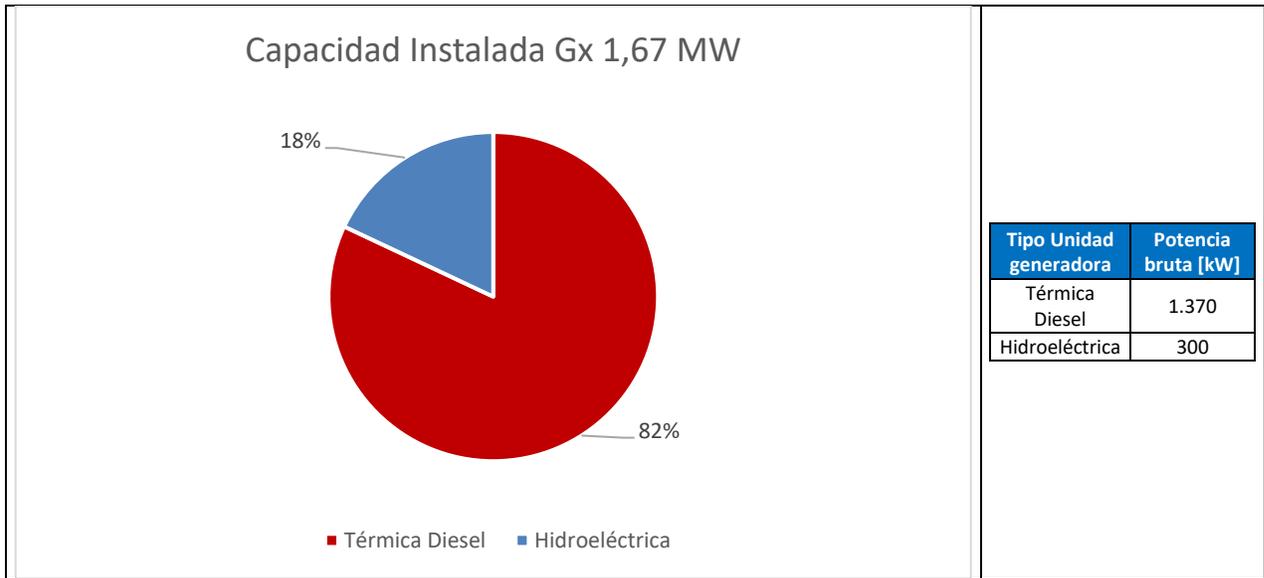


Figura 4-10: Capacidad instalada de generación del sistema Puerto Cisnes por tipo de tecnología

La generación histórica muestra una fuerte presencia hidroeléctrica en la producción de energía.

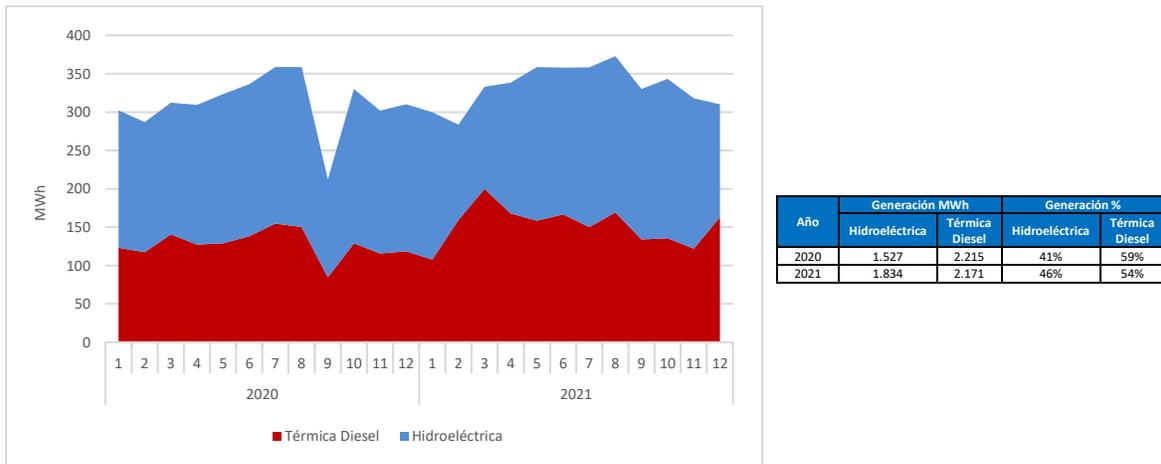


Figura 4-11: Generación histórica del sistema Puerto Cisnes por tipo de tecnología

Cabe señalar que a la fecha la Empresa no ha entregado información respecto a los costos de producción asociado a la generación de Puerto Cisnes, por lo que no ha sido posible determinar costos variables de las centrales de generación.

5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

5.1 ANÁLISIS HISTÓRICO

Como parte del análisis histórico que se realiza de la evolución de la demanda de electricidad en los Sistemas Medianos en análisis, se muestra a continuación una tabla 5-1 con un resumen de los consumos.

TABLA 4: Demanda Histórica SSMM Aysén, G. Carrera, Palena y Puerto Cisnes

Año	Energía MWh				Demanda Máxima kW			
	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes
2.010	114.690	7.641	5.721		20.350	1.460	1.170	
2.011	124.959	8.230	6.783		21.100	1.550	1.405	
2.012	127.282	8.799	7.482	2.661	22.350	1.660	1.506	492
2.013	131.503	9.231	8.361	2.686	21.900	1.755	1.676	497
2.014	130.588	9.786	9.525	2.946	22.000	1.795	1.885	545
2.015	130.906	10.375	10.279	2.971	22.550	1.880	1.930	549
2.016	128.789	10.790	10.906	3.190	22.900	2.085	2.019	590
2.017	131.103	11.470	12.044	3.431	23.050	2.085	2.191	634
2.018	142.146	12.020	12.221	3.532	25.400	2.160	2.286	653
2.019	145.614	12.419	12.303	3.508	25.550	2.240	2.241	649
2.020	146.840	12.574	13.046	3.480	26.800	2.320	2.328	643
2.021	155.900	13.640	14.093	3.559	28.454	2.517	2.514	658

*La información del SM Cisnes considera desde 2012

Gráficamente se tiene las siguientes tendencias de la demanda:

- **SM Aysén:**

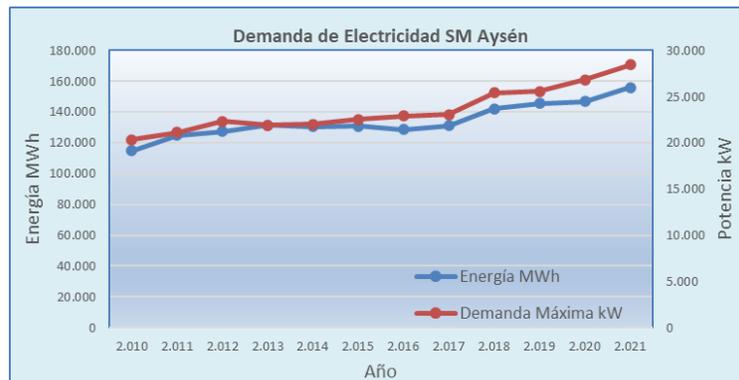


Figura 5-2: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM Aysén

- **SM General Carrera:**

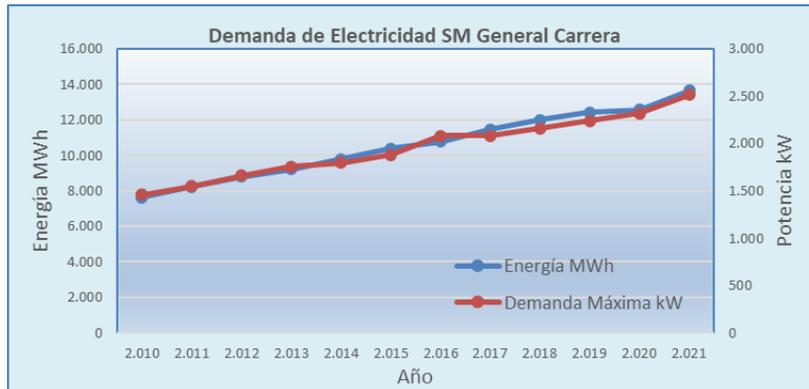


Figura 5-3: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM G. Carrera

- **SM Palena:**

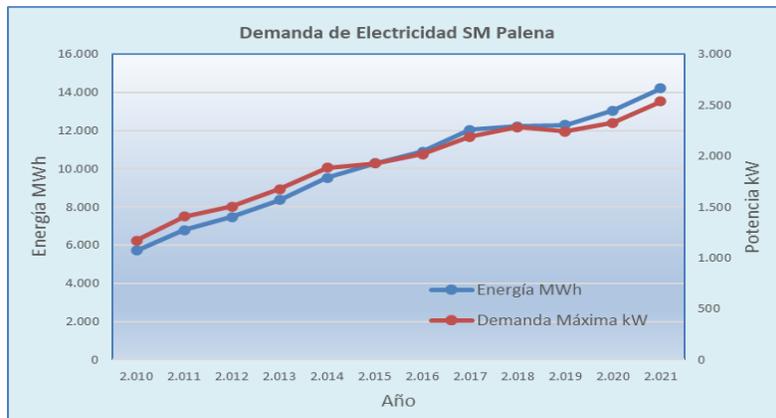


Figura 5-3: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM Palena

- **SM Puerto Cisnes:**

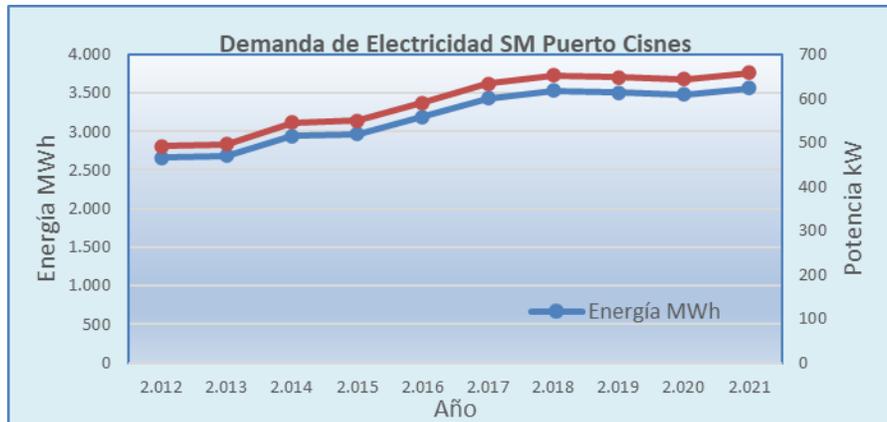


Figura 5-4: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM Puerto Cisnes

Asociado a lo anterior, se pueden determinar los factores de carga promedio de los sistemas. Estos se muestran en la tabla 5-1 siguiente:

TABLA 5-1: Factor de carga promedio por Sistema Mediano

Factor de carga promedio				
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Pto Cisnes
2.010	0,64	0,60	0,56	
2.011	0,68	0,61	0,55	
2.012	0,65	0,60	0,57	0,62
2.013	0,69	0,60	0,57	0,62
2.014	0,68	0,62	0,58	0,62
2.015	0,66	0,63	0,61	0,62
2.016	0,64	0,59	0,62	0,62
2.017	0,65	0,63	0,63	0,62
2.018	0,64	0,64	0,61	0,62
2.019	0,65	0,63	0,63	0,62
2.020	0,63	0,62	0,64	0,62
promedio últimos 4 años	0,64	0,63	0,63	0,62

- **Tasas de crecimiento anuales:**

Las tasas de crecimiento que resultan de la información de las demandas de energía y potencia se muestran en la tabla 5-2 siguiente:

TABLA 5-2: Tasas de crecimiento anuales por Sistema Mediano

Año	Energía MWh				Demanda Máxima kW			
	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes
2.010								
2.011	9,0%	7,7%	18,6%		3,7%	6,2%	20,1%	
2.012	1,9%	6,9%	10,3%		5,9%	7,1%	7,2%	
2.013	3,3%	4,9%	11,7%	1,0%	-2,0%	5,7%	11,3%	1,0%
2.014	-0,7%	6,0%	13,9%	9,7%	0,5%	2,3%	12,5%	9,7%
2.015	0,2%	6,0%	7,9%	0,9%	2,5%	4,7%	2,4%	0,9%
2.016	-1,6%	4,0%	6,1%	7,4%	1,6%	10,9%	4,6%	7,4%
2.017	1,8%	6,3%	10,4%	7,5%	0,7%	0,0%	8,5%	7,5%
2.018	8,4%	4,8%	1,5%	2,9%	10,2%	3,6%	4,3%	2,9%
2.019	2,4%	3,3%	0,7%	-0,7%	0,6%	3,7%	-1,9%	-0,7%
2.020	0,8%	1,2%	6,0%	-0,8%	4,9%	3,6%	3,9%	-0,8%
2.021	6,2%	8,5%	8,0%	2,3%	6,2%	8,5%	8,0%	2,3%

- **Tasas de crecimiento en períodos:**

TABLA 5-3: Tasas de crecimiento por períodos por Sistema Mediano

Período	Energía MWh				Demanda Máxima kW			
	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes	Aysén	Carrera	Palena	Cisnes
2010 - 2021	2,83%	5,41%	8,54%	3,29%	3,09%	5,08%	7,20%	3,29%
2016 - 2021	3,89%	4,80%	5,26%	2,21%	4,44%	3,83%	4,49%	2,21%

Para los últimos años, en los tres Sistemas Medianos se tiene alta variabilidad. Cabe recordar que por el tamaño de estos sistemas la incorporación de grandes clientes industriales puede resultar relevante frente al tamaño base de la demanda.

La tasa de crecimiento del año 2020 respecto del año 2019 puede estar influenciado por lo eventos sociales producidos en octubre de 2019, que afectaron el desarrollo de algunas actividades productivas. De igual manera, el año 2020 se observan tasas de crecimiento bajas en los SSMM de Aysén y Carrera, que se deberían asociar a los efectos en el desarrollo de las actividades industriales que provocaron las restricciones de movimiento imperantes por los temas de COVID 19. La situación anterior, también era de esperar que se produjera en el SM Palena. El año 2021 se observan un alza de las tasas de crecimiento respecto de los años anteriores, asociadas a la recuperación de las actividades industriales y la mayor movilidad de la población.

Respecto de los consumos de energía del SM Aysén, resulta relevante para los análisis posteriores de este Estudio conocer la forma como se distribuye la demanda en las barras de retiro del SM. Al respecto, se muestra la tabla 5-4 siguiente con la información de consumos por barra.

TABLA 5-4: Composición consumos energía por barra SM Aysén

Año	Tehuelche Mwh	Aysén Mwh	Chacabuco Mwh	Mañihuales Mwh	Ñirehuao Mwh	Total SM Aysén Mwh
2010	60.305	26.728	25.612	1.840	206	114.690
2011	63.729	29.723	29.255	2.028	225	124.959
2012	67.272	28.566	29.398	1.788	259	127.282
2013	72.077	28.528	28.679	1.968	252	131.503
2014	79.293	23.430	25.638	1.956	271	130.588
2015	80.680	23.675	24.199	2.039	312	130.906
2016	82.136	23.664	20.416	2.243	329	128.789
2017	84.402	26.607	16.935	2.817	340	131.103
2018	89.022	27.547	22.520	2.675	383	142.146
2019	90.526	28.806	23.261	2.667	355	145.614
2020	90.749	31.749	20.946	2.995	400	146.840
2021	97.530	34.122	22.497	3.218	430	157.798

En términos porcentuales, la distribución se muestra en la tabla 5-5 siguiente:

TABLA 5-5: Distribución porcentual consumos energía por barra SM Aysén

Distribución porcentual demanda de energía por barras SM Aysén					
Año	Tehuelche	Aysén	Chacabuco	Mañihuales	Ñirehuao
2010	52,6%	23,3%	22,3%	1,6%	0,2%
2011	51,0%	23,8%	23,4%	1,6%	0,2%
2012	52,9%	22,4%	23,1%	1,4%	0,2%
2013	54,8%	21,7%	21,8%	1,5%	0,2%
2014	60,7%	17,9%	19,6%	1,5%	0,2%
2015	61,6%	18,1%	18,5%	1,6%	0,2%
2016	63,8%	18,4%	15,9%	1,7%	0,3%
2017	64,4%	20,3%	12,9%	2,1%	0,3%
2018	62,6%	19,4%	15,8%	1,9%	0,3%
2019	62,2%	19,8%	16,0%	1,8%	0,2%
2020	61,8%	21,6%	14,3%	2,0%	0,3%
2021	61,8%	21,6%	14,3%	2,0%	0,3%
promedio 2018/2021	62,1%	20,6%	15,1%	1,9%	0,3%

De los resultados anteriores se observa que los últimos 4 años, incluso antes para algunas barras, el peso porcentual en el consumo se ha mantenido casi constante. Este resultado es relevante para distintos aspectos del Estudio, en particular para la proyección de demanda, lo cual permite efectuar relaciones más directas entre las proyecciones que se realicen a nivel total del sistema y a nivel de barras.

5.2 ANTECEDENTES PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Acorde a lo estipulado en las Bases del Estudio, para obtener la proyección de demanda a considerar para los análisis de expansión se consideran tres componentes:

- Proyección de demanda base
- Aumentos de consumos asociados a grandes clientes
- Nueva demanda asociada a conversión energética de consumos de tipo calefacción.

Para la proyección de la demanda base se utilizan los antecedentes históricos descritos en el capítulo anterior, los cuales serán complementados con el comportamiento de variables económicas que podrían incidir en el comportamiento del consumo eléctrico.

Los aumentos de consumos asociados a grandes clientes se obtienen de la información de encuestas a grandes clientes que las empresas realizan a sus clientes con mayores consumos.

La estimación de la nueva demanda asociada a la conversión de consumos de calefacción se obtiene a partir de antecedentes disponibles proporcionados por la empresa que se contrastan con antecedentes disponibles por parte del Consultor.

La determinación de las demandas anteriores se describe en los puntos siguientes.

5.2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA HISTÓRICA

Para efectuar la proyección de demanda a partir de los antecedentes históricos se ha utilizado, de acuerdo a lo indicado en las Bases del Estudio, un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial.

Se ha incorporado como parte del análisis, como variable regresora, el Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC), el cual se proyecta para un horizonte equivalente al utilizado en el período del Estudio de manera de incorporarlo en las proyecciones correspondientes.

La serie del IMACEC presenta un fuerte descenso, respecto de los valores anteriores, durante varios meses del año 2020, asociado principalmente a los efectos de la disminución de la actividad económica por el COVID. Con el objeto de aminorar el efecto de ese comportamiento en la proyección del indicador, se definió una variable tipo dummy entre abril y octubre de 2020, con el propósito de descartar, en términos prácticos, los datos de IMACEC de ese período para la proyección.

La proyección de IMACEC se realizó mediante un modelo ARIMA, a partir del cual se obtuvieron los resultados que se presentan en la tabla 5-5 siguiente:

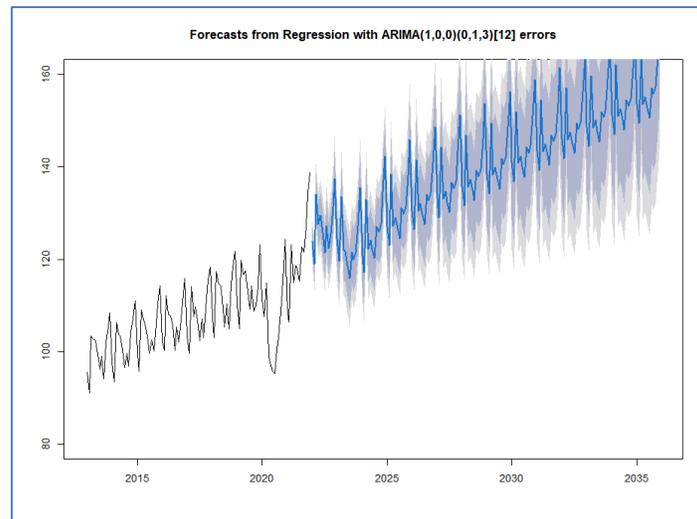


Figura 5-5: Valores históricos y proyección de IMACEC

Para efectos de mejorar la visualización de los resultados obtenidos, se muestra la tabla 5-6 siguiente en la cual se incorpora el valor medio anual del IMACEC histórico y proyectado.

TABLA 5-6: Valores históricos y proyectados para la serie IMACEC

Año	Índice medio anual
2013	100,0
2014	101,7

Año	Índice medio anual
2015	104,4
2016	106,6
2017	108,1
2018	112,0
2019	113,5
2020	106,1
2021	120,7
2022	125,4
2023	120,7
2024	124,1
2025	128,1
2026	130,7
2027	133,1
2028	135,4
2029	137,7
2030	140,0
2031	142,3
2032	144,5
2033	146,8
2034	149,1
2035	151,4

Una vez determinada la serie de IMACEC que se utiliza como variable regresora de las proyecciones, se procede a efectuar las proyecciones de demanda para cada Sistema Mediano.

Para efecto de realizar las proyecciones se utilizará un modelo de tipo SARIMAX (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average Xogeneous variables por sus siglas en inglés), el cual permite modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

En el caso del modelo de Ajuste Parcial, éste se obtiene como un caso especial del modelo ARIMA, manteniendo sólo la componente autoregresiva.

La elección del mejor modelo se realiza observando el indicador MAE el cual determina los errores de los modelos, en donde mientras menor sea el valor de dichos parámetros, mejor será el comportamiento de la proyección.

5.2.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA SM AYSÉN

Al efectuar la comparación de los indicadores se obtienen los siguientes resultados para los indicadores:

Modelo	MAE
Modelo Arima Estacional Sin Regresor	276
Modelo Arima Con Regresor	185
Modelo de Ajuste Parcial	537

A partir de la información anterior, se considera la utilización de un modelo ARIMA de las siguientes características, en donde todos los parámetros del modelo resultan ser significativos:

```
Regression with ARIMA(2,1,3)(0,1,1)[12] errors
Coefficients:
      ar1      ar2      ma1      ma2      ma3      sma1      xreg
s.e.  0.0111  0.0016  0.1202  0.2120  0.1145  0.4073  10.4706

sigma^2 estimated as 71203:  log likelihood=-675.23
AIC=1366.46  AICC=1368.13  BIC=1386.89

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 42.88713 240.8675 185.0835 0.3446513 1.600861 0.39042 -0.008799395
```

```
z test of coefficients:
      Estimate Std. Error  z value Pr(>|z|)
ar1  1.7285384  0.0110620  156.2586 < 2.2e-16 ***
ar2 -0.9998367  0.0016012 -624.4464 < 2.2e-16 ***
ma1 -2.2501740  0.1202295 -18.7157 < 2.2e-16 ***
ma2  1.9392838  0.2119674   9.1490 < 2.2e-16 ***
ma3 -0.5538878  0.1145239  -4.8364 1.322e-06 ***
sma1 -0.9423600  0.4073287  -2.3135 0.020694 *
xreg 27.7766646 10.4705694   2.6528 0.007982 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

Con respecto a la demanda máxima, a partir de la información histórica de los factores de carga, se observa que éste se ha mantenido estable al menos en los últimos 4 años en un valor promedio de 0,64. Con lo anterior, se obtiene la proyección de energía y demanda máxima que se presenta en la tabla 5-7 siguiente:

TABLA 5-7: Proyección de demanda SM Aysén con datos históricos

Año	Energía kWh	Tasa Crecimiento Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2021	155.900		27,8
2022	159.237	2,14%	28,4
2023	159.455	0,14%	28,4
2024	162.386	1,84%	28,9
2025	165.530	1,94%	29,5
2026	168.189	1,61%	30,0
2027	170.765	1,53%	30,4
2028	173.327	1,50%	30,9
2029	175.887	1,48%	31,3
2030	178.447	1,46%	31,8
2031	181.007	1,43%	32,2
2032	183.567	1,41%	32,7
2033	186.127	1,39%	33,1
2034	188.688	1,38%	33,6
2035	191.248	1,36%	34,1

5.2.1.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA SM GENERAL CARRERA

Al efectuar la comparación de los indicadores asociados a la proyección del SM General Carrera, se obtienen los siguientes resultados:

Modelo	MAE
Modelo Arima Estacional Sin Regresor	15,2
Modelo Arima Con Regresor	14,9
Modelo de Ajuste Parcial	46,3

Los resultados son similares entre los casos del modelo ARIMA con y sin regresión. Considerando que el regresor IMACEC presenta una correlación aceptable de 0,63 con respecto a la energía, se opta por usar esta variable explicativa en el modelo.

A partir de lo anterior, se considera la utilización un modelo ARIMA con las siguientes características, en donde todos los parámetros del modelo resultan ser significativos, como se especifica a continuación:

```
Regression with ARIMA(2,1,1)(1,1,0)[12] errors
Coefficients:
      ar1      ar2      ma1      sar1      xreg
  0.3789  0.3099 -0.9941 -0.3984  3.8274
s.e.  0.1075  0.1169  0.1607  0.1106  0.8337

sigma^2 estimated as 548:  log likelihood=-434.27
AIC=880.53  AICc=881.49  BIC=895.86

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set  1.31876  21.36929  14.85121  0.06645466  1.479587  0.2852196  -0.002032942
```

```
z test of coefficients:
      Estimate Std. Error z value Pr(>|z|)
ar1  0.37887    0.10746  3.5257 0.0004224 ***
ar2  0.30991    0.11686  2.6519 0.0080039 **
ma1 -0.99410    0.16075 -6.1843 6.238e-10 ***
sar1 -0.39838    0.11061 -3.6017 0.0003161 ***
xreg  3.82743    0.83368  4.5910 4.411e-06 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

La proyección anual obtenida se presenta en la tabla 5-8 siguiente:

TABLA 5: Proyección de demanda SM General Carrera con datos históricos

Año	Energía kWh	Tasa Crecimiento Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2021	13.640		2,5
2022	14.289	4,75%	2,6
2023	14.606	2,22%	2,7
2024	15.169	3,86%	2,8
2025	15.776	4,00%	2,9
2026	16.348	3,62%	3,0
2027	16.906	3,42%	3,1

Año	Energía kWh	Tasa Crecimiento Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2028	17.448	3,20%	3,2
2029	17.993	3,13%	3,3
2030	18.545	3,07%	3,4
2031	19.094	2,96%	3,5
2032	19.641	2,86%	3,6
2033	20.189	2,79%	3,7
2034	20.738	2,72%	3,8
2035	21.286	2,64%	3,9

5.2.1.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA SM PALENA

Al efectuar la comparación de los indicadores se obtienen los siguientes resultados para los indicadores:

Modelo	MAE
Modelo Arima Estacional Sin Regresor	19,1
Modelo Arima Con Regresor	20,0
Modelo de Ajuste Parcial	40,9

Los resultados son similares entre los casos del modelo ARIMA con y sin regresor. Considerando que el regresor IMACEC presenta una correlación aceptable de 0,60 con respecto a la energía, se opta por usar esta variable explicativa en el modelo.

A partir de lo anterior, se considera la utilización un modelo ARIMA de las siguientes características, en donde todos los parámetros resultan ser significativos, como se indica a continuación:

```
Regression with ARIMA(1,1,1)(2,1,0)[12] errors
Coefficients:
    ar1      ma1      sar1      sar2      xreg
 0.5350 -0.8193 -0.4760 -0.4512  3.0418
s.e.  0.1951  0.1374  0.0981  0.1007  0.9034

sigma^2 estimated as 596.7:  log likelihood=-439.43
AIC=890.86  AICC=891.81  BIC=906.18

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set -1.685746  22.29901  16.99307 -0.2353129  1.734888  0.266734 -0.01114663
```

```
z test of coefficients:
      Estimate Std. Error z value Pr(>|z|)
ar1  0.534985  0.195108  2.7420  0.0061068 **
ma1 -0.819291  0.137437 -5.9612  2.504e-09 ***
sar1 -0.475970  0.098073 -4.8532  1.215e-06 ***
sar2 -0.451168  0.100733 -4.4788  7.505e-06 ***
xreg  3.041835  0.903402  3.3671  0.0007597 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

La proyección anual obtenida se presenta en la tabla 5-9 siguiente:

TABLA 5-9: Proyección de demanda SM Palena con datos históricos

Año	Energía kWh	Tasa Crec Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2021	14.093		2,6
2022	14.708	4,37%	2,7
2023	15.233	3,57%	2,8
2024	15.966	4,81%	2,9
2025	16.651	4,29%	3,0
2026	17.357	4,24%	3,2
2027	18.050	4,00%	3,3
2028	18.711	3,66%	3,4
2029	19.387	3,62%	3,5
2030	20.070	3,52%	3,7
2031	20.743	3,35%	3,8
2032	21.417	3,25%	3,9
2033	22.096	3,17%	4,0
2034	22.771	3,06%	4,2
2035	23.446	2,97%	4,3

5.2.1.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA SM PUERTO CISNES

Al efectuar la comparación de los indicadores se obtienen los siguientes resultados para los indicadores:

Modelo	MAE
Modelo Arima Estacional Sin Regresor	6,2
Modelo Arima Con Regresor	2,6
Modelo de Ajuste Parcial	17,1

A partir de lo anterior, se considera la utilización de un modelo ARIMA de las siguientes características, en donde todos los parámetros resultan ser significativos, como se indica a continuación:

```

Regression with ARIMA(2,1,3)(1,1,0)[12] errors
Coefficients:
    ar1      ar2      ma1      ma2      ma3      sar1  ts_DatIMACEC_Hist_Corr20_m
s.e.  1.4838  -0.9549  -2.9139  2.9131  -0.9992  -0.5684  0.2145
    0.0757  0.0454  0.3178  0.6146  0.3175  0.2381  0.0243
    ts_Dummy_Cisnes_m
s.e.      -74.4523
    6.6404

sigma^2 estimated as 44.76:  log likelihood=-71.28
AIC=160.57  AICC=178.57  BIC=169.53

Training set error measures:
    ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 0.909051  4.034446  2.567314  0.2724659  0.7799931  0.1384206  -0.06051306
    
```

```

z test of coefficients:

                Estimate Std. Error  z value  Pr(>|z|)
ar1             1.483827   0.075743  19.5904 < 2.2e-16 ***
ar2            -0.954898   0.045387 -21.0389 < 2.2e-16 ***
ma1            -2.913903   0.317819  -9.1684 < 2.2e-16 ***
ma2             2.913127   0.614590   4.7400 2.138e-06 ***
ma3            -0.999176   0.317510  -3.1469  0.00165 **
sar1           -0.568382   0.238083  -2.3873  0.01697 *
ts_DatIMACEC_Hist_Corr20_m  0.214540  0.024344   8.8127 < 2.2e-16 ***
ts_Dummy_Cisnes_m -74.452260  6.640363 -11.2121 < 2.2e-16 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Cabe señalar que dada la existencia de algunos datos fuera de rango en este sistema en algunos meses, se aplicó una variable de tipo dummy a ello para no incorporarlos en el análisis.

La proyección anual obtenida se presenta en la tabla 5-10 siguiente:

TABLA 5-10: Proyección de demanda SM Puerto Cisnes con datos históricos

Año	Energía kWh	Tasa Crecimiento Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2021	3.559		0,63
2022	3.626	1,9%	0,64
2023	3.720	2,6%	0,66
2024	3.811	2,4%	0,67
2025	3.906	2,5%	0,69
2026	4.007	2,6%	0,71
2027	4.110	2,6%	0,73
2028	4.215	2,6%	0,75
2029	4.321	2,5%	0,76
2030	4.428	2,5%	0,79
2031	4.536	2,4%	0,80
2032	4.644	2,4%	0,82
2033	4.752	2,3%	0,85
2034	4.860	2,3%	0,86
2035	4.969	2,2%	0,88

5.2.2 ENCUESTAS A GRANDES CLIENTES

La Empresa proporcionó la información de encuestas de consumos realizada a grandes clientes. Al procesar la información se observa que la totalidad de ellos salvo uno informó variaciones de consumo energía entre los años 2020 a 2023, sin embargo no indica variaciones en su demanda máxima. Las variaciones anteriores son del orden de los 200 kWh mensuales y representan del orden de un 0,2% del consumo del Cliente.

Dado el bajo impacto en la variación de consumo del cliente anterior, no se considera en la proyección.

5.2.3 DEMANDA ADICIONAL POR CONVERSIÓN DE CLIENTES DE CONSUMO DE LEÑA

Acorde a lo estipulado en las Bases del Estudio, se analiza el efecto en la demanda que tendría la incorporación de nuevos consumos que corresponden a la reconversión de uso de leña para calefacción a equipos eléctricos para este mismo fin.

Cabe señalar que a la fecha no se dispone de proyecciones oficiales que permitan determinar el impacto en el consumo por reconversión de consumo de leña para calefacción.

Los antecedentes disponibles dicen relación con análisis encargados por la misma empresa en los cuales se estima la cantidad de clientes que se podrían reconvertir y el consumo asociado a dichos clientes, generándose escenarios denominados base, y de baja y alta penetración. En la tabla 5-11 siguiente se presenta la estimación indicada.

TABLA5-11: Proyección de demanda asociada a clientes de conversión por consumo de leña

Año	Clientes Convertidos a Calefacción			Consumo unitario clientes Convertidos a Calefacción			Energía total convertida a calefacción Convertidos a Calefacción			Potencia promedio convertida a calefacción Convertidos a Calefacción		
	Cientes Baja	Cientes Media	Cientes Alta	Cunit Baja kwh/mes	Cunit Media kwh/mes	Cunit Alta kwh/mes	E Baja (GWh)	E Media (GWh)	E Alta (GWh)	Pot prom. Agregada Baja (MW)	Pot prom. Agregada Media (MW)	Pot prom. Agregada Alta (MW)
2022	154	154	154	271	271	271	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1
2023	692	1.248	1.804	181	194	203	1,5	2,9	4,4	0,3	0,5	0,8
2024	1.231	2.342	3.453	196	206	212	2,9	5,8	8,8	0,5	1,0	1,6
2025	1.769	3.436	5.103	203	213	216	4,3	8,8	13,2	0,8	1,6	2,4
2026	2.308	4.530	6.752	206	213	216	5,7	11,6	17,5	1,0	2,1	3,1
2027	2.846	5.624	8.402	208	215	217	7,1	14,5	21,9	1,3	2,6	3,9
2028	3.385	6.718	10.051	212	216	218	8,6	17,4	26,3	1,5	3,1	4,7
2029	3.923	7.812	11.701	212	217	219	10,0	20,3	30,7	1,8	3,6	5,5
2030	4.462	8.906	13.350	215	218	219	11,5	23,3	35,1	2,0	4,1	6,3
2031	5.000	10.000	15.000	222	222	222	13,3	26,6	39,9	2,4	4,7	7,1
2032	5.538	11.094	16.650	215	219	220	14,3	29,1	43,9	2,5	5,2	7,8
2033	6.076	12.188	18.300	217	219	220	15,8	32,0	48,3	2,8	5,7	8,6
2034	6.614	13.282	19.950	217	219	220	17,2	34,9	52,6	3,1	6,2	9,4
2035	7.152	14.376	20.189	217	219	220	18,6	37,8	53,2	3,3	6,7	9,5

5.2.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA TOTAL PARA EL SM AYSÉN

Para determinar el valor final en la proyección de demanda para el Sistema Aysén, se consideran los tres escenarios anteriores, los cuales se adicionan a la proyección base calculada anteriormente. Luego la proyección completa se muestra en la tabla 5-12 siguiente.

TABLA 5-12: Proyección de demanda total para el SM Aysén

Año}	Proyección Base		Energía total convertida a calefacción Convertidos a Calefacción			Potencia promedio convertida a calefacción Convertidos a Calefacción			Energía Total SM Aysén			Demanda máxima total SM Aysén		
	Energía GWh	Demanda máxima MW	E Baja (GWh)	E Media (GWh)	E Alta (GWh)	Pot prom. Agregada Baja (MW)	Pot prom. Agregada Media (MW)	Pot prom. Agregada Alta (MW)	E Baja (GWh)	E Media (GWh)	E Alta (GWh)	Dem. Máx. Baja (MW)	Dem. Máx. Media (MW)	Dem. Máx. Alta (MW)
2021	157,8	28,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	157,8	157,8	157,8	28,1	28,1	28,1
2022	159,2	28,4	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	159,7	159,7	159,7	28,4	28,4	28,4
2023	159,5	28,4	1,5	2,9	4,4	0,3	0,5	0,8	161,0	162,4	163,9	28,7	28,9	29,2
2024	162,4	28,9	2,9	5,8	8,8	0,5	1,0	1,6	165,3	168,2	171,2	29,4	29,9	30,5
2025	165,5	29,5	4,3	8,8	13,2	0,8	1,6	2,4	169,8	174,3	178,7	30,2	31,0	31,8
2026	168,2	30,0	5,7	11,6	17,5	1,0	2,1	3,1	173,9	179,8	185,7	31,0	32,0	33,1
2027	170,8	30,4	7,1	14,5	21,9	1,3	2,6	3,9	177,9	185,3	192,7	31,7	33,0	34,3
2028	173,3	30,9	8,6	17,4	26,3	1,5	3,1	4,7	181,9	190,7	199,6	32,4	34,0	35,5
2029	175,9	31,3	10,0	20,3	30,7	1,8	3,6	5,5	185,9	196,2	206,6	33,1	34,9	36,8
2030	178,4	31,8	11,5	23,3	35,1	2,0	4,1	6,3	189,9	201,7	213,5	33,8	35,9	38,0
2031	181,0	32,2	13,3	26,6	39,9	2,4	4,7	7,1	194,3	207,6	220,9	34,6	37,0	39,3
2032	183,6	32,7	14,3	29,1	43,9	2,5	5,2	7,8	197,9	212,7	227,5	35,2	37,9	40,5
2033	186,1	33,1	15,8	32,0	48,3	2,8	5,7	8,6	201,9	218,1	234,4	36,0	38,8	41,7
2034	188,7	33,6	17,2	34,9	52,6	3,1	6,2	9,4	205,9	223,6	241,3	36,7	39,8	43,0
2035	191,2	34,1	18,6	37,8	53,2	3,3	6,7	9,5	209,8	229,0	244,4	37,4	40,8	43,5

La repartición de la demanda anterior entre las barras del sistema se realizará considerando los factores indicados en tabla 5-13 presentada a continuación:

TABLA 3: Resumen distribución porcentual consumos energía por barra SM Aysén

Distribución porcentual demanda de energía por barras SM Aysén					
Año	Tehuelche	Aysén	Chacabuco	Mañihuales	Ñirehuao
prom 18/21	62,1%	20,6%	15,1%	1,9%	0,3%

5.2.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA TOTAL PARA EL SM GENERAL CARRERA, SM PALENA Y SM PUERTO CISNES

Respecto de los Sistemas Medianos de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes, en ellos no existen antecedentes de aumentos de consumos de grandes clientes y tampoco clientes con reconversión de consumo de leña. En razón de lo anterior, como proyección de demanda total corresponde considerar la proyección obtenida de los antecedentes históricos mostrada en los numerales 5.2.1.2., 5.2.1.3. y 5.2.1.4.

6 ANTECEDENTES

En este capítulo se describe la metodología general utilizada en el Estudio, los principales criterios y supuestos realizados y la metodología específica acompañada de los antecedentes, parámetros y costos obtenidos y reportados en el Informe de Avance N°1.

6.1 METODOLOGÍA GENERAL

La metodología de regulación de precios para los SM consiste en el cálculo de tarifas a partir de la determinación de costos eficientes de un proyecto de reposición optimizado de la empresa. La estructura de precios se determina a través de los Costos Incrementales de Desarrollo (CID). Este costo se define como aquel valor que hace que los ingresos anuales adicionales sean los necesarios para cubrir los costos de inversión y los costos adicionales de explotación eficientes de un proyecto de expansión optimizado. Esta definición se hace consistente con un Valor Actualizado Neto del proyecto de expansión del sistema igual a cero, es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{(Ingreso - Costos)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n}$$

Donde:

- VInv = Valor presente de las Inversiones
- Ingreso = $T \times (Q_i - Q_0)$, donde T es una tarifa constante en el período y Q_i y Q_0 son las cantidades anuales de energía o potencia en el año i y año base, respectivamente.
- Costo = $C_i - C_0$, que corresponde a la diferencia de los Costos anuales Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), en relación a los del año base.
- R = Valor Residual al final de período de expansión
- r = Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

Es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{T \cdot (Q_i - Q_0)}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{(C_i - C_0)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n} = 0$$

Se busca, entonces, una tarifa constante en el tiempo, que haga cero al VAN

$$T \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i} = VInv + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}$$

Esa tarifa constante se denomina CID

$$CID = T = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i}}$$

Dada la existencia de economías de escala en los SM de generación y transmisión, la aplicación de CID en el largo plazo produce ingresos para las empresas operadoras que no les permiten cubrir sus costos medios de largo plazo, razón por la cual la Ley establece un ajuste para el horizonte de tarificación (años 2023 al 2026) a través de los Costos Totales de Largo Plazo (CTLP) de un proyecto de reposición eficiente del SM, es decir:

$$CTLP = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot \sum_{i=1}^T \frac{(aVI + COMA)_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

- aVI+COMA = Anualidad del Valor de Inversión (aVI) más costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).
 T = Número de años del horizonte de tarificación.
 r = Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

De esta forma, el Estudio completo tiene por objeto determinar:

- El Plan de Expansión Óptimo en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del Costo Incremental de Desarrollo (CID) asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- Determinación del Proyecto de Reposición Eficiente en generación y transmisión.
- Valorización del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes Fórmulas de Indexación y su forma de aplicación para los costos señalados en b) y d).

El cálculo se realiza en el marco de las consideraciones generales establecidas en las Bases del Estudio, específicamente en el Numeral 6.1. y de los alcances respecto de la metodología general que se efectúan en el Numeral 6.2.

En el contexto anterior, en la elaboración del Plan de Expansión Óptimo, GTD desarrolló las siguientes actividades:

- Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes, descartando aquellas que no están operativas, excesivas o innecesarias.

- b) Determinación de la demanda proyectada en los nudos de retiro del sistema y la demanda total agregada del sistema, desagregada en períodos mensuales y en 24 bloques, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día de potencia, lo anterior de acuerdo a lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las BTD.
- c) Definición Reserva Óptima de Potencia y Energía, a partir de los estudios de control de frecuencia y criterios establecidos en el capítulo N°6 de la Norma Técnica, y a falta de éstos, los criterios de operación vigentes, conforme establece el punto 9-14 de la NT de SyCS aplicable en SSMM.
- d) Catastro y análisis general de los proyectos de Generación disponibles en la zona, a partir de los antecedentes públicos disponibles, y de los proyectos puestos en conocimiento del Consultor por la CNE.
- e) Caracterización de los diferentes tipos y tamaños de unidades generadoras térmicas e hidráulicas, con posibilidad de ser incluidas en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de generación y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, de acuerdo a los costos unitarios correspondientes.
- f) Análisis del aporte de energía y potencia esperado para las centrales hidroeléctricas, a partir de estudios hidrológicos que relacionen la estadística de generación con las estadísticas fluvio y pluviométricas y de caudales disponibles.
- g) Caracterización de los diferentes tipos de instalaciones de transmisión con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por componentes, insumos o servicios.
- h) Determinación de la estructura de personal e infraestructura administrativa óptima, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las Bases Técnicas Definitivas.
- i) Costos de Falla de corta y larga duración, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales v) del Capítulo II de las Bases.
- j) Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal m) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
 - Modelo de Planificación de Largo Plazo PLP: Simulación del despacho económico las unidades generadoras, para distintas hidrologías, incorporando los sistemas de transmisión, se determina el costo de operación.
 - Digsilent Power Factory: Para realizar flujos de potencia a fin de determinar el cumplimiento de la Norma Técnica de SSMM se efectúan flujos estáticos y dinámicos que permiten verificar el cumplimiento de la norma anterior, y eventuales requerimientos de aumentos de capacidad del sistema de transmisión y de compensación reactiva.

Otros criterios y supuestos específicos utilizados para la determinación del Plan de Expansión optimizado y el CID se describen en los puntos siguientes.

6.2 PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMIZADO

El Plan de Expansión Optimizado corresponde al plan cuyo valor de inversión, y costos adicionales de operación, mantenimiento y administración, en relación al crecimiento de la demanda, permiten determinar el CID.

Dicho Plan se determina a partir de las instalaciones reales del SM en el año base del Estudio (año 2020), pues debe corresponder al desarrollo eficiente que debe tener la empresa dada su condición real inicial, cuya señal económica eficiente a la demanda se da a través de una estructura tarifaria que refleja en cada nudo del Sistema de Transmisión el CID³.

A continuación, se describe la metodología empleada en cada una de las actividades desarrolladas para la determinación del Plan de Expansión optimizado.

6.2.1 INSTALACIONES EXISTENTES

En relación a las centrales generadoras e instalaciones de transmisión existentes en los SSMM de Edelayesen, se utilizaron las instalaciones descritas en el capítulo 2.1, las cuales se detallan en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras” incluido en los anexos del presente informe .

6.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Con respecto a la proyección de la demanda de energía y potencia de los SSMM de Edelayesen, la cual se realizó a partir de un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial, el cual fue complementado con información reciente de proyecciones de electricidad en la zona de operación de la empresa, se utilizará la proyección descrita en los capítulos 5.2.4 y 5.2.5 del presente informe.

Conforme se desarrolló en el capítulo 5 del presente Informe, la caracterización de la curva de demanda del Sistema Aysén se discretizó en 24 bloques mensuales horarios, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día de potencia, de tal forma que la magnitud y duración de cada uno de ellos minimiza el error cuadrático medio respecto a los datos medidos.

Para la determinación del plan de expansión óptimo, se utilizaron los bloques mencionados en el párrafo anterior. Lo mismo se realizó para los sistemas General Carrera, Palena y Puerto Cisnes.

³ Como se verá en la siguiente etapa del Estudio, la remuneración que finalmente percibirán los operadores estará determinada por el proyecto de reposición eficiente.

6.2.3 RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN

Dada las necesidades de calidad y continuidad de servicio que exige la NT de Sistemas Medianos de marzo 2018, y producto que la electricidad no se puede almacenar a gran escala, es necesario que el Sistema de Generación y Transmisión posea reservas y redundancias que le permita que ante contingencias el suministro no se vea interrumpido o sus efectos se minimicen, todo ello considerando un criterio de racionalidad económica que significa que los sobrecostos de instalación y operación necesarios para hacer frente a tales contingencias no superen el costo de falla o energía no servida de los consumidores.

Cuando se habla de reserva normalmente se consideran los siguientes aspectos:

- Reserva primaria: Necesaria para que los generadores absorban las variaciones instantáneas de la carga.
- Reserva secundaria: Requerida para el seguimiento de la carga, es decir, absorber el crecimiento del próximo bloque de despacho (horario o en 15 minutos).
- Reserva en Giro: También se concibe como reserva secundaria, que corresponde a la reserva del orden de minutos necesaria para cubrir la contingencia de la salida imprevista de una unidad generadora, y evitar que el sistema eléctrico colapse (Black-out).
- Reserva Fría (No giro): Es la necesaria para reponer la reserva en giro o secundaria, una vez que ha salido una unidad de servicio.
- Reserva de potencia reactiva para el control de voltaje.

Conforme establece el artículo 6-4 de la Norma Técnica, el diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante, la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Para este efecto la empresa deberá realizar una serie de estudios con la finalidad de analizar las condiciones específicas de aplicación de la NT; en particular, conforme establece el Título 7-7, deberá realizar los estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS.

Adicionalmente, el Título 7-6 establece además la obligación de las unidades generadoras para absorber o entregar potencia reactiva de acuerdo a su diagrama P-Q, para lo cual deben hacer uso de reserva adicional a la disponible para el Control de Frecuencia.

Como criterios de reserva se han utilizado los actualmente vigentes y que consideran lo siguiente:

- Reserva primaria de subida de una 15% de la demanda.

6.2.4 ANÁLISIS HIDROLÓGICO: APOORTE DE ENERGÍA Y POTENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

GTD analizó los antecedentes de generación histórica de las centrales hidroeléctricas Aysén y Lago Atravesado, y a partir de esa información se generaron cuatro perfiles de afluentes que fueron utilizados en la modelación de los sistemas.

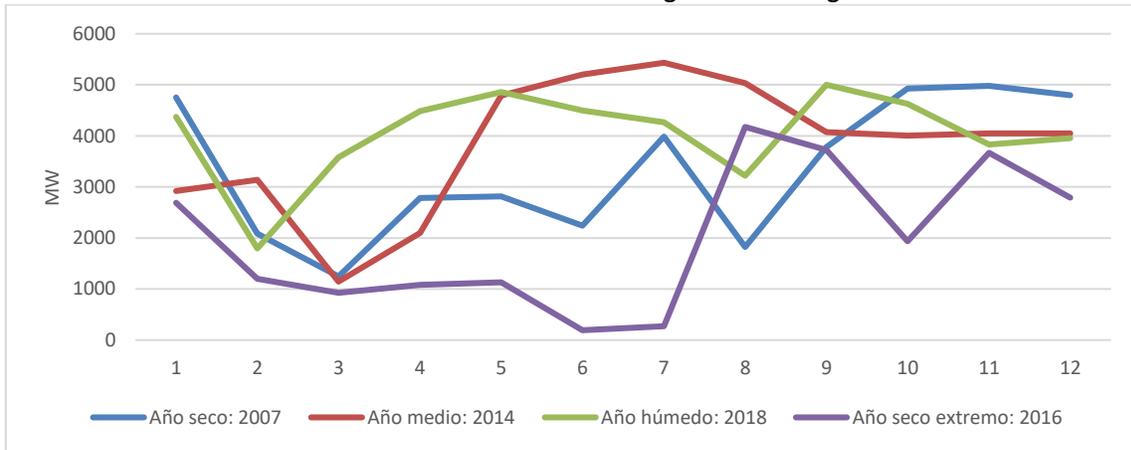
- SM Aysén

a) CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAGO ATRAVESADO

TABLA 6-1: Energía Afluyente Lago Atravesado

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2007	73,70%	4.754	2.084	1.247	2.781	2.816	2.239	3.986	1.822	3.780	4.929	4.980	4.795
Año medio: 2014	49,20%	2.923	3.136	1.145	2.100	4.792	5.203	5.433	5.035	4.073	4.002	4.047	4.050
Año húmedo: 2018	23,20%	4.374	1.794	3.581	4.488	4.861	4.500	4.268	3.221	5.001	4.627	3.827	3.955
Año seco extremo: 2016	99,90%	2.690	1.202	927	1.082	1.132	192	271	4.175	3.724	1.933	3.669	2.786

GRÁFICO 6-1: Variación Estacional De Energía Afluyente Lago Atravesado

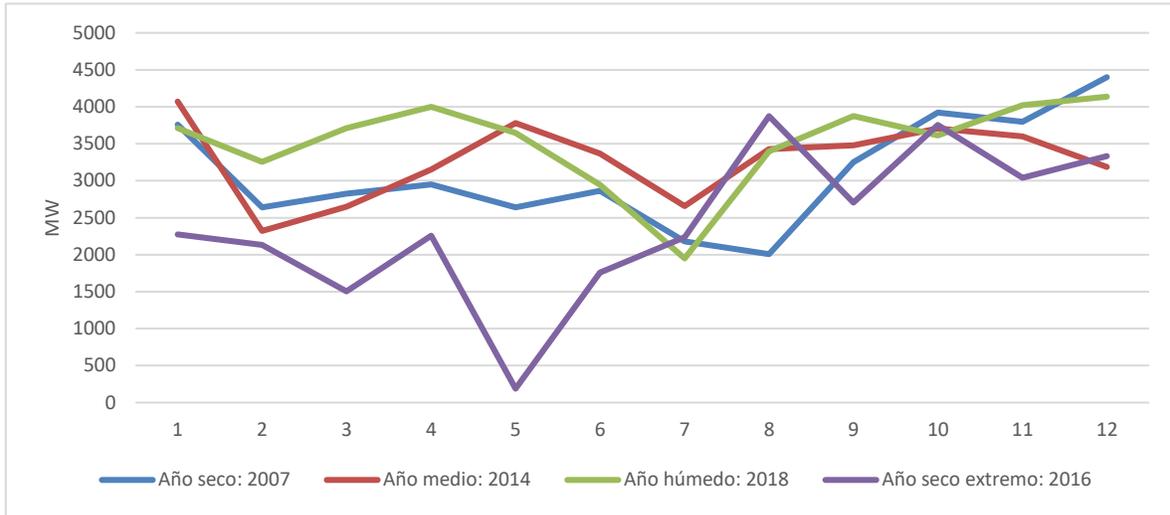


b) CENTRAL HIDROELÉCTRICA AYSÉN

TABLA 6-2: Energía Afluyente Central Aysén

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2007	73,70%	3.760	2.640	2.826	2.952	2.640	2.864	2.180	2.008	3.252	3.924	3.798	4.400
Año medio: 2014	49,20%	4.071	2.321	2.650	3.153	3.782	3.368	2.657	3.428	3.480	3.706	3.601	3.188
Año húmedo: 2018	23,20%	3.712	3.255	3.711	4.001	3.646	2.945	1.949	3.397	3.876	3.612	4.020	4.137
Año seco extremo: 2016	99,90%	2.276	2.132	1.504	2.256	188	1.756	2.235	3.873	2.703	3.753	3.042	3.333

GRÁFICO 6-2: Variación Estacional Energía Afluente Aysén

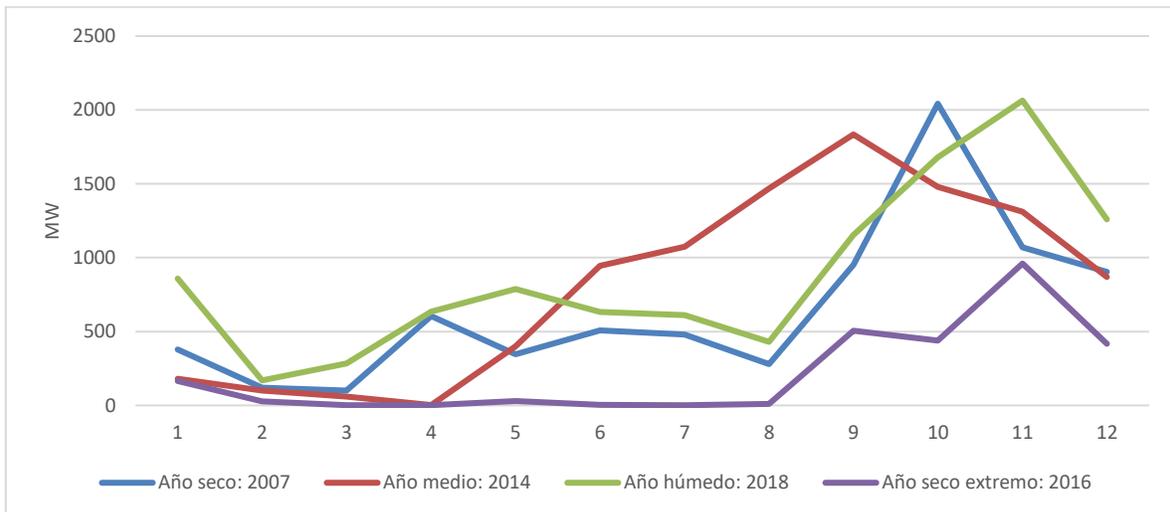


a) CENTRAL MONREAL

Tabla 6-3: Energía Afluente Central Monreal

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2007	73,70%	379	121	100	605	346	508	480	279	950	2.042	1.069	904
Año medio: 2014	49,20%	181	101	59	3	399	944	1.073	1.468	1.834	1.480	1.310	870
Año húmedo: 2018	23,20%	859	169	283	634	787	632	610	430	1.154	1.679	2.064	1.260
Año seco extremo: 2016	99,90%	166	27	2	2	29	3	1	11	505	438	960	418

GRÁFICO 6-3: Variación Estacional Energía Afluente Monreal

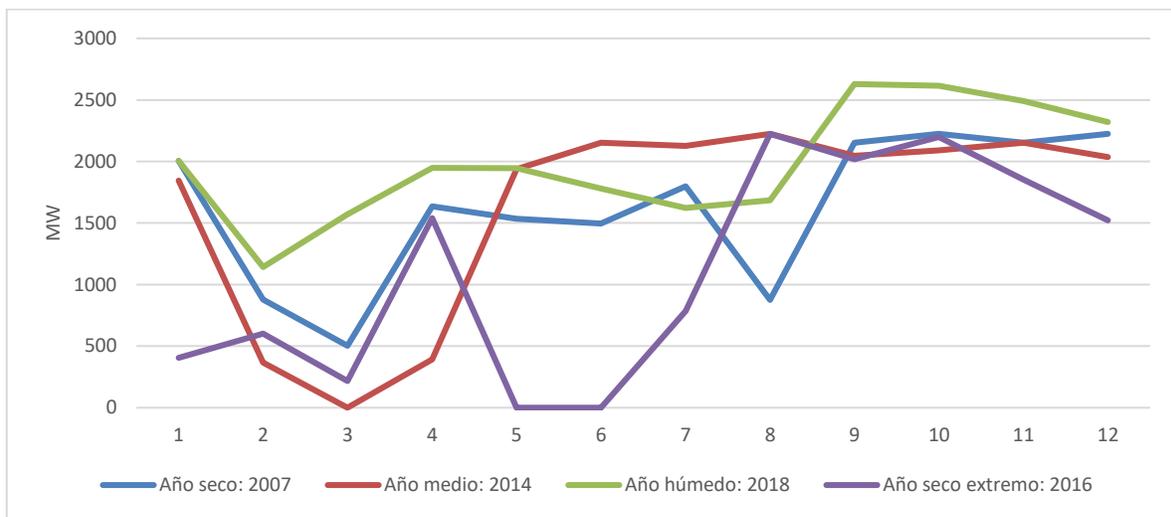


a) **CENTRAL SAN VICTOR**

Tabla 6-4: Energía Afluyente Central san Víctor

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2007	73,70%	2.004	878	503	1.636	1.536	1.496	1.799	875	2.153	2.225	2.153	2.225
Año medio: 2014	49,20%	1.845	367	0	392	1.937	2.153	2.127	2.225	2.046	2.091	2.153	2.037
Año húmedo: 2018	23,20%	2.006	1.142	1.572	1.947	1.946	1.780	1.622	1.684	2.629	2.614	2.491	2.320
Año seco extremo: 2016	99,90%	406	602	217	1.539	0	0	785	2.225	2.019	2.199	1.853	1.521

GRÁFICO 6-4: Variación Estacional Energía Afluyente San Víctor

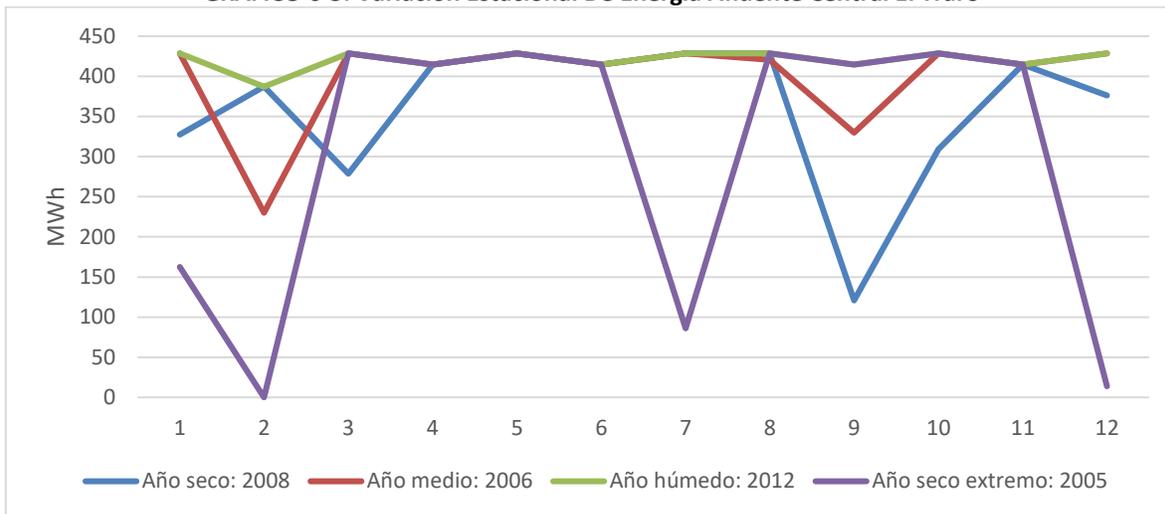


- **SM Gral. Carrera**

TABLA 6-56: Energía Generable Central El Traro

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2008	73,70%	328	387	279	415	429	415	429	429	121	309	415	376
Año medio: 2006	49,20%	429	230	429	415	429	415	429	420	330	429	415	429
Año húmedo: 2012	23,20%	429	387	429	415	429	415	429	429	415	429	415	429
Año seco extremo: 2005	99,90%	163	0	429	415	429	415	86	429	415	429	415	14

GRÁFICO 6-5: Variación Estacional De Energía Afluente Central El Traro



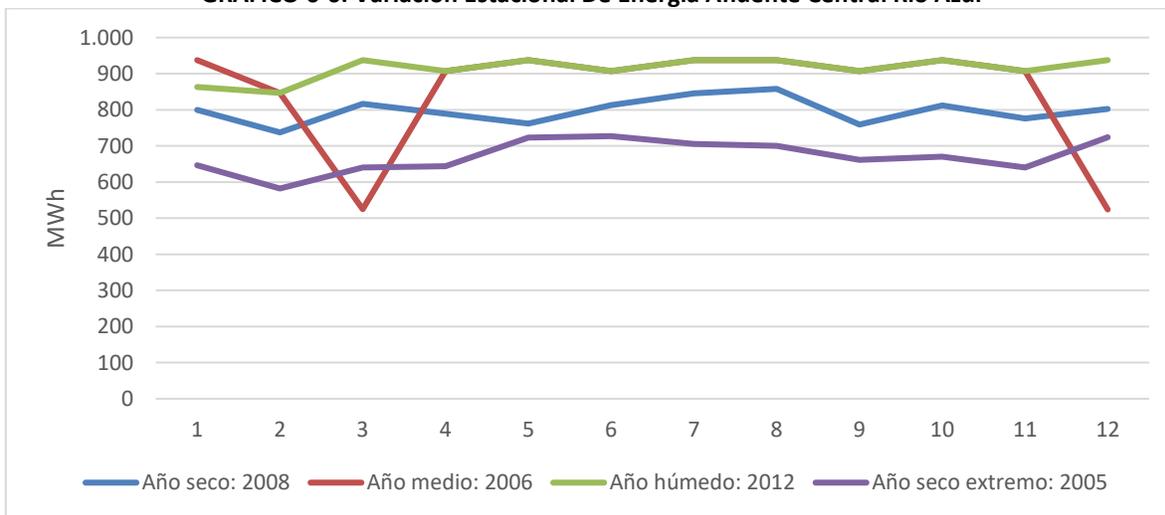
- **SM Palena**

a) CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO AZUL

TABLA 6-6: Energía Afluente Central Río Azul

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2008	73,70%	800	737	816	789	761	813	846	858	759	812	776	802
Año medio: 2006	49,20%	937	847	525	907	937	907	937	937	907	937	907	524
Año húmedo: 2012	23,20%	863	847	937	907	937	907	937	937	907	937	907	937
Año seco extremo: 2005	99,90%	646	582	640	644	723	727	705	700	661	670	640	724

GRÁFICO 6-6: Variación Estacional De Energía Afluente Central Río Azul



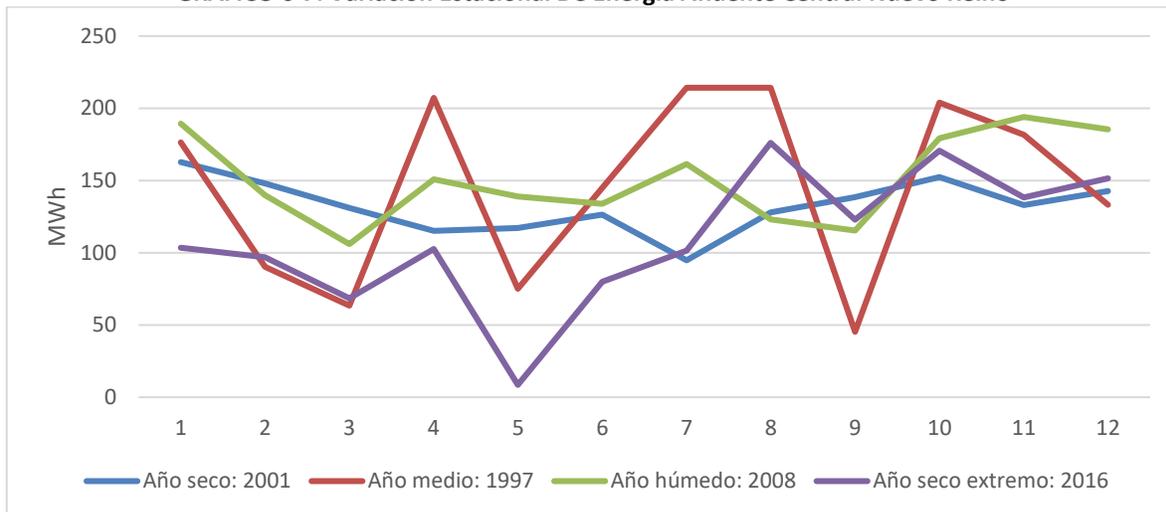
- SM Puerto Cisnes

a) CENTRAL HIDROELÉCTRICA NUEVO REINO

TABLA 6-7: Energía Afluente Central Nuevo Reino

Energía Generable (MWh)	P.Exc (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Año seco: 2001	80,90%	163	148	131	115	117	126	95	128	139	152	133	143
Año medio: 1997	46,30%	176	90	63	207	75	145	214	214	45	204	182	133
Año húmedo: 2008	30,70%	189	140	106	151	139	134	161	123	115	179	194	185
Año seco extremo: 2016	99,40%	103	97	68	103	9	80	102	176	123	171	138	152

GRÁFICO 6-7: Variación Estacional De Energía Afluente Central Nuevo Reino



6.3 REVISIÓN COSTOS DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES

6.3.1 RECOMENDACIÓN DE COSTOS UNITARIOS DE LA CNE

Respecto de recomendación de costos unitarios a la que se hace referencia en el capítulo 4 de las Bases, con fecha 05 de abril de 2022 se recibió de parte del Grupo SAESA la carta N°1515126, en la cual comunica su rechazo a la recomendación de costos efectuada por la CNE mediante Resolución Exenta CNE N°166, de fecha 17.03.2022. En razón de lo anterior, y de acuerdo a lo indicado en la Bases, GTD mantendrá la utilización de su base de costos unitarios en la realización de este Estudio.

6.3.2 COSTO DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN

Con respecto a las centrales generadoras existentes en los SSMM de Edelayesen, se utilizaron las instalaciones descritas en el capítulo 2.2 del presente informe, las cuales se encuentran en el archivo “Anexo VI Aysén 2022 Entrega 2”, el cual se incluye en los anexos.

6.3.3 COSTO DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES DE TRANSMISIÓN

En relación a las instalaciones de transmisión existentes en los SSMM de Edelayesen, se utilizaron las instalaciones de transmisión descritas en el capítulo 2.2, las cuales se encuentran detalladas en el archivo “LLTT SSMM nuevos valores 2022”, incluido en los anexos del presente informe.

6.4 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para efectos de modelar el funcionamiento del sistema, incluyendo las centrales existentes y las que se incorporarán en la expansión, se debe desagregar los costos fijos, de los costos variables de operación por concepto de combustibles (petróleo) y no combustibles (personal de operación, mantenimiento normal, repuestos y lubricantes, así como overhaul). El objetivo de este análisis es determinar la variación de costos anuales en relación a los costos del año base, considerando el crecimiento de la demanda y las obras de expansión del Plan Optimizado, es decir, determinar los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento.

6.4.1 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES (CVC)

Para la determinación de los costos de operación del Plan de Expansión es necesario modelar el despacho de carga de todas las centrales del SM, considerando los consumos específicos de las unidades térmicas existentes y de las indicadas en los catálogos de los proveedores en el caso de los módulos térmicos futuros.

Conforme establecen las BTD, los costos variables combustibles se determinan a partir de un análisis razonado de la información proporcionada por la empresa. En la siguiente tabla se resumen los costos combustibles determinados para las centrales térmicas existentes, conforme se desarrolló en el capítulo 4 del presente Informe, los precios de combustibles se determinaron como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2020.

TABLA 6-8: Precios Promedio Combustible

Sistema	Centrales	Precio Combustible (US\$/m3)
Aysén	Aysén Termo	429,12
	Chacabuco	406,16
	Ibáñez	547,40
	Mañihuales	534,00
	Tehuelche	417,97
General Carrera	Chile Chico	459,14

Sistema	Centrales	Precio Combustible (US\$/m3)
	El Traro Termo	524,33
Palena	Futaleufú	492,84
	La Junta	529,47
	Lago Verde	518,47
	Palena	532,75
	Puyuhuapi	511,31

6.4.2 COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC)

Los costos variables no combustibles son los costos que dependen de las horas de funcionamiento de las unidades, estando constituidos principalmente por los mantenimientos menores y mayores (overhaul).

En la siguiente tabla se resumen los costos variables no combustibles considerados para la proyección de los costos de operación de las centrales existentes en el período de expansión.

- SM Aysén

TABLA 6-9: Valores Empresa, Costo Variables De Operación SM Aysén

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [KW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_LagoAtravesado_U5106	Hidro	5.500	0.00	0.0
CH_LagoAtravesado_U5107	Hidro	5.500	0.00	0.0
CH_Monreal	Hidro	3.000	0.00	0.0
CH_PuertoAysen_U5115	Hidro	0	0.00	0.0
CH_PuertoAysen_U5116	Hidro	3.000	0.00	0.0
CH_PuertoAysen_U5117	Hidro	900	0.00	0.0
CH_PuertoAysen_U5118	Hidro	2.700	0.00	0.0
CH_SanVictor	Hidro	3.000	0.00	0.0
EO_AltoBaguales2_U5734	Eólica	900	0.00	0.0
EO_AltoBaguales2_U5735	Eólica	900	0.00	0.0
EO_AmplAltoBaguales_U1	Eólica	3.000	0.00	0.0
EO_AmplAltoBaguales_U2	Eólica	3.000	0.00	0.0
EO_AmplAltoBaguales_U3	Eólica	3.000	0.00	0.0
PV_ElBlanco	Solar Fotovoltaica	2,960	0.00	0.0
CT_AysenTermico_U5114	Diésel	1,200	0.27	10.5
CT_Chacabuco_U5112	Diésel	1,200	0.27	16.9
CT_Chacabuco_U5113	Diésel	1,200	0.27	15.2
CT_Chacabuco_U5148	Diésel	1,600	0.28	12.6
CT_Chacabuco_U5805	Diésel	2,840	0.24	12.6
CT_Chacabuco_U5806	Diésel	2,840	0.24	12.6
CT_Manihuales_U5532	Diésel	830	0.43	11.4

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [KW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CT_Manihuales_U5844	Diésel	800	0.43	11.4
CT_Puertolbanez_U5160	Diésel	360	0.66	30.0
CT_Tehuelche_U5101	Diésel	1,915	0.27	10.6
CT_Tehuelche_U5102	Diésel	1,915	0.28	11.0
CT_Tehuelche_U5103	Diésel	2,350	0.27	16.1
CT_Tehuelche_U5147	Diésel	1,600	0.27	13.2
CT_Tehuelche_U5716	Diésel	880	0.28	16.5
CT_Tehuelche_U5736	Diésel	1,600	0.27	13.8
CT_Tehuelche_U5806	Diésel	2,840	0.24	16.5
CT_Tehuelche_U5807	Diésel	2,840	0.24	16.5

- SM Gral. Carrera

TABLA 6-10: Valores Empresa, Costo Variables De Operación SM Gral. Carrera

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [kW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_EITraro_U5122	Hidro	320	0	0
CH_EITraro_U5123	Hidro	320	0	0
CH_LosMaquis_U5932	Hidro	500	0	0
CH_LosMaquis_U5933	Hidro	500	0	0
CT_ChileChico_U5120	Diésel	282	0.35	35.41
CT_ChileChico_U5144	Diésel	400	0.37	16.5
CT_ChileChico_U5518	Diésel	282	0.26	28.6
CT_ChileChico_U5542	Diésel	292	0.27	17.7
CT_ChileChico_U5622	Diésel	400	0.25	20.8
CT_ChileChico_U5743	Diésel	648	0.265	36.4
CT_EITraro_U5541	Diésel	292	0.31	17.9
CT_EITraro_U5741	Diésel	400	0.25	10.8
CT_NuevaDieselEITraro	Diésel	400	0.3	17.9
CT-Tranquilo_U5746	Diésel	400	0.265	20.8

- SM Palena

TABLA 6-11: Valores Empresa, Costo Variables De Operación SM Palena

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [kW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_RioAzul_U5133	Hidro	350	0.00	0.00
CH_RioAzul_U5134	Hidro	350	0.00	0.00

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [kW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_RioAzul_U5135	Hidro	350	0.00	0.00
CH_RioAzul_U5136	Hidro	350	0.00	0.00
CT_Futaleufu_U5520	Diésel	250	0.30	4.81
CT_Futaleufu_U5747	Diésel	400	0.30	4.81
CT_Futaleufu_U5856	Diésel	508	0.30	4.81
CT_LaJunta_U5860	Diésel	508	0.27	1.37
CT_LagoVerde_U5552	Diésel	150	0.53	15.73
CT_LagoVerde_U5766	Diésel	200	0.53	15.73
CT_Palena_U5131	Diésel	292	0.31	6.62
CT_Palena_U5522	Diésel	292	0.31	6.62
CT_Palena_U5745	Diésel	810	0.31	6.62
CT_Puyuhuapi_U5514	Diésel	292	0.29	1.83
CT_SantaBarbara_U5146	Diésel	360	0.29	15.73
CT_SantaBarbara_U5659	Diésel	120	0.30	15.73
CT_SantaBarbara_U5776	Diésel	800	0.30	15.73
CT_SantaBarbara_U5859	Diésel	800	0.29	15.73

- SM Puerto Cisnes

TABLA 6-12: Valores Empresa, Costo Variables De Operación SM Puerto Cisnes

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [kW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_NuevoReino_U5126	Hidro	150	0	
CH_NuevoReino_U5127	Hidro	150	0	
CT_NuevoReino_U5124	Diésel	282	0.322	
CT_NuevoReino_U5145	Diésel	580	0.322	
CT_NuevoReino_U5926	Diésel	508	0.322	

Los antecedentes de respaldo de los datos presentados en la tabla 6-8, 6-9, 6-10, 6-11 y 6-12, se encuentran en los archivos “OperacionHist_Ay_Rev4”, “OperacionHist_GC_Rev3”, “OperacionHist_Pa_Rev5” y “OperacionHist_PC_Rev2” de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

7 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO RESULTANTE

7.1 PROYECTOS CANDIDATOS

De acuerdo a lo comunicado por CNE con fecha 21.02.2022, forman parte del catastro de proyectos para el actual proceso de expansión y tarificación los siguientes proyectos:

TABLA 7-1: Proyectos candidatos

Sistema	Proyecto	Capacidad
Aysén	Ampliación Parque Eólico Alto Baguales	9 MW
Aysén	Sistema de Almacenamiento Alto Baguales	5,5 MW 7.920 MWh/año
Hornopirén	Planta Fotovoltaica Hornopirén	800 kWac
Aysén	Los Huemules GLP	965 kW
Aysén	Kosten Aike (eólica)	36 MW

La empresa Eléctrica de Aisén S.A. informa sus proyectos “Ampliación Parque Eólico Alto Baguales” y “Sistema de Almacenamiento Alto Baguales”, que corresponden por un lado a una planta eólica de 3 unidades de 3 MW de potencia, que se conectará en 23 kV al sistema de Edelayesen, comuna de Coyhaique, las cuales transmitirán su energía mediante una línea subterránea de 23 kV interna, conectándose en su salida a una línea de media tensión que se encuentra conectada a S/E Tehuelche. Asimismo, el “Sistema de Almacenamiento Alto Baguales” que consiste en un sistema de almacenamiento tipo BESS de 5,5 MW, que se conectará en la misma barra que el parque eólico.

Según lo informado por la empresa, el valor de inversión de los proyectos es de 30,582 MMUS\$ y 15,324 MMUS\$ respectivamente.

De acuerdo a Edelayesen, la fecha estimada de ingreso al sistema de ambos proyectos correspondería a junio de 2025.

En relación al proyecto Eólico Kosten Aike en el SM Aysén, con fecha 29 de marzo de 2022, la CNE informó a este Consultor que con fecha de ese mismo día el representante del mencionado proyecto informó que no participará en esta oportunidad, en el proceso de Tarificación y Planificación del Sistema Mediano de Aysén. Por lo anterior, no se considerará el proyecto en el contexto del Catastro de Proyectos de Generación y Transmisión al que se refieren las Bases del estudio.

Por otro lado, la empresa Innovación Energía S.A. informa su proyecto “Los Huemules”, que corresponde a un set de tres motores generadores a gas licuado que pueden suministrar de alrededor de 1.000 kW de potencia eléctrica cada uno, que se conectará a la SE Tehuelche 13,2 kV.

Según lo informado por la empresa, el valor de inversión del proyecto es de 3,473 MMUS\$, con fecha estimada de ingreso al sistema del proyecto en octubre de 2024.

Cabe señalar que para los SM General Carrera, Palena y Puerto Cisnes, no hay proyectos candidatos presentados.

7.2 PLANES DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En el plan de expansión óptimo se ha considerado las instalaciones existentes, los proyectos promovidos y centrales candidatas genéricas de tipo térmica. El tren de inversiones se ha determinado utilizando el Módulo de Inversión disponible en la plataforma de simulación AMEBA.

El Módulo de Inversión determina el plan de obra óptimo de generación a partir de la definición de una serie de proyectos candidatos. La función objetivo es minimizar los costos de inversión de nueva capacidad, costos de operación, costos de mantenimiento, costo de falla y costos de emisiones CO2.

Para evaluar la inversión en distintos periodos de planificación se utiliza el costo anual equivalente de la inversión. Estos costos para las centrales candidatas se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 7-2: Costo anual equivalente de centrales candidatas

Proyecto	Tecnología	Promotor	Capacidad (MW)	Costo Unitario Inversión (US\$/kW)	Costo Total Inversión (MUS\$)	Vida Útil (años)	Costo Anual Equivalente (MUS\$)
Ampliación Baguales U1	Eólica	Edelaysen	3,000	3.398	10.194	20	1.197
Ampliación Baguales U2	Eólica	Edelaysen	3,000	3.398	10.194	20	1.197
Ampliación Baguales U3	Eólica	Edelaysen	3,000	3.398	10.194	20	1.197
Sistema de Almacenamiento Alto Baguales	Almacenamiento	Edelaysen	5,500	2.786	15.323	24	1.705
Los Huemules	GLP	Inersa	2,895	1.200	3.473	20	408
Central Diesel 2500	Diesel	Genérica	2,500	635	1.586	20	186
Central Diesel 1600	Diesel	Genérica	1,600	698	1.116	20	131
Central Diesel 800	Diesel	Genérica	0,800	685	548	20	64
Central Diesel 400	Diesel	Genérica	0,400	1085	434	20	51

En la modelación para determinar el plan de obras se ha considerado el aumento en el precio de los combustibles que ha experimentado una fuerte alza entre el año base y la fecha de realización del estudio según se muestra en la figura siguiente.

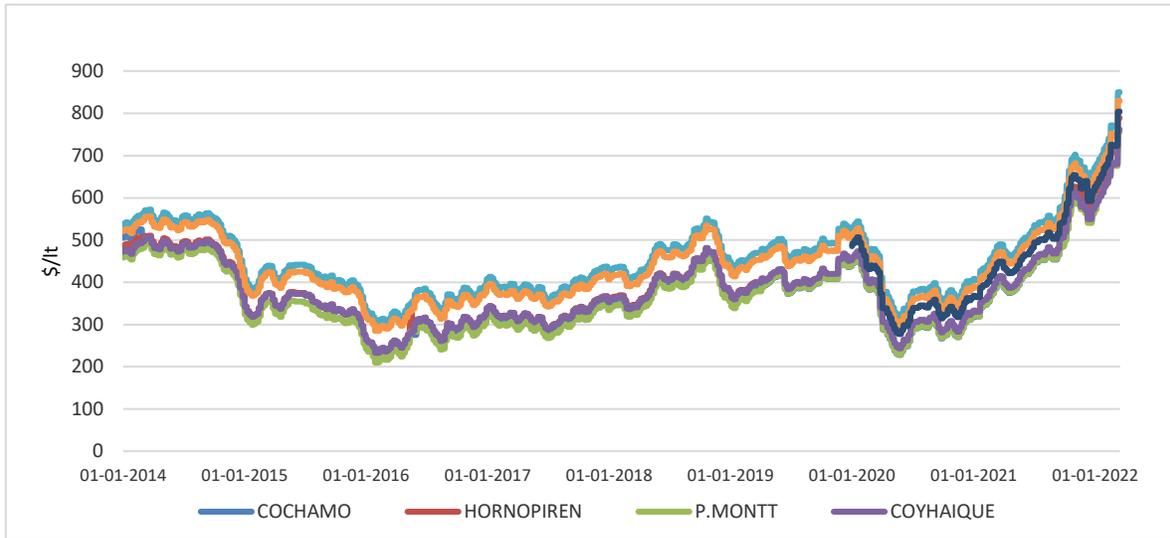


FIGURA 7-1: Evolución Del Precio Diésel

En vista de lo anterior se han modulado el precio de los combustibles considerando una ventana móvil de 6 meses. La modulación se muestra en la tabla siguiente.

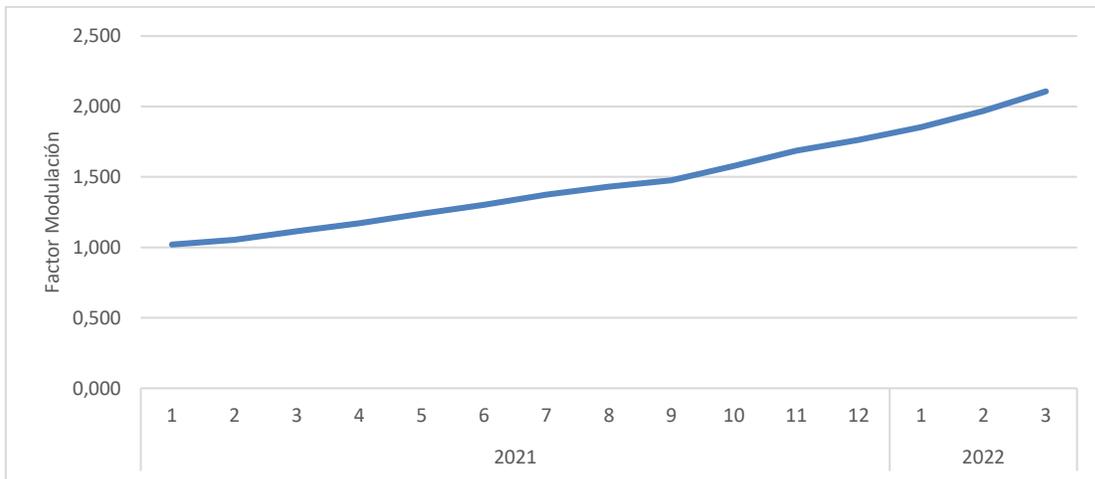


FIGURA 4: Factor De Modulación De Precios De Combustibles

El valor de costo variable de las centrales térmicas candidatas utilizada en la determinación del Plan de Expansión se muestra en la figura siguiente.

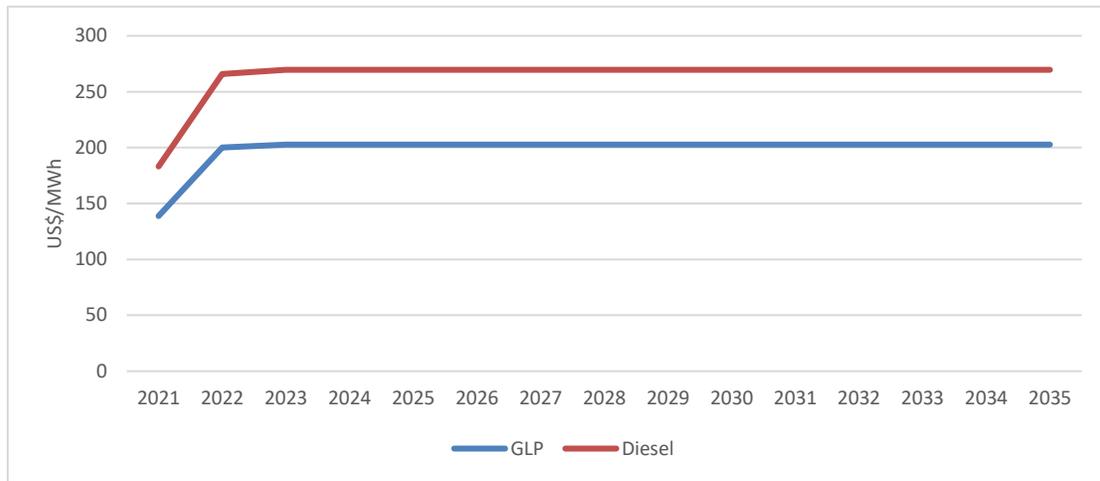


Figura 7-3: Costos variables de centrales térmicas candidatas

El plan obras de inversión es determinado para una condición hidrológica seca extrema y manteniendo las restricciones de reserva del sistema. De esta forma permitimos asegurar el abastecimiento en una condición de mayores exigencias.

7.2.1 GENERACIÓN

En la siguiente tabla se muestra el resultado del plan de obras de expansión óptimo en los sistemas de Edelayesen.

TABLA 7-3: Plan De Obras De Generación Edelayesen

Sistema	Unidades	Unidades	Capacidad kW	PES
Aysén	AltoBaguales_U1	Eólica	3.000	jun-25
	AltoBaguales_U2	Eólica	3.000	jun-25
	AltoBaguales_U3	Eólica	3.000	jun-25
	CT Los Huemules	Térmica Diésel	2.895	oct-24
	Ch_Diesel_1600	Térmica Diésel	1.600	ene-33
	SA Alto Baguales	Sistema Almacenamiento	5.500	jun-25

Se observa que para el SM Aysén se incluyen los proyectos “Ampliación Parque Eólico Alto Baguales” y “Sistema de Almacenamiento Alto Baguales”, que consisten en una planta eólica de 3 unidades de 3 MW de potencia y un Sistema de Almacenamiento de 5,5 MW que entran en servicio en junio de 2025 y ambos se conectan a la barra Alto Baguales 23 kV. La inclusión del sistema de almacenamiento se debe al incorporar los beneficios respecto a la reducción de vertimiento, mejora las condiciones de calidad de servicio ante contingencias proporcionando respaldo de generación frente a la pérdida de carga.

Asimismo, se incorpora el proyecto “Los Huemules”, que corresponde a un set de tres motores generadores a gas licuado que pueden suministrar 965 kW de potencia cada uno, que entra en servicio en octubre de 2024 y se conectará a la SE Tehuelche 13,2 kV.

El plan de expansión óptimo se debe principalmente por la relación entre la inversión de nueva capacidad y el beneficio dado por la capacidad de los sistemas para desplazar la generación en base a Diesel. En la siguiente tabla se muestra una estimación de este beneficio para las centrales que entran en el periodo tarifario en el sistema de Aysén. Como se observa, el beneficio anual supera el costo anualizado de la inversión justificando de esta forma el plan de expansión.

Tabla 7-4: Estimación del beneficio del plan de expansión de Aysén

Año	Energía Generada (GWh)				Estimación Beneficio (MUS\$)			
	Los Huemules	Ampliación Baguales U1	Ampliación Baguales U2	Ampliación Baguales U3	Los Huemules	Ampliación Baguales U1	Ampliación Baguales U2	Ampliación Baguales U3
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	6	0	0	0	374	0	0	0
2025	21	5	5	5	1,409	1,407	1,388	1,388
2026	20	9	9	9	1,372	2,528	2,529	2,520
2027	21	10	9	9	1,387	2,563	2,542	2,542
2028	21	10	9	9	1,411	2,570	2,553	2,552
2029	21	10	9	9	1,426	2,563	2,552	2,552
2030	21	10	9	10	1,435	2,562	2,552	2,562
2031	22	9	9	10	1,452	2,553	2,538	2,563
2032	22	10	10	10	1,477	2,572	2,572	2,565
2033	22	10	10	9	1,488	2,563	2,563	2,543
2034	22	10	10	10	1,497	2,563	2,563	2,563
2035	23	10	10	10	1,510	2,563	2,563	2,563

Cabe señalar que en los SSMM General Carrera, Palena y Puerto Cisnes no se obtuvo como resultado la necesidad de incluir nuevas obras de generación.

7.2.2 TRANSMISIÓN

De acuerdo con los análisis realizados, con la incorporación del proyecto “Ampliación Parque Eólico Alto Baguales”, frente a una contingencia del circuito Alto Baguales 23 kV → Divisadero 23 kV el sistema se vuelve inestable, requiriéndose de una nueva instalación de transmisión que permita mantener la estabilidad del sistema frente a una contingencia en el mencionado circuito existente. Como parte del análisis de la expansión del sistema frente al problema mencionado surge la necesidad de incorporar un segundo circuito en el tramo de Alto Baguales 23 kV a Divisadero 23 kV, para este segundo circuito se ha considerado una longitud de 9,0 kilómetros y una capacidad de 9 MVA. Por otro lado, se ha determinado su valor de inversión en un monto similar al circuito existente.

Hay que indicar en los SSMM General Carrera, Palena y Puerto Cisnes no se efectúa análisis de expansión de transmisión dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión.

7.3 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

De acuerdo con lo establecido en el literal f) del punto 3 de las Bases, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado.

Consecuente con lo anterior, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. De acuerdo a las bases, entre las hipótesis técnicas se debe considerar al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras, de las instalaciones de transmisión de mayor relevancia, el precio y la disponibilidad de los combustibles. Conforme a lo establecido en las Bases, el rango de validez fue determinado considerando los siguientes criterios:

- El rango de validez se obtiene cuando hay cambios en el Plan de Expansión Óptimo dentro del horizonte de tarificación. Los cambios pueden ser de fechas en la puesta de servicio de los proyectos o la incorporación o desaparición de proyectos.
- Las hipótesis técnicas de precio de combustible, costos de inversión y disponibilidad de combustibles solo se realiza cuando hay diferentes tecnologías candidatas para desarrollar la expansión del sistema. Esto se debe a que la sensibilización de estas hipótesis solo tiene impacto cuando hay una variación relativa frente a otras alternativas de expansión.
- No se evalúa el rango de validez de la demanda, considerando una reducción de la demanda, cuando los sistemas no presentan Plan de Expansión en el horizonte de tarificación. Lo anterior, se debe a que esta sensibilidad no tendría efectos en el plan de expansión.

Al aplicar los criterios señalados en los párrafos anteriores a los SSMM de Edelayen se obtiene la siguiente tabla que muestra el rango de validez de las hipótesis técnicas al analizar los mencionados SSMM de Edelayen.

Tabla 8-5: Sensibilidad de los Planes de Expansión

Sistema	Rango de Validez [%]							
	Demanda		Precio Combustible		Costo de Inversión Diesel		Disponibilidad GLP ⁴	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Aysén	-5,0	5,5	-5,0	-	No Existe ⁵	-	-17,0	-
General Carrera	-	2,5						
Palena	-	20,0						
Puerto Cisnes	-	12,5						

⁴ La disponibilidad de GLP se ha simulado considerando una reducción en la Capacidad Neta de la central.

⁵ No se ha encontrado el rango de validez en el costo de inversión. La razón es que este parámetro tiene una baja influencia en la determinación del plan de expansión, siendo mucho más relevante el costo de operación de las centrales diésel.

7.4 CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA

En el siguiente capítulo se describe el chequeo del cumplimiento de la NT realizado para el Plan de Expansión resultante de cada sistema, en el horizonte de tiempo que media hasta el próximo estudio. Los años analizados son el 2021 y 2026.

- **SM Aysén**

El análisis contempla, simular el escenario de operación más exigente. Para tal efecto se ha empleado la siguiente información:

- Base de datos DigSilent del SM Aysén.
- Despacho económico para abastecer el bloque de demanda en análisis obtenido del modelo PLP.
- Nivel de reserva de los estudios técnicos de cumplimiento de la NT.

Para estos análisis se utilizará software de sistemas de potencia DigSilent, el estudio consiste en la simulación de flujos de potencia AC y en la verificación de la NTSyCS.

Las verificaciones se centran en que no se sobrepasen las capacidades de transmisión y en que los niveles de tensión se encuentren dentro del rango especificado para un estado normal de operación.

Asimismo, se han considerado los siguientes puntos para el Estudio:

- El escenario de análisis anterior cubre la condición más adversa que enfrentaría el sistema Aysén.
- Los escenarios de demanda máxima son aquellos que representan las condiciones de exigencias mayores para estos tipos de sistemas principalmente para mantener los niveles de tensión en norma.
- Se muestran el nivel de utilización de los elementos de transmisión y la tensión en barras del sistema, para cada uno de los escenarios anteriores.
- La topología implementada en el modelo DigSilent contiene el mayor detalle posible respecto de los tipos de conductores que conforman cada tramo, de aquí se tiene que los resultados de los tramos de transmisión se muestren según la cantidad de segmentos que lo componen.

El análisis realizado considera la contingencia de mayor impacto, correspondiente a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación en el sistema, la unidad Lago Atravesado 5107, los análisis fueron realizados para los años 2021 y 2026 en condiciones de demanda máxima e hidrología húmeda.

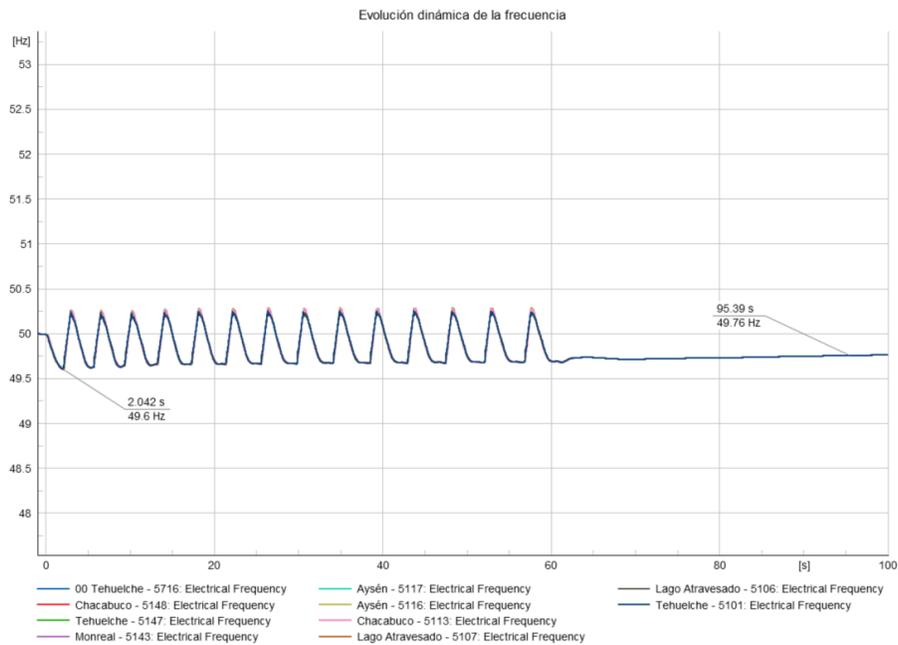
En los análisis realizados se verificó que las tensiones estuvieran en el rango 0,94[p.u.] – 1.06[p.u.] y los elementos serie presentarían una cargabilidad inferior al 100%. Con esto se cumple con los requerimientos de tensión y cargabilidad exigidos en la NT para SSMM.

Los resultados de las simulaciones dinámicas de frecuencia y tensión se muestran en las siguientes figuras:

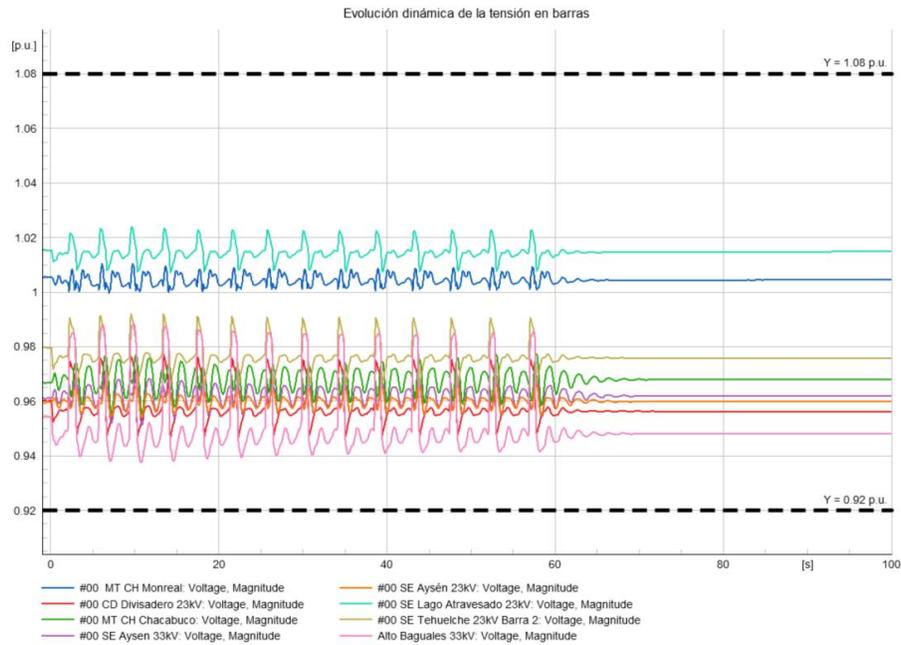
Análisis CID

a) Año 2021 - Caso desconexión intempestiva de la unidad Lago Atravesado 5107.

- Respuesta dinámica de frecuencia



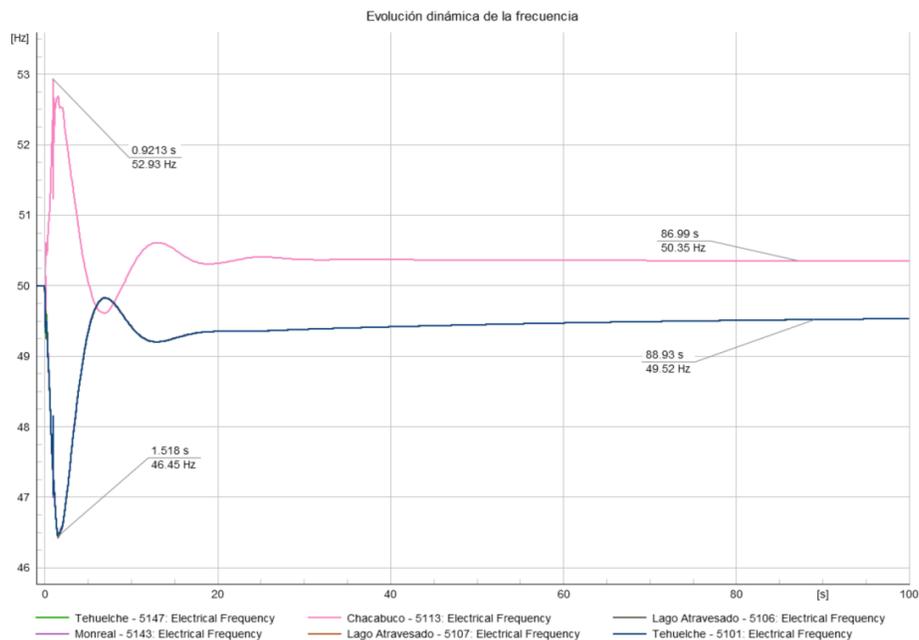
- Respuesta dinámica de tensión



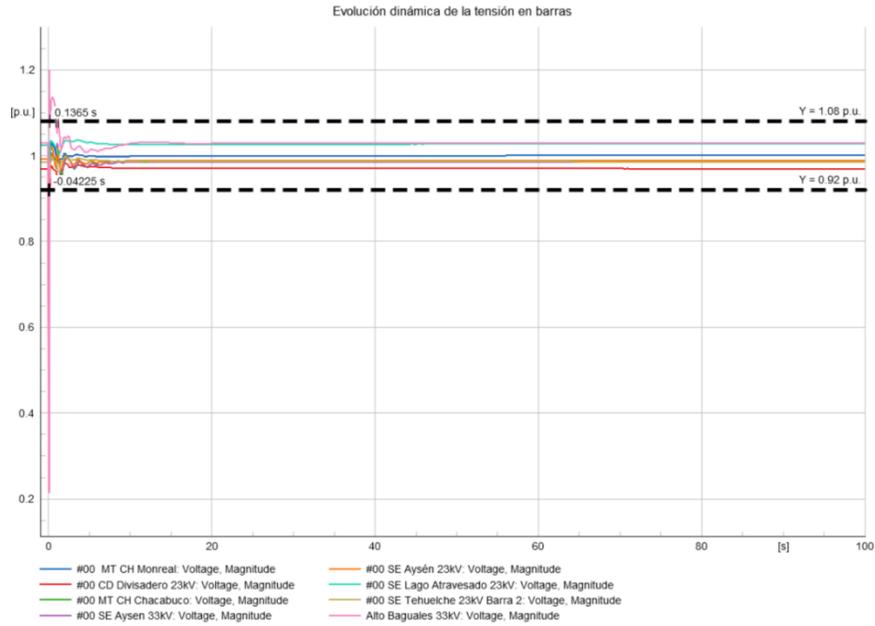
b) Año 2026 - Caso desconexión intempestiva de la unidad Lago Atravesado 5107.

➤ Sin segundo circuito Baguales Divisadero C1

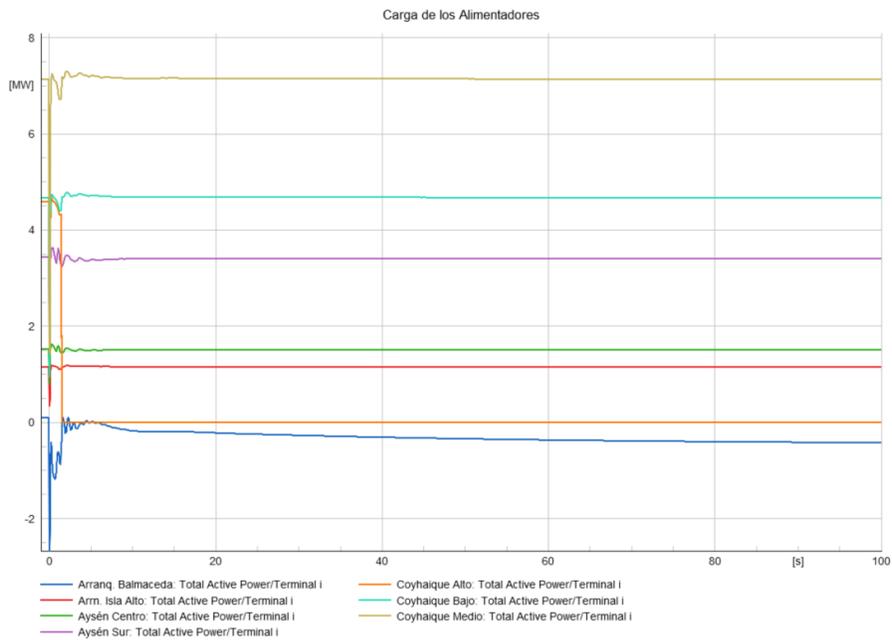
- Respuesta dinámica de frecuencia



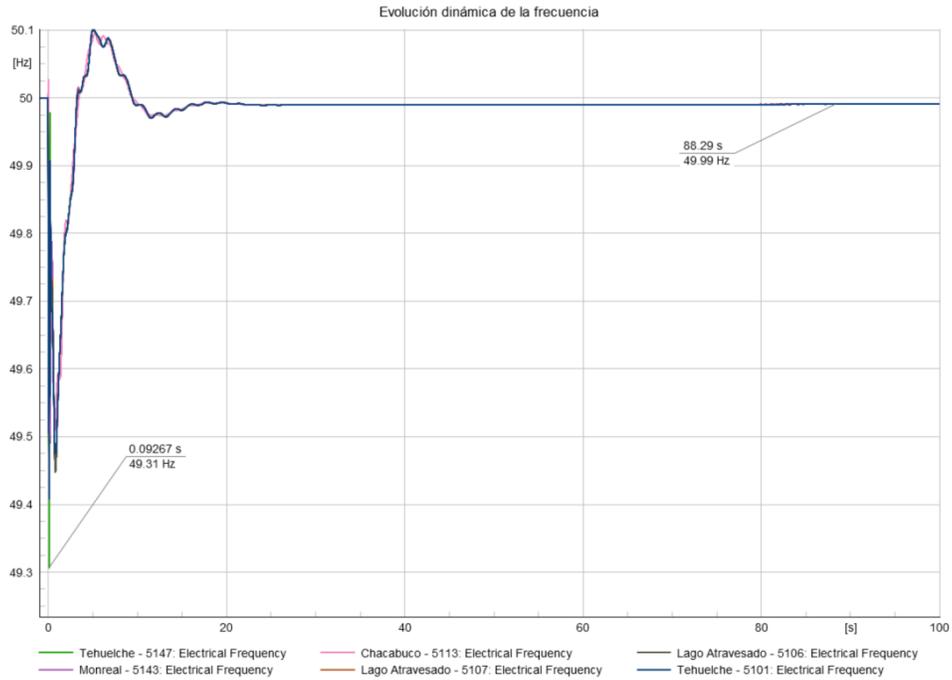
- Respuesta dinámica de tensión



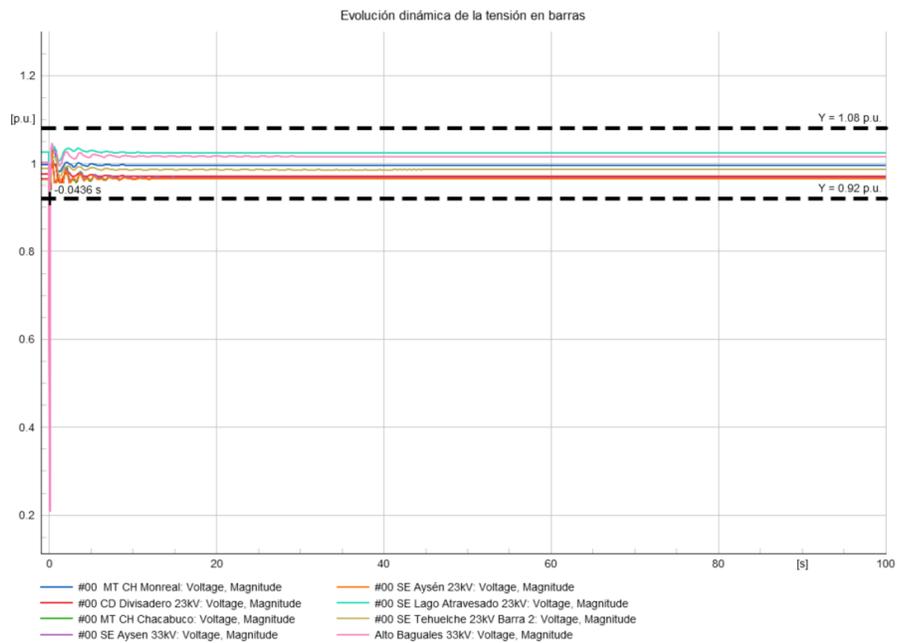
Potencia por alimentadores



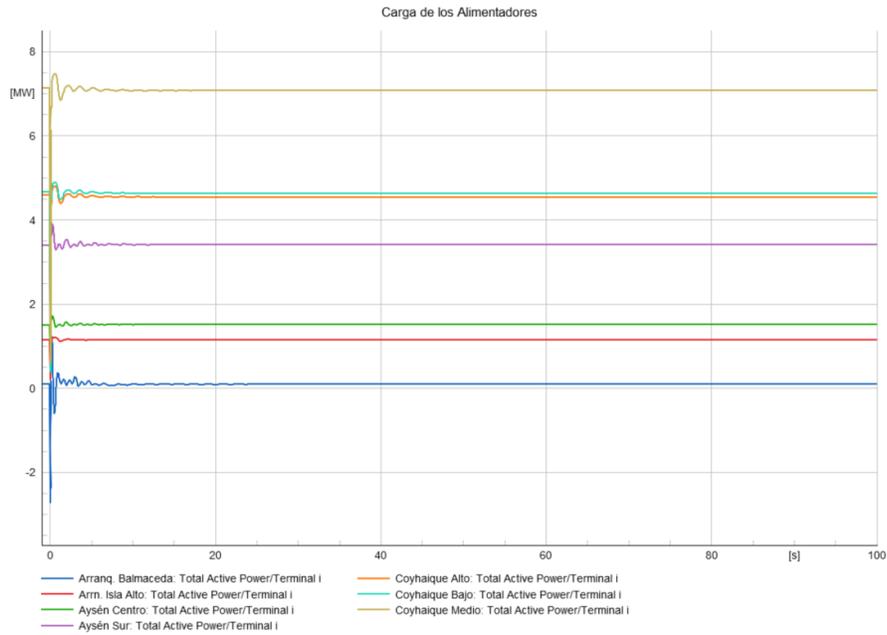
- Con segundo circuito Baguales Divisadero
 - Respuesta dinámica de frecuencia



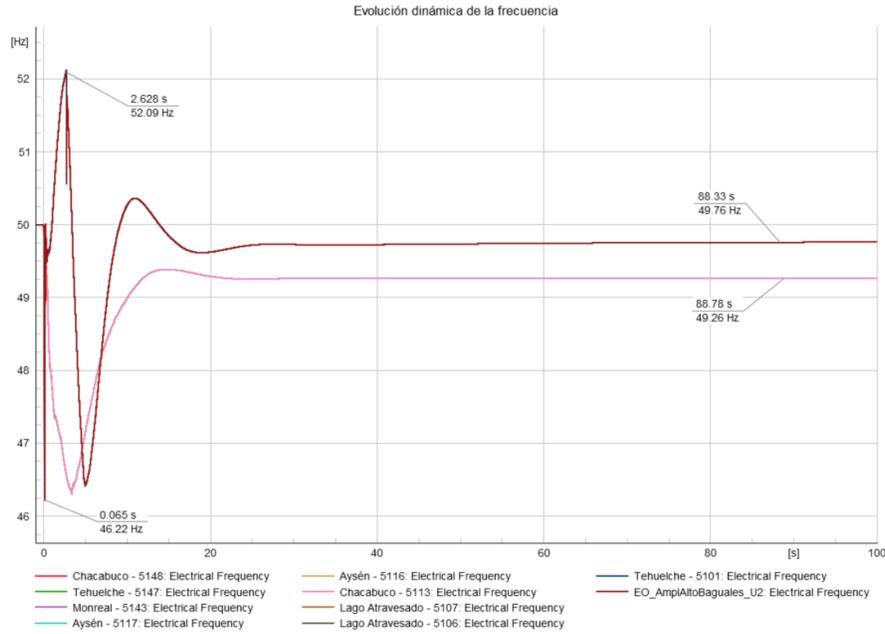
- Respuesta dinámica de tensión



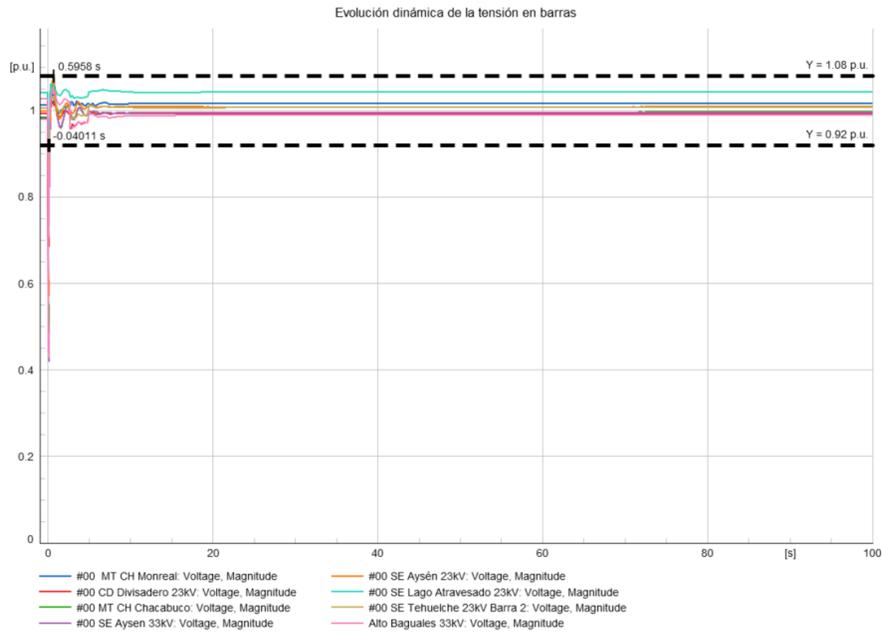
Potencia por alimentadores



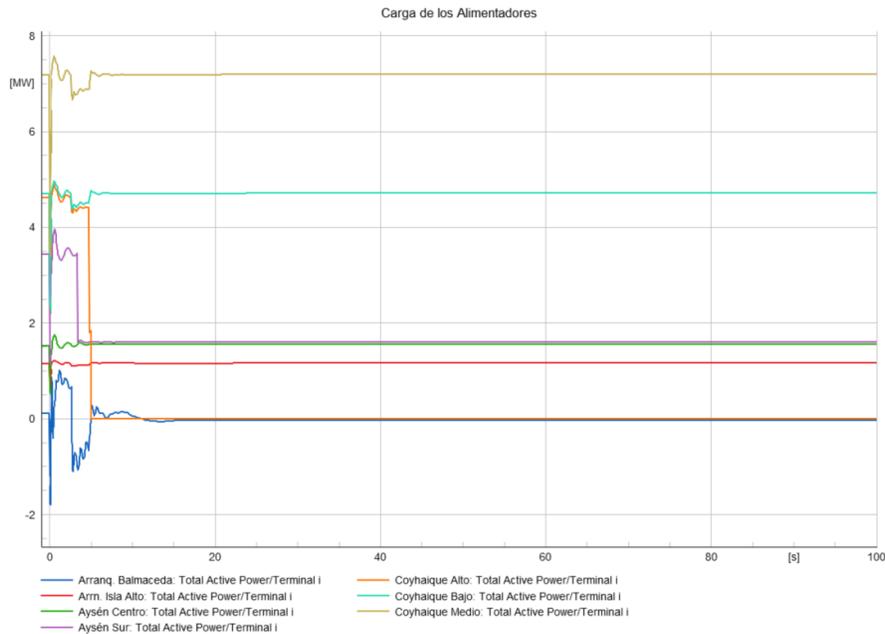
- Sin batería y ya con el segundo circuito
 - Respuesta dinámica de frecuencia



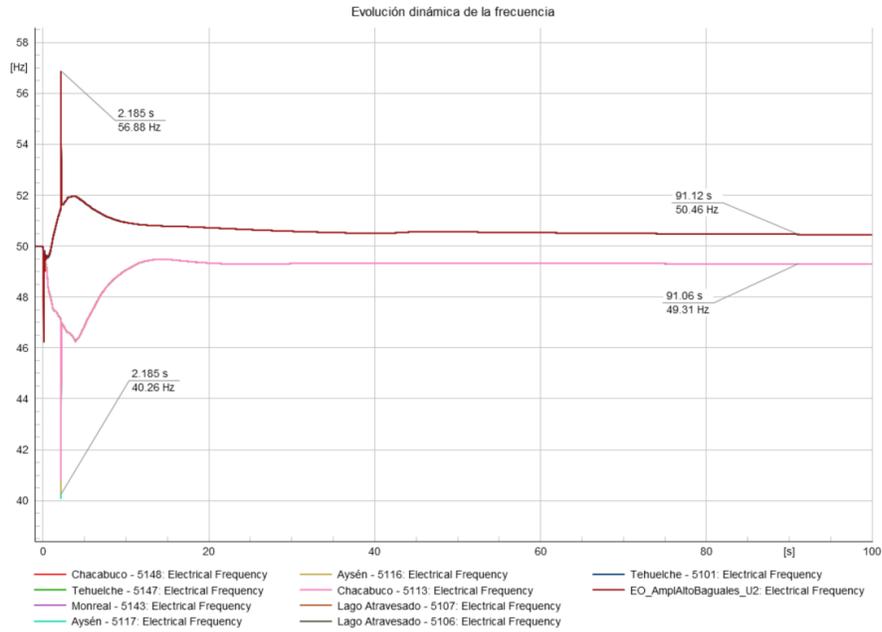
- Respuesta dinámica de tensión



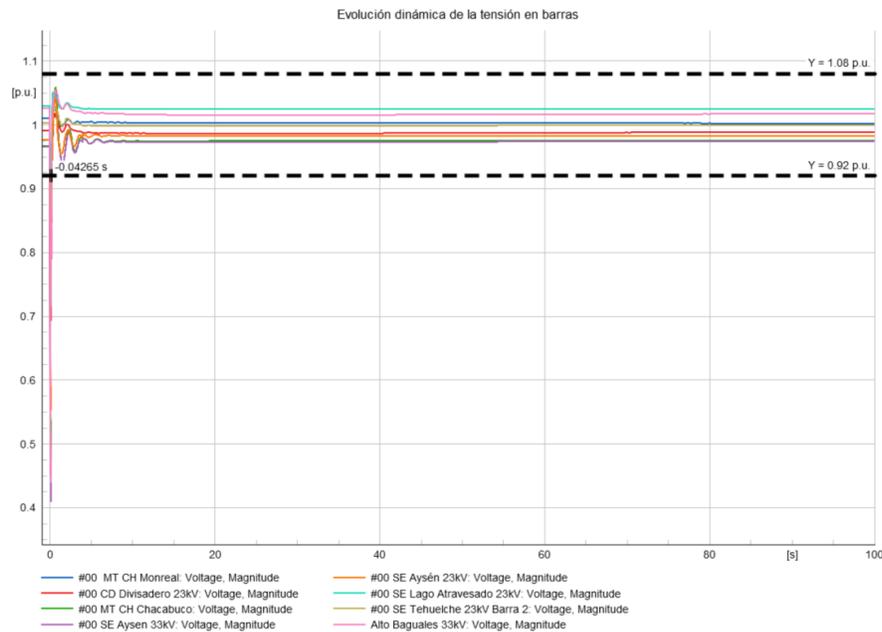
Potencia por los alimentadores



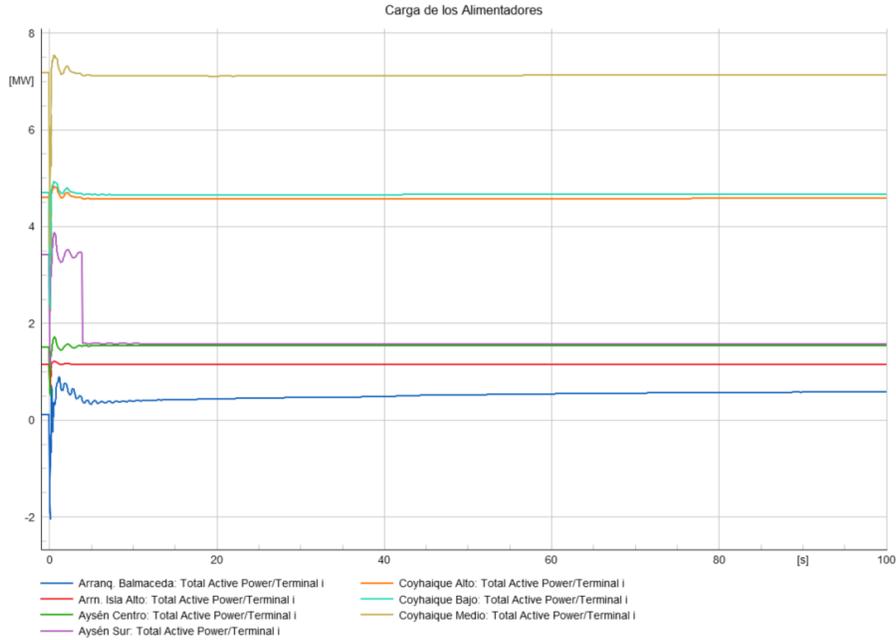
- Con batería y ya con el segundo circuito
 - Respuesta dinámica de frecuencia



- Respuesta dinámica de tensión

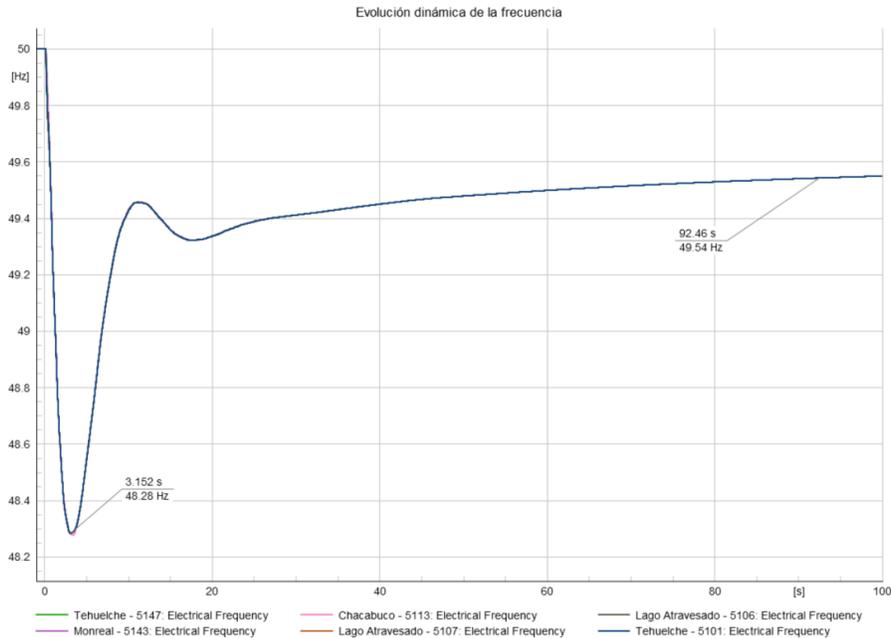


Potencia por los alimentadores

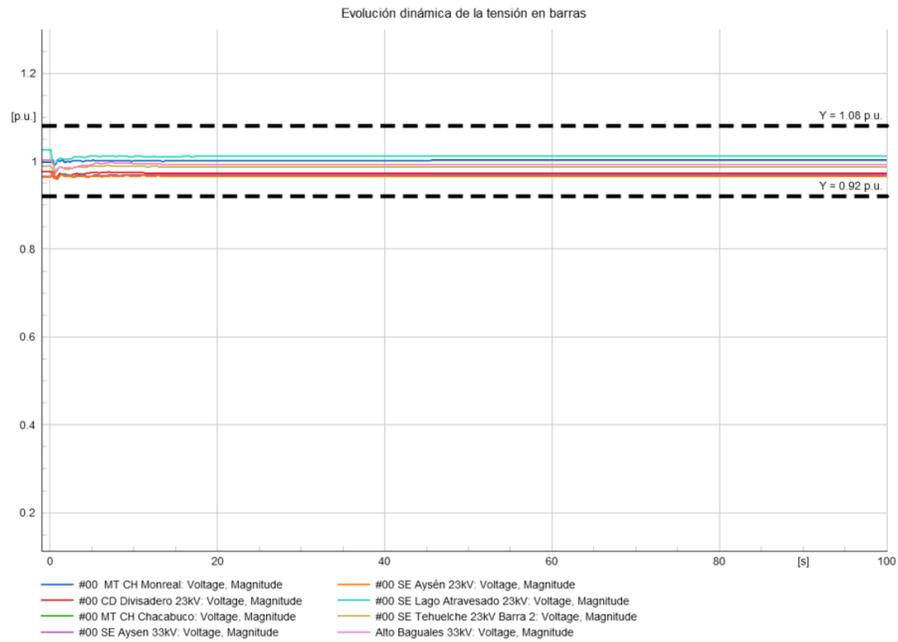


➤ Con todo en servicio, BESS y Segundo circuito

- Respuesta dinámica de frecuencia



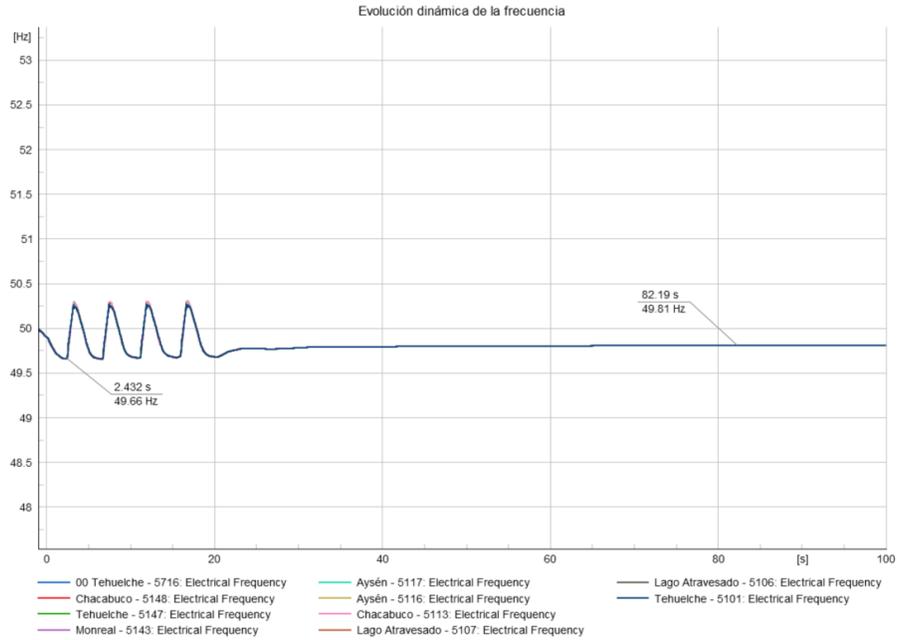
- Respuesta dinámica de tensión



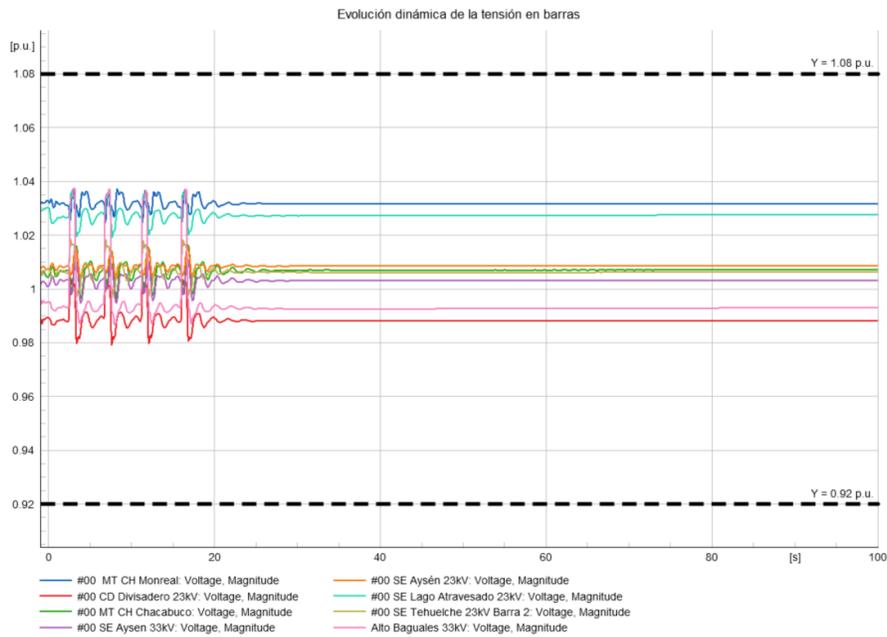
Análisis CTP

c) Año 2021 - Caso desconexión intempestiva de la unidad Lago Atravesado 5107.

- Respuesta dinámica de frecuencia

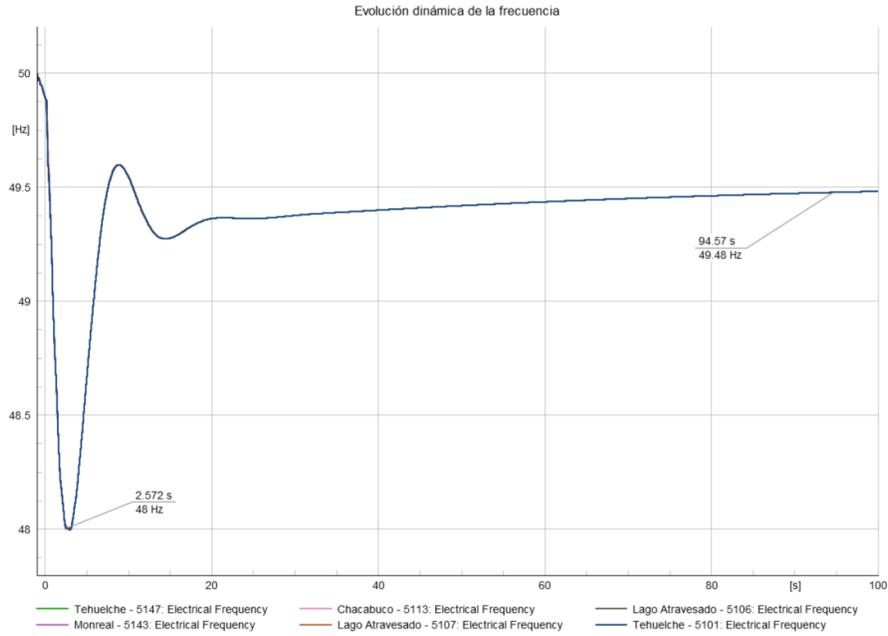


- Respuesta dinámica de tensión

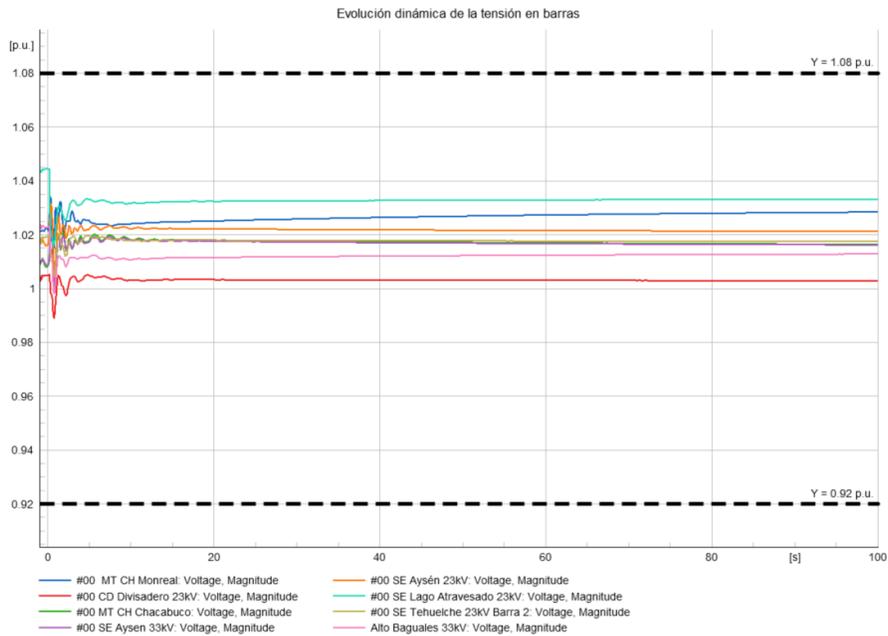


d) Año 2026 - Caso desconexión intempestiva de la unidad Lago Atravesado 5107.

- Respuesta dinámica de frecuencia



- Respuesta dinámica de tensión



Los resultados muestran que:

- Para el análisis CID 2021 y CTLP 2021: La salida intempestiva de la unidad de generación Lago Atravesado 5107, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Aysén es suficiente para compensar el desbalance demanda generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NT de SSMM para dichas variables.

- Para el análisis CTLP 2026: La salida intempestiva de la unidad de generación Lago Atravesado 5107, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Aysén es suficiente para compensar el desbalance demanda generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NT para SSMM para dichas variables.

- Para el análisis CID 2026 se analizó la falla en la línea Baguales divisadero y se comprobó que el sistema no puede mantener la estabilidad ante dicha contingencia. Sin embargo, la estabilidad se mantiene si se coloca un segundo circuito entre Baguales y Divisadero.

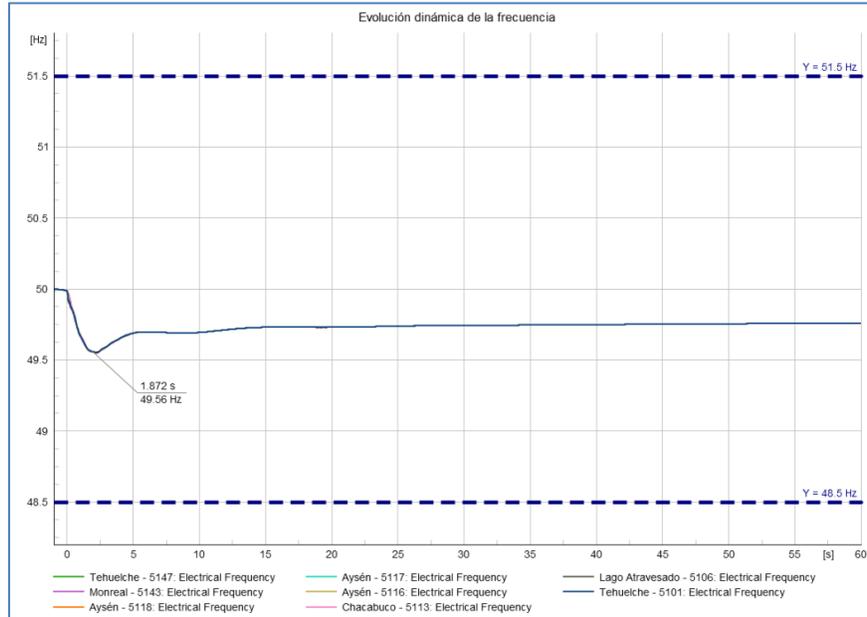
Además de lo anterior, se realiza una falla entre la línea San Victor – Aysén y se comprueba que, ante la ocurrencia de ella, el sistema no puede mantener la estabilidad. Lo anterior se corrige mediante el uso sistema BESS de Subestación Baguales.

Finalmente, se simula una contingencia que considera la salida intempestiva de la maquina más grande, la unidad Lago Atravesado 5107, considerando todo las instalaciones indicadas, se comprueba que la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el Sistema Mediano de Aysén es suficiente para compensar el desbalance demanda generación.

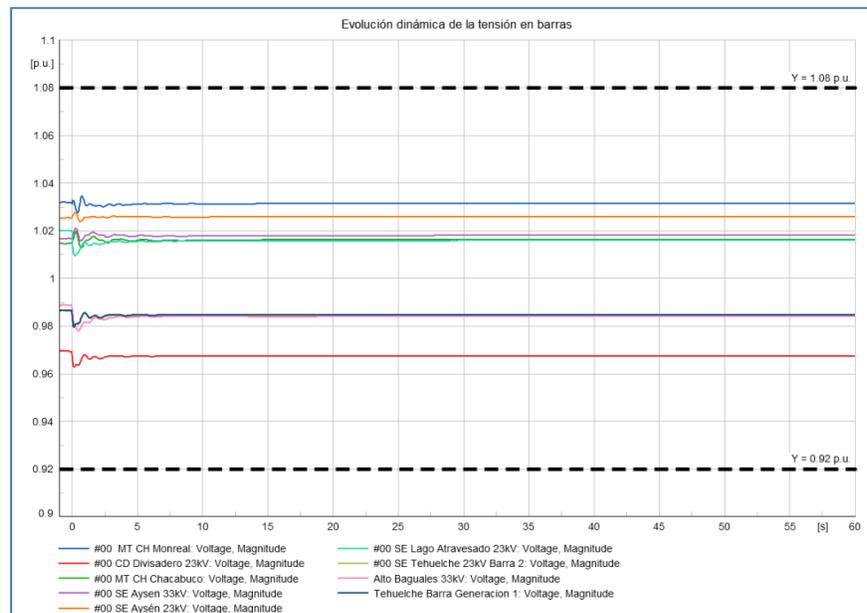
Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NT de SSMM para dichas variables.

Resultados para el escenario Demanda máxima 2021

- Evolución dinámica de la frecuencia

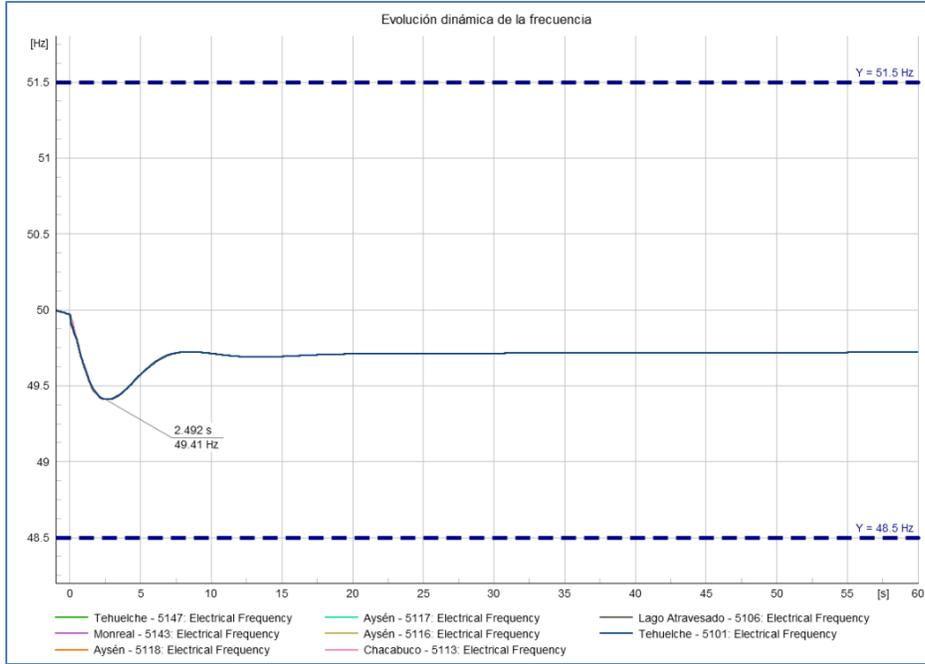


- Evolución dinámica de la tensión en barras

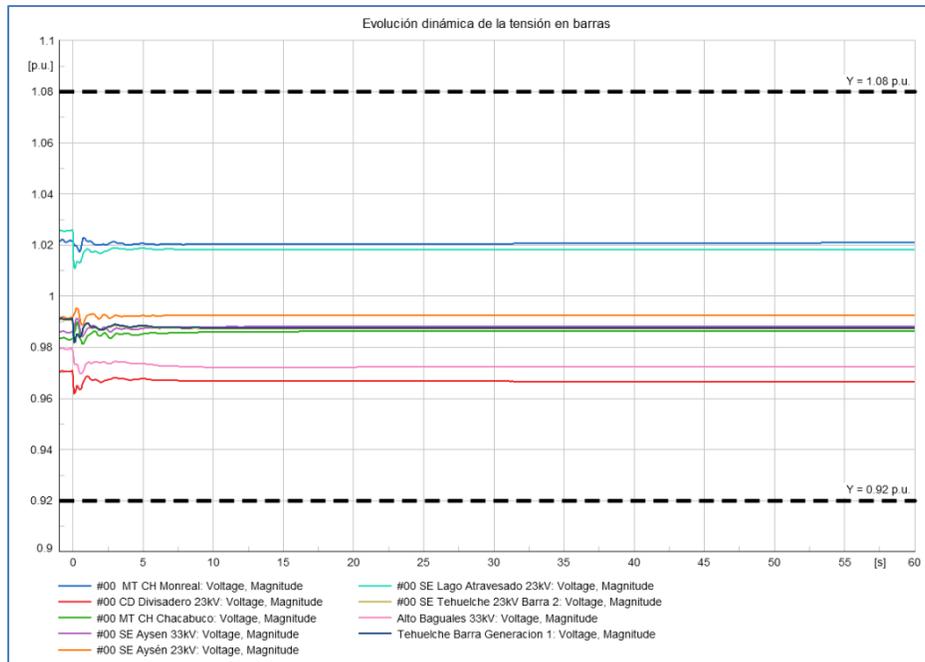


Resultados para el escenario Demanda máxima 2026

- Evolución dinámica de la frecuencia



- Evolución dinámica de la tensión en barras



Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2021 y 2026, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el Sistema Mediano de Aysén es suficientes para compensar el desbalance demanda generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2021-2026 el SM de Aysén puede superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

Cabe señalar que, a pesar de que el sistema opera de forma estable tras una desconexión del tramo Alto Baguales -> Divisaderos, el análisis no contempló los modelos dinámicos del parque eólico. Por lo cual, es posible que algunas de las protecciones de los aerogeneradores operen tras la falla analizada. Por lo anterior, se deben realizar más análisis al respecto.

Para los sistemas de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes, al no tener cambios respecto a la condición existente en terreno, se asume que cumplen con las exigencias de Norma Técnica.

8 RESULTADOS OPERACIONALES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

8.1 COSTOS OPERACIONALES

La operación del sistema se realiza mediante el módulo de Predespacho o Unit Commitment de la plataforma Ameba. El modelo se ejecuta con etapas horarias de 4 horas y para 3 condiciones hidrológicas. Los resultados de la modelación se presentan a continuación.

- **SM Aysén**

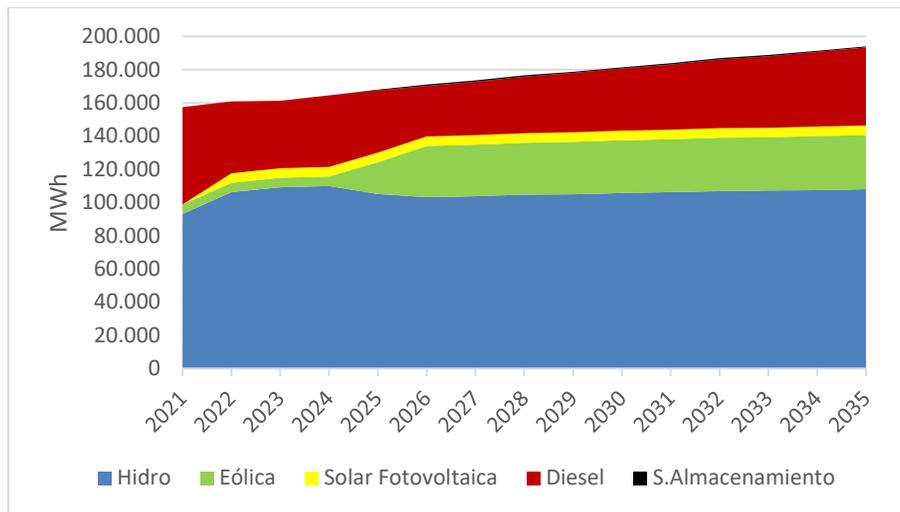


FIGURA 8-1: Generación Por Tecnología Para El Sistema Aysén

TABLA 8-1: Costos Operacionales De Aysén En Millones \$

Costo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CVC	3.768	4.413	3.245	3.044	3.227	2.704	2.202	2.327	2.459	2.584	2.717	2.853	3.000	3.133	3.277	3.425
CVNC	499	580	431	406	435	391	317	334	353	370	388	406	426	441	460	479

- **SM General Carrera**

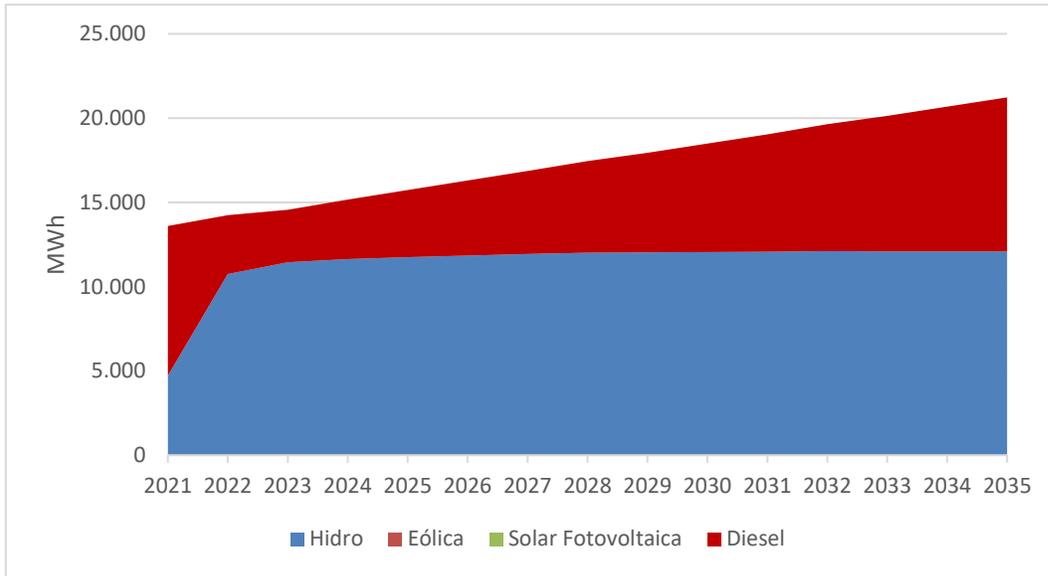


FIGURA 8-2: Generación Por Tecnología Para El Sistema General Carrera

TABLA 8-2: Costos Operacionales De General Carrera En Millones \$

Costo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CVC	678	769	301	268	304	344	384	425	468	511	557	603	653	698	747	795
CVNC	74	89	32	27	31	35	40	45	51	56	62	69	76	83	90	97

- SM Palena**

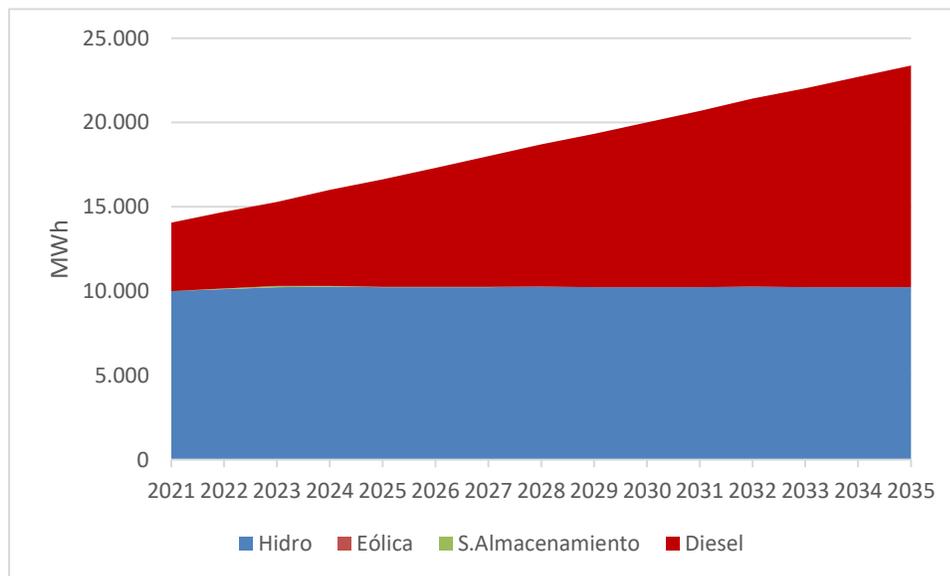


FIGURA 8-3: Generación Por Tecnología Para El Sistema Palena

TABLA 8-3: Costos Operacionales De Palena En Millones \$

Costo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CVC	309	434	487	533	611	681	756	830	904	973	1.047	1.119	1.195	1.264	1.337	1.410
CVNC	3	6	7	8	9	11	13	15	17	19	22	25	28	32	35	39

- **SM Puerto Cisnes**

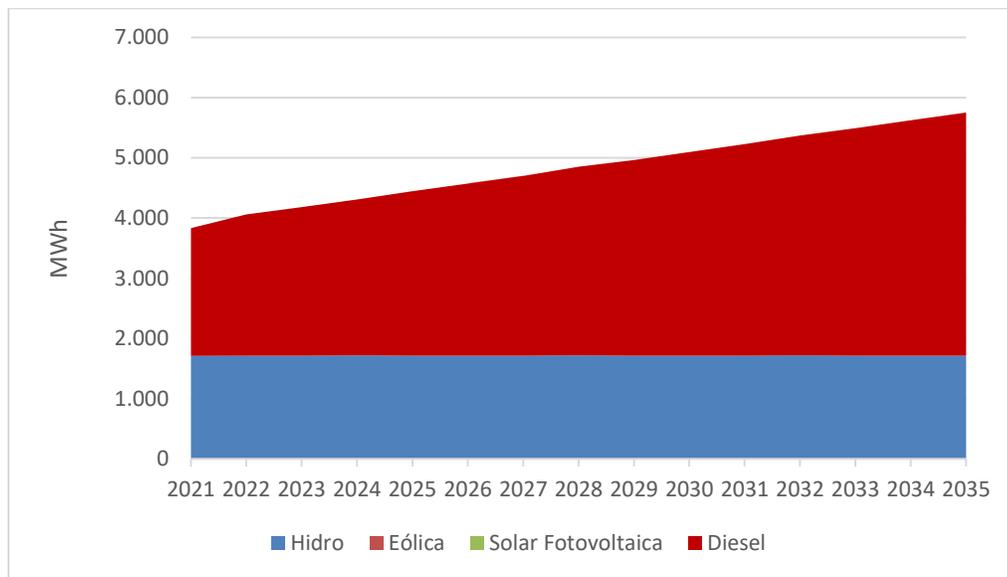


FIGURA 8-4: Generación Por Tecnología Para El Sistema Puerto Cisnes

TABLA 8-4: Costos Operacionales De Puerto Cisnes En Millones \$

Costo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CVC	260	268	296	311	326	344	360	376	395	410	426	443	460	476	492	509
CVNC	26	27	28	29	30	31	32	33	34	34	35	36	37	38	39	40

8.2 PERDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA

A partir de los resultados obtenidos del software AMEBA para el período de expansión, se calcularon los flujos de carga anuales, resultando las pérdidas medias de energía que se resumen en la siguiente tabla:

TABLA 8-5: Pérdidas Medias De Energía (kWh)

Año	Total
2021	2.057
2022	2.216
2023	2.247
2024	2.255
2025	2.883
2026	3.330
2027	3.164
2028	3.266
2029	3.407
2030	3.496
2031	3.409
2032	3.368
2033	3.201
2034	3.279
2035	3.342

No se han obtenido pérdidas medias de energía en los sistemas de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes ya que estos sistemas no disponen de sistema de transmisión.

8.3 FACTORES DE PARTICIPACIÓN

Mediante el perfil de generación/demanda obtenidos de los resultados del software AMEBA y la topología de la red se obtuvieron los factores GLDF (Generalized Load Distribution Factors) y con ello las participaciones de las barras de retiros en los tramos del sistema. Los resultados de participación se ponderan para obtener participaciones promedio anuales. En las siguientes tablas se muestra la participación de las barras de retiro en los segmentos de transmisión y generación.

TABLA 8-6 Factores De Prorrata

Factores	Aysen_33	Chacabuco_33	Manihuales_33	Nireguao_33	Tehuelche_23	ElGato_33
FPROG	17.3%	11.4%	2.3%	0.1%	68.8%	0.1%
FPROT	7.5%	3.8%	13.8%	3.7%	60.8%	10.4%

No se han obtenido factores de participación por barras en los sistemas de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes ya que estos sistemas no disponen de sistema de transmisión.

9 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

Una vez obtenido el Plan de Expansión óptimo, el siguiente objetivo es determinar el costo medio de éste, o equivalentemente, la tarifa media constante en el período de evaluación que hace que el valor actual neto del proyecto de expansión sea igual a cero, es decir:

$$CID = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{Vr}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i - E_0}{(1+r)^i}}$$

A continuación, se resumen los resultados obtenidos para el CID de cada uno de los sistemas.

9.1 VALOR ESPERADO DE LOS COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

En este capítulo se resume el valor de inversión, así como los costos fijos y variables asociados al Plan de Expansión Optimizado.

9.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN PLAN DE EXPANSIÓN

Considerando las alternativas de expansión evaluadas y el plan recomendado, así como los costos de los módulos de inversión, se obtiene el cronograma de inversiones que se muestra en el cuadro siguiente:

- Sistema de Aysén

TABLA 9-1: Costos Incrementales De Inversión En Generación SM Aysén (MUS\$)

UNIDAD	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Alto Baguales U1	0	0	0	0	0	10195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Baguales U1	0	0	0	0	0	10195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Baguales U1	0	0	0	0	0	10195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Los Huemules	0	0	0	0	3472	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ch_Diesel_1600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1116	0	0
SA Alto Baguales	0	0	0	0	0	15324	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	3472	45909	0	0	0	0	0	0	0	1116	0	0

Para los SSMM General Carrera, Palena y Puerto Cisnes no se determinaron inversiones en generación ni transmisión.

9.1.2 COMA DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento asociados al Plan de Expansión recomendado, se obtiene sumando los costos fijos y variables obtenidos del despacho optimizado. En la siguiente tabla se resumen los costos totales por hidrología.

- Sistema de Aysén

TABLA 9-2: Costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento (MM\$)

UNIDAD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
AltoBaguales_U1	0	0	0	0	14	13	13	13	12	12	12	11	12	11	11
AltoBaguales_U2	0	0	0	0	14	13	13	13	12	12	12	11	12	11	11
AltoBaguales_U3	0	0	0	0	14	13	13	13	12	12	12	11	12	11	11
CT Los Huemules	0	0	0	191	1095	893	922	956	980	1008	1037	1069	1094	1122	1149
Ch_Diesel_1600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117	127	138
SA Alto Baguales	0	0	0	0	14	13	13	13	12	12	12	11	12	11	11
Total	0	0	0	191	1151	946	974	1007	1030	1056	1083	1114	1258	1294	1331

Para los SSMM General carrera, Palena y Puerto Cisnes no se determinaron costos incrementales en generación ni transmisión.

9.2 VALOR ESPERADO DE LOS COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

9.2.1 CID SISTEMA AYSÉN

En la siguiente tabla se muestra el CID de Aysén.

TABLA 9-3: Resultados De CID Generación SM Aysén

Barra	CIDGj (\$/kWh)	CIDLj (\$/kWh)	CID (\$/kWh)
Aysén	82,54	0,77	83,31
Chacabuco	82,54	0,77	83,31
Mañihuales	82,54	0,77	83,31
Ñirehuao	82,54	0,77	83,31
Tehuelche	82,54	0,77	83,31

9.2.2 CID SISTEMA GENERAL CARRERA

Los resultados de CID obtenidos para el Sistema General Carrera son los siguientes:

TABLA 9-4: Resultados De CID Generación SM General Carrera

Barra	CIDGj (\$/kWh)	CIDLj (\$/kWh)	CIDj (\$/kWh)
Gral. Carrera	-46,20	0,000	-46,20

9.2.3 CID SISTEMA PALENA

Los resultados de CID obtenidos para el Sistema Palena son los siguientes:

TABLA 9-5: Resultados De CID Generación SM Palena

Barra	CIDGj (\$/kWh)	CIDLj (\$/kWh)	CIDj (\$/kWh)
Palena	116,42	0,000	116,42

9.2.4 CID SISTEMA PUERTO CISNES

Los resultados de CID obtenidos para el Sistema Puerto Cisnes son los siguientes:

TABLA 9-6: Resultados De CID Generación SM Puerto Cisnes

Barra	CIDGj (\$/kWh)	CIDLj (\$/kWh)	CIDj (\$/kWh)
Puerto Cisnes	140,47	0,000	140,47

10 DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Debido a la existencia de economías de escala importantes en SSMM como el de Aysén, los costos incrementales de desarrollo pueden ser insuficientes o excesivos para la empresa dependiendo del grado de adaptación a la demanda de las instalaciones existentes al momento de la tarificación. Por este motivo, la Ley considera la posibilidad de realizar un ajuste a los CID en caso de que los ingresos que se obtengan con la aplicación de esta tarifa a la demanda en el período tarifario sean menores a los costos totales de largo en dicho periodo.

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el horizonte de tarificación que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, no se incluyen ineficiencias de las instalaciones existentes, siendo reemplazadas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operan en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes.

10.1 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP se eliminaron las ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolas por otras cuyo diseño y dimensionamiento corresponde al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación, y que a su vez es consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, se desarrolló un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación.

En este dimensionamiento se consideró las capacidades iniciales y futuras óptimas, que son las que determinan el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación. Para efectuar lo anterior, se desarrolló un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior, fue efectuado considerando las condiciones tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes.

10.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

10.2.1 SM AYSÉN

- **Parque Hidroeléctrico**

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se consideran las siguientes centrales hidráulicas como pertenecientes al proyecto de reposición.

TABLA 10-1: Parque Hidroeléctrico SM Aysén

Unidad	Potencia (MW)	Año
CH_LagoAtravesado_U5106	5,50	2021
CH_LagoAtravesado_U5107	5,50	2021
CH Monreal	3,00	2021
CH_PuertoAysen_U5116	3,00	2021
CH_PuertoAysen_U5117	0,90	2021
CH_PuertoAysen_U5118	2,70	2021
CH San Víctor	3,00	2022

- **Parques Eólico y Fotovoltaico**

Con el objeto de hacer uso del recurso eólico y fotovoltaico disponible en la zona se incorpora la actual central Eólica Alto Baguales 2, la Ampliación Alto Baguales y la central fotovoltaica El Blanco, al conjunto de centrales disponibles para la determinación del proyecto de reposición eficiente.

TABLA 10-2: Parque Eólico y Fotovoltaico SM Aysén

Unidad	Potencia (MW)	Año
EO_AltoBaguales2_U5734	0,90	2021
EO_AltoBaguales2_U5735	0,90	2021
EO_AmplAltoBaguales_U1	3,00	2025
EO_AmplAltoBaguales_U2	3,00	2025
EO_AmplAltoBaguales_U3	3,00	2025
PV El Blanco	2,96	2022

- **Parque Térmico**

El dimensionamiento del parque térmico se ha realizado sobre la base de unidades de 1,6 MW y 2,5 MW, considerando los costos de los módulos para tal efecto así definidos. Al igual que en el caso de

la determinación del Plan de Expansión Óptimo se observa que estos tamaños de módulo se adaptan a los crecimientos de demanda esperados para este sistema.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso de que se aumentará o disminuyera el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo, interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

TABLA 10-3: Parque Térmico SM Aysén

Unidad	Potencia (MW)	Año
CT Los Huemules	2,9	2024
CT_PRE_Ay_MDR3_U01	1,6	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U01	2,5	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U02	2,5	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U03	2,5	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U04	2,5	2021
CT_PRE_Ma_MDL1_U01	2,5	2021
CT_PRE_Ma_MDR3_U01	1,6	2022
CT_PRE_Te_MDL1_U01	2,5	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U02	2,5	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U03	2,5	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U04	2,5	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U05	2,5	2021

Finalmente, se ha incorporado al conjunto de centrales para la determinación del proyecto de reposición eficiente un sistema de almacenamiento mediante baterías al final del periodo de planificación.

TABLA 10-4: Sistema de Almacenamiento SM Aysén

Unidad	Potencia (MW)	Año
SA Alto Bagues	5,50	2025

10.2.2 SM GENERAL CARRERA

- **Parque Hidroeléctrico**

El parque hidroeléctrico de este sistema considerado para la determinación del proyecto de reposición eficiente está compuesto por la central El Traro y la central Los Maquis.

TABLA 10-5: Parque Hidroeléctrico SM General Carrera

Unidad	Potencia (MW)	Año
CH_EITraro_U5122	0,320	2021
CH_EITraro_U5123	0,320	2021
CH_LosMaquis_U5932	0,500	2022
CH_LosMaquis_U5933	0,500	2022

- **Parque Térmico**

Observando el nivel de demanda máxima de este sistema, se considera un parque térmico basado en módulos de 400 kW y 800 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda, esta misma opción fue considerada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso de que se aumentará o disminuyeran el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo, interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

TABLA 10-6: Parque Térmico SM General Carrera

Unidad	Potencia (MW)	Año
CT_PRE_Ca_MDR2_U01	0,800	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U02	0,800	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U06	0,800	2021
CT_PRE_Ca_MDR1_U01	0,400	2022

10.2.3 SM PALENA

- **Parque Hidroeléctrico**

El parque hidroeléctrico de este sistema considerado para la determinación del proyecto de reposición eficiente está compuesto por las unidades de la central Río Azul.

TABLA 10-7: Parque Hidroeléctrico SM Palena

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
CH_RioAzul_U5133	350	2021
CH_RioAzul_U5134	350	2021
CH_RioAzul_U5135	350	2021
CH_RioAzul_U5136	350	2021

- **Parque Térmico**

Observando el nivel de demanda máxima de este sistema, se considera un parque térmico basado en módulos de 400 kW y 800 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda, esta misma opción fue considerada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso de que se aumentará o disminuirían el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo, interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

TABLA 10-8: Parque Térmico SM Palena

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
CT_PRE_Pa_MDR1_U01	400	2021
CT_PRE_Pa_MDR1_U02	400	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U03	800	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U05	800	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U06	800	2025
CT_PRE_Pa_MDR2_U07	800	2032

Finalmente, se ha incorporado al conjunto de centrales para la determinación del proyecto de reposición eficiente un sistema de almacenamiento mediante baterías al inicio del periodo de planificación.

TABLA 10-9: Sistema de Almacenamiento SM Palena

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
SA Palena	400	2022

10.2.4 SM PUERTO CISNES

- **Parque Hidroeléctrico**

El parque hidroeléctrico de este sistema considerado para la determinación del proyecto de reposición eficiente está compuesto por las unidades de la central Nuevo Reino.

TABLA 10-10: Parque Hidroeléctrico SM Puerto Cisnes

Unidad	Potencia (MW)	Año
CH_NuevoReino_U5126	0,150	2021
CH_NuevoReino_U5127	0,150	2021

- **Parque Térmico**

A partir del nivel de demanda máxima de este sistema, se considera un parque térmico basado en módulos de 400 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda, esta misma opción fue considerada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso de que se aumentará o disminuyeran el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo, interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

TABLA 10-11: Parque Térmico SM Puerto Cisnes

Unidad	Potencia (MW)	Año
CT_PRE_PC_MDR1_U01	0,400	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U02	0,400	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U03	0,400	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U04	0,400	2034

10.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificaciones, Terrenos, Microinformática, muebles de oficina, Macroinformática, herramientas, comunicaciones y vehículos.

Cabe señalar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento son asignadas a las categorías “SSMM” y “Otros” de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor.

A continuación, se presenta una tabla con el resumen de los costos de infraestructura para el Proyecto de Reposición eficiente de los SSMM Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes.

TABLA 10-12: Costos de Infraestructura Proyecto de Reposición Eficiente SSMM Edelayesen

SISTEMA	Proyecto de Reposición en Infraestructura [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Aysén	1190	0	0	0	0	153	0	0	0	0	243	0	0	0	0	153
General Carrera	190	0	0	0	0	19	0	0	0	0	55	0	0	0	0	19
Palena	183	0	0	0	0	17	0	0	0	0	53	0	0	0	0	17
Puerto Cisnes	95	0	0	0	0	6	0	0	0	0	24	0	0	0	0	6
Total	1657	0	0	0	0	194	0	0	0	0	376	0	0	0	0	194

10.4 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

10.4.1 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente de SSMM se mantiene respecto a la presentada en el Proyecto de Expansión Óptimo, así como también se mantiene la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal utilizando remuneraciones de mercado.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los costos de la dotación para el proyecto de reposición eficiente de los SSMM Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes.

TABLA 10-13: Costos de la Dotación Proyecto de Reposición Eficiente SSMM Edelayesen

SISTEMA	Costos de Personal [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Aysén	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531	1531
Carrera	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324
Palena	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
Puerto Cisnes	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Total	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436	2436

10.4.2 GASTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Se han considerado las mismas partidas de Gastos Fijos que para el Proyecto de Expansión Óptimo, así como las mismas variables impulsoras y asignaciones dado que la operación general de la empresa, su organización y su estructura no fueron modificadas. Los Gastos Fijos para el Proyecto

de Reposición Eficiente correspondientes a los SSMM Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes, se resumen en la Tabla siguiente.

TABLA 10-14: Gastos Fijos Proyecto de Reposición Eficiente SSMM Edelayen

SISTEMA	Gastos Fijos [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Aysén	1608	1608	1749	1749	1784	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089
Carrera	210	210	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Palena	204	204	220	220	220	227	227	227	227	227	227	227	235	235	235	235
Puerto Cisnes	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Total	2115	2115	2343	2343	2377	2691	2698	2698	2698	2698						

10.5 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación, se presentan los resultados y la valorización de los proyectos de reposición eficiente.

- **SM Aysén**

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Aysén, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 10-15: Proyecto de Reposición Eficiente SM Aysén

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año Ingreso
CH_LagoAtravesado_U5106	Hidro	5.500	8.100.901	2021
CH_LagoAtravesado_U5107	Hidro	5.500	8.100.901	2021
CH Monreal	Hidro	3.000	12.356.347	2021
CH_PuertoAysen_U5116	Hidro	3.000	18.129.477	2021
CH_PuertoAysen_U5117	Hidro	900	5.438.843	2021
CH_PuertoAysen_U5118	Hidro	2.700	16.316.529	2021
CH San Víctor	Hidro	3000	13.011.601	2022
EO_AltoBaguales2_U5734	Eólica	900	4.055.673	2021
EO_AltoBaguales2_U5735	Eólica	900	4.055.673	2021
EO_AmplAltoBaguales_U1	Eólica	3.000	10.195.205	2025
EO_AmplAltoBaguales_U2	Eólica	3.000	10.195.205	2025
EO_AmplAltoBaguales_U3	Eólica	3.000	10.195.205	2025
PV El Blanco	Solar Fotovoltaica	2.960	3.650.032	2022
CT Los Huemules	Diesel	2.895	3.473.035	2024
CT_PRE_Ay_MDR3_U01	Diesel	1.600	1.116.000	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U01	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U02	Diesel	2.500	1.586.250	2021

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año Ingreso
CT_PRE_Ch_MDL1_U03	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U04	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Ma_MDL1_U01	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Ma_MDR3_U01	Diesel	1.600	1.116.000	2022
CT_PRE_Te_MDL1_U01	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U02	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U03	Diesel	2.500	1.586.250	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U04	Diesel	2500	1.586.250	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U05	Diesel	2.500	1.586.250	2021
SA Alto Baguales	ESS	5.500	15.324.487	2025

- **SM General Carrera**

Se muestra a continuación, el Proyecto de Reposición Eficiente del SM General Carrera, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 10-16: Proyecto de Reposición Eficiente SM General Carrera

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año Ingreso
CH_EITraro_U5122	Hidro	320	1.965.288	2021
CH_EITraro_U5123	Hidro	320	1.965.288	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U01	Diésel	800	548.000	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U02	Diésel	800	548.000	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U06	Diésel	800	548.000	2021
CH_LosMaquis_U5932	Hidro	500	3.265.936	2022
CH_LosMaquis_U5933	Hidro	500	3.265.936	2022
CT_PRE_Ca_MDR1_U01	Diésel	400	434.177	2022

- **SM Palena**

Se muestra a continuación, el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Palena, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 10-17: Proyecto de Reposición Eficiente SM Palena

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año Ingreso
CH_RioAzul_U5133	Hidro	350	1.707.133	2021
CH_RioAzul_U5134	Hidro	350	1.707.133	2021
CH_RioAzul_U5135	Hidro	350	1.707.133	2021
CH_RioAzul_U5136	Hidro	350	1.707.133	2021
CT_PRE_Pa_MDR1_U01	Diesel	400	440.520	2021
CT_PRE_Pa_MDR1_U02	Diesel	400	440.520	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U03	Diesel	800	753.040	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U05	Diesel	800	753.040	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U06	Diesel	800	753.040	2025
CT_PRE_Pa_MDR2_U07	Diesel	800	753.040	2032
SA Palena	BESS	400	1.633.103	2022

- **SM Puerto Cisnes**

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Puerto Cisnes, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 10-18: Proyecto de Reposición Eficiente SM Puerto Cisnes

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año Ingreso
CH_NuevoReino_U5126	Hidro	150	1.653.579	2021
CH_NuevoReino_U5127	Hidro	150	1.653.579	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U01	Diésel	400	434.177	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U02	Diésel	400	434.177	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U03	Diésel	400	434.177	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U04	Diésel	400	434.177	2034

11 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde a la suma de los costos totales de largo plazo de generación y transmisión. La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

$$CTLPG = \frac{r \cdot (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{(aVIG + COMAG)_i}{(1+r)^i}$$

$$CTLPL = \frac{r \cdot (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{(aVIL + COMAL)_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

N: Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2023 al 2026).

CTLPG: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en US\$.

AVIGi: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año "i" en US\$.

COMAGi: Costos de operación y falla, mantenimiento administración y comercialización, determinado para el año i de acuerdo al Proyecto de Reposición eficiente y asignado al segmento de generación, en US\$.

CTLPL: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el horizonte de tarificación, en US\$.

AVILi: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año "i" en US\$.

COMALi: Costos de operación y falla, mantenimiento administración y comercialización, determinado para el año i de acuerdo al Proyecto de Reposición eficiente y asignado al segmento de transmisión, en US\$.

r: Tasa de descuento igual al 10%.

Las anualidades AVIGi, se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del período de planificación, actualizado al año i, considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, la tasa de descuento del 10%.

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año i cualquiera, fueron estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del

respectivo año, por lo cual, los valores fueron llevados a valores correspondientes a final de año, para ser incorporados a las fórmulas. El factor utilizado resultó de la siguiente expresión:

$$\text{Factor Actualización} = \left(\sqrt[12]{1+r}\right)^6 = 1,0488$$

A continuación, se presentan los resultados de CTLP para los SSMM Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes.

11.1 SM AYSÉN

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación y transmisión en el SM Aysén. En la Tabla 11-1 y 11-2 se presentan las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

Tabla 11-1: Anualidades de inversión y costos de generación en el SM Aysén

(\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad inversión generación	9.258.165.999	9.584.937.077	13.903.536.829	13.903.536.829
Anualidad inversión infraestructura	146.876.921	146.876.921	146.876.921	146.876.921
Costos fijos generación	2.527.804.748	2.554.567.654	2.790.257.755	2.790.257.755
Costos variables generación	4.588.772.243	4.811.379.154	4.059.877.431	3.463.278.199
Costo total anual generación	16.521.619.911	17.097.760.806	20.900.548.936	20.303.949.704

Tabla 11-2: Anualidades de inversión y costos de transmisión en el SM Aysén

(\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad Inversiones Transmisión	2.392.541.425	2.392.541.425	2.426.928.831	2.426.928.831
Costo total Anualidad Transmisión	2.392.541.425	2.392.541.425	2.426.928.831	2.426.928.831

Luego, el CTLP del SM Aysén es el siguiente:

Tabla 11-3: CTLP SM Aysén

CTLPG	[\$/año]	18.524.697.309
CTLPL	[\$/año]	2.408.101.338
CTLP	[\$/año]	20.932.798.647

11.2 SM GENERAL CARRERA

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en el SM General Carrera. En la Tabla 11-4 se presentan las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

Tabla 11-4 Anualidades de inversión y costos en el SM General Carrera

(\\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad inversión generación	1.033.194.936	1.033.194.936	1.033.194.936	1.033.194.936
Anualidad inversión infraestructura Gx	22.816.667	22.816.667	22.816.667	22.816.667
Costos fijos generación	464.943.953	464.943.953	464.943.953	464.943.953
Costos variables generación	550.735.471	587.676.456	627.395.142	669.718.940
Costo total anual generación	2.071.691.027	2.108.632.012	2.148.350.698	2.190.674.496

Cabe señalar que, dado que en el SM General Carrera no hay sistema de transmisión existente y proyectado, no se determinan costo total de largo plazo en transmisión.

Luego, el CTLP del SM General Carrera es el siguiente:

Tabla 11-5: CTLP SM General Carrera

CTLPG	[\$/año]	2.125.129.444
CTLPL	[\$/año]	-
CTLP	[\$/año]	2.125.129.444

11.3 SM PALENA

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en el SM Palena. En la Tabla 11-6 se presentan las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

Tabla 11-6 Anualidades de inversión y costos en el SM Palena

(\\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad inversión generación	910.884.136	910.884.136	982.633.476	982.633.476
Anualidad inversión infraestructura Gx	21.770.929	21.770.929	21.770.929	21.770.929
Costos fijos generación	430.512.096	430.512.096	436.314.956	436.314.956
Costos variables generación	686.235.603	769.350.177	843.444.695	922.241.138
Costo total anual generación	2.049.402.764	2.132.517.338	2.284.164.057	2.362.960.499

Cabe señalar que, dado que en el SM Palena no hay sistema de transmisión existente y proyectado, no se determinan costo total de largo plazo en transmisión.

Luego, el CTLP del SM Palena es el siguiente:

Tabla 11-7: CTLP SM Palena

CTLPG	[\$/año]	2.194.277.530
CTLPL	[\$/año]	-
CTLP	[\$/año]	2.194.277.530

11.4 SM PUERTO CISNES

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en el SM Puerto Cisnes. En la Tabla 11-8 se presentan las principales componentes de costos.

Tabla 11-8 Anualidades de inversión y costos en el SM Puerto Cisnes

(\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad inversión generación	384.221.501	384.221.501	384.221.501	384.221.501
Anualidad inversión infraestructura Gx	10.762.059	10.762.059	10.762.059	10.762.059
Costos fijos generación	258.812.132	258.812.132	258.812.132	258.812.132
Costos variables generación	308.034.580	323.303.065	341.538.373	357.193.729
Costo total anual generación	961.830.273	977.098.758	995.334.065	1.010.989.422

Dado que en el SM Puerto Cisnes no hay sistema de transmisión existente y proyectado, no se determinan costo total de largo plazo en transmisión.

Luego, el CTLP del SM Puerto Cisnes es el siguiente:

Tabla 11-9: CTLP SM Puerto Cisnes

CTLPG	[\$/año]	984.344.426
CTLPL	[\$/año]	-
CTLP	[\$/año]	984.344.426

12 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación se han diseñado tomando en consideración los pesos relativos de las partidas de costos de la determinación del CID y del CTLP. Respecto del CID se han considerado los valores presentes de todo el horizonte del estudio, mientras que para el CTLP se consideró el valor presente de periodo de tarificación.

Por otro lado, se agruparon las anualidades de los costos del CID y del CTLP según su incidencia en el costo de la potencia y de la energía:

- Potencia:
 - Costos de inversión Nacionales e importados
 - Obras civiles
- Energía:
 - CVC
 - CVNC
 - Costos Fijos

Específicamente, para las fórmulas de indexación se considerará la siguiente estructura:

$$\frac{Costo_i}{Costo_0} = \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{PGAS_i}{PGAS_0} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{PDIESEL_i}{PDIESEL_0} + \alpha_{CPI} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}$$

Donde:

$Costo_i$: Corresponde al costo del CID o CTLP en el período i .

$Costo_0$: Corresponde al costo del CID o CTLP en el período base.

IPC_i : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

α_{IPC} : Proporción del costo que varía con el IPC.

α_{CPI} : Proporción del costo que varía con el CPI.

α_{PGAS} : Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Natural.

$\alpha_{PDIESEL}$: Proporción del costo que varía con el Precio del Petróleo Diésel.

$PGAS_i$: Promedio ponderado de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³, del precio vigente del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente.

$PDIESEL_i$: Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³, del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente.

- CPI_i:** Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR000SA0), correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- DOL_i:** Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- IPC₀:** Valor base del índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el INE correspondiente a octubre 2020.
- PGAS₀:** Valor base del Precio del Gas Natural en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de septiembre, octubre y noviembre de 2020.
- PDIESEL₀:** Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de junio a noviembre de 2020.
- CPI₀:** Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente a octubre de 2020.
- DOL₀:** Valor base del tipo de cambio, correspondiente a octubre de 2020.

A continuación, se presenta las tablas siguientes con los factores de indexación para el CID y el CTLP para los SSMM de Edelayen.

- **SM Aysén**

Tabla 12-1: factores de indexación CID SM Aysén

Indexadores CID	
P. Gas	-3,1%
P. Diesel	-37,4%
IPC	118,3%
CPI	22,2%

- **SM General Carrera**

Tabla 12-2: factores de indexación CID SM General Carrera

Indexadores CID	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	114,3%
IPC	-20,1%
CPI	5,9%

- SM Palena

Tabla 12-3: factores de indexación CID SM Palena

Indexadores CID	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	95,1%
IPC	3,7%
CPI	1,2%

- SM Puerto Cisnes

Tabla 12-4: factores de indexación CID SM Puerto Cisnes

Indexadores CID	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	94,1%
IPC	3,3%
CPI	2,6%

A continuación, se presenta las tablas siguientes con los factores de indexación para el CTLP.

- SM Aysén

Tabla 12-5: factores de indexación CTLP SM Aysén

Indexadores CTLP	
P. Gas	2,1%
P. Diesel	14,3%
IPC	67,1%
CPI	16,5%
	100,0%

- SM General Carrera

Tabla 12-6: factores de indexación CTLP SM General Carrera

Indexadores CTLP	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	18,8%
IPC	68,9%
CPI	12,3%
	100,0%

- **SM Palena**

Tabla 12-7: factores de indexación CTLP SM Palena

Indexadores CTLP	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	27,7%
IPC	59,5%
CPI	12,8%
	100,0%

- **SM Puerto Cisnes**

Tabla 12-8: factores de indexación CTLP SM Puerto Cisnes

Indexadores CTLP	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	28,4%
IPC	65,1%
CPI	6,5%
	100,0%

El detalle del cálculo realizado se encuentra en las planillas “Estima Index CID” y “Estima Index CTLP” de los anexos al presente informe.

13 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo señalado en el literal u) del numeral 3 de las Bases, en aquellos sistemas donde hay más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considera una unidad generadora operada por otra Empresa, se deberá, a partir del CTLP obtenido:

- 1) Asignar la potencia reconocida en el Plan de Reposición Eficiente a las unidades existentes y reconocidas en el CID.
- 2) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
- 3) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
- 4) Determinar un costo de transmisión a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

Al respecto, la situación anterior se verifica en el SM Aysén con las centrales de Edelayen y la central San Víctor.

Para el cálculo de los Costos Variables, Factores de Inversión y costos de Transmisión se han utilizado los resultados del CTLP asociando las propiedades de las unidades respecto de los resultados del Plan de Expansión Óptimo, luego se identifican los costos de las unidades respectivas y se asignan a un propietario.

Los cálculos realizados se implementan en la misma planilla de cálculo de CTLP que acompaña a esta entrega. Los resultados obtenidos para el SM Aysén son los siguientes:

- **Costos Variables**

Tabla 13-1: Costos variables Medios SM Aysén

Costos Variables No Combustible CVNC \$/kWh		
Empresa	Periodo 1	Periodo 2
Total SM	4,7	5,0
EDELAYSÉN	4,9	5,3
SAN VICTOR	2,9	2,9

Costos Variables Total CV \$/kWh		
Empresa	Periodo 1	Periodo 2
Total SM	28,5	22,9
EDELAYSÉN	32,1	25,5
SAN VICTOR	2,9	2,9

Cabe señalar que para el calculo anterior, se consideraron dos periodos, el periodo 1 considera un valor de Costos Variables Medios hasta el mes anterior a la entrada en servicio de la central Alto Baguales y el sistema de almacenamiento del mismo nombre, y otro valor posterior a la entrada de los mencionados proyectos.

Lo mismo se realizó para el Factor de costos de inversión y los Costos de transmisión.

- **Factor de costos de inversión y administración (FI)**

Tabla 13-2: Factor de costos de inversión y administración SM Aysén

Empresa	Factor de C. Inv. y Adm. (FI)	
	Periodo 1	Periodo 2
EDELAYSÉN	92,6%	94,5%
SAN VICTOR	7,4%	5,5%
TOTAL SM	100,0%	100,0%

- **Costos de transmisión (FT)**

Tabla 13-3: Factor de Costos de transmisión SM Aysén

Empresa	Factor de Costos de Transmisión (FT)	
	Periodo 1	Periodo 2
Total SM	95,50%	95,50%
EDELAYSÉN	4,50%	4,50%
SAN VICTOR	100,00%	100,00%