# “ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ”

## SAGESA S.A.

## Informe Final

**Santiago, junio de 2022**

Alonso de Córdova 5670, Piso 12, Oficinas 1203, Las Condes, Santiago
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

# INDICE


1. INTRODUCCIÓN ..... 4
2. TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES ..... 6
2.1 Identificación y Caracterización de las Instalaciones ..... 6
2.1.1 Plano y topología del sistema ..... 6
2.1.2 Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras ..... 7
2.2 Valorización de las Instalaciones ..... 7
2.2.1 Unidades Generadoras ..... 7
2.2.2 Líneas de Transmisión ..... 13
2.2.3 Valorización de Terrenos ..... 13
3. ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ..... 14
3.1 Recursos Humanos ..... 14
3.2 Gastos fijos ..... 16
4. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA ..... 21
4.1 Sistema Cochamó ..... 21
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ..... 25
5.1 Análisis Histórico ..... 25
5.2 Antecedentes para la proyección de demanda ..... 27
5.2.1 Proyección de Demanda Histórica ..... 27
5.2.2 Encuestas A Grandes Clientes ..... 30
5.2.3 Demanda Adicional Por Conversión De Clientes De Consumo De Leña ..... 32
5.2.4 Proyección De Demanda Total Para El SM Cochamó ..... 32
6. ANTECEDENTES ..... 33
6.1 Metodología General ..... 33
6.2 Plan de Expansión Optimizado ..... 36
6.2.1 Instalaciones Existentes ..... 36
6.2.2 Proyección de Demanda ..... 36
6.2.3 Reserva Óptima de Generación ..... 36
6.2.4 Análisis Hidrológico: Aporte de Energía y Potencia de las Centrales Hidroeléctricas 37
6.3 Revisión Costos de Inversión de Instalaciones Existentes ..... 38
6.3.1 Recomendación de costos unitarios de la CNE ..... 38
6.3.2 Costo de Inversión de instalaciones existentes de generación ..... 38
6.4 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento ..... 39
6.4.1 Costos variables combustibles (CVC) ..... 39
6.4.2 Costos variables no combustibles (CVNC) ..... 39
7. PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO RESULTANTE ..... 41
7.2 Planes de Expansión Óptimo ..... 41
7.3 Rango De Validez Del Plan De Expansión ..... 41
7.4 Cumplimiento de la Norma Técnica ..... 42
8. RESULTADOS OPERACIONALES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO ..... 48
8.1 Costos Operacionales ..... 48

**8.2 Perdidas Medias de Energía** ..... 48
**8.3 Factores de participación** ..... 48
**9. COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO** ..... 49
**9.1 Valor Esperado de los Costos del Plan de Expansión de Generación** ..... 49
**9.1.1 Costos de Inversión Plan de Expansión** ..... 49
**9.1.2 COMA del Plan de Expansión** ..... 49
**9.2 CID Sistema Cochamó** ..... 49
**10. DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE** ..... 50
**10.1 Metodología General** ..... 50
**10.2 Proyecto De Reposición Eficiente Para Generación** ..... 51
**10.3 Proyecto De Reposición Eficiente Para Transmisión** ..... 51
**10.4 Proyecto De Reposición Eficiente Para Infraestructura** ..... 52
**10.5 Costos De Operación, Mantenimiento, Administración Y Comercialización** ..... 52
**10.5.1 Estructura de la organización de la empresa eficiente** ..... 52
**10.5.2 Gastos Fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización** 52
**10.6 Valorización Del Proyecto De Reposición Eficiente** ..... 53
**11. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO** ..... 54
**12. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN** ..... 56
**13. COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN** ..... 58

# 1. INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos en adelante la Ley, el D.S. Nº229 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.

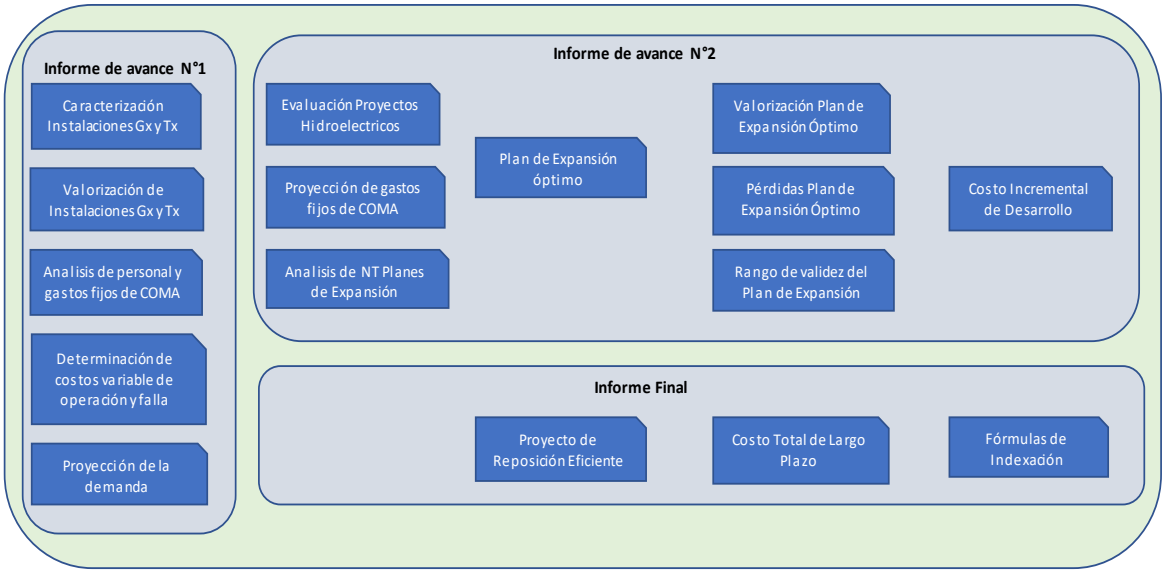
Las citadas Bases establecen que, en cada Sistema Mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión.

En cumplimiento a sus obligaciones legales, SAGESA S.A., en adelante la Empresa, ha contratado a GTD Ingenieros Consultores Ltda. para realizar el "Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión del Sistema Mediano de Cochamó".

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:


Informe de avance N°1
Caracterización Instalaciones Gx y Tx
Valorización de Instalaciones Gx y Tx
Analisis de personal y gastos fijos de COMA
Determinación de costos variable de operación y falla
Proyección de la demanda
Informe de avance N°2
Evaluación Proyectos Hidroelectricos
Proyección de gastos fijos de COMA
Analisis de NT Planes de Expansión
Plan de Expansión óptimo
Valorización Plan de Expansión Óptimo
Pérdidas Plan de Expansión Óptimo
Rango de validez del Plan de Expansión
Costo Incremental de Desarrollo
Informe Final
Proyecto de Reposición Eficiente
Costo Total de Largo Plazo
Fórmulas de Indexación

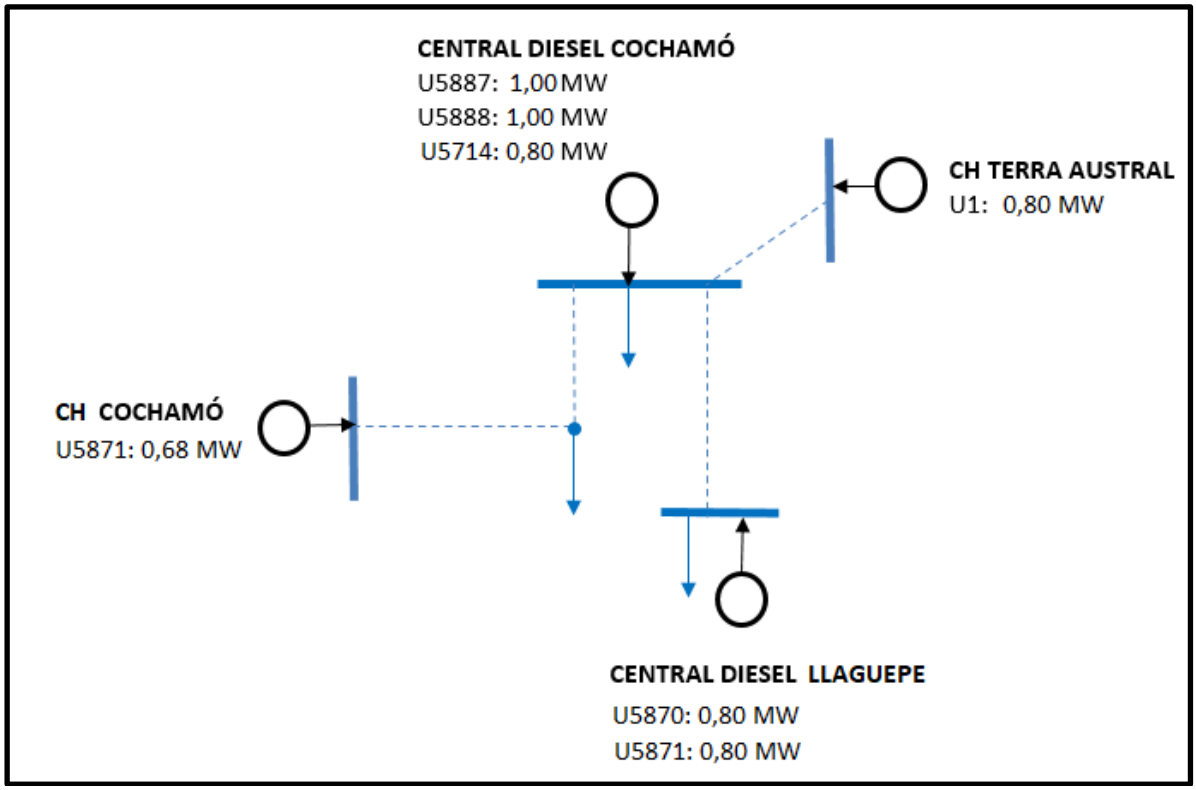
# 2. TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

## 2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

### 2.1.1 PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

A continuación, se presenta el unilineal simplificado del sistema mediano en estudio. El unilineal y el plano del sistema se encuentran en la carpeta "Unilineal SM Cochamó" de los anexos.

**Sistema Cochamó:**



### 2.1.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Se han identificado las siguientes unidades generadoras, las cuales se describen detalladamente en el ANEXO Nº3.

**TABLA 2-1: Descripción Centrales Generadoras Sistema Cochamó**

| Central | Generador | Propietario | Coordenadas | Tipo Unidad Generadora | Capacidad (MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| Cochamó | Unidad 5714 | SAGESA S.A. | Latitud 41°33'6,323"S Longitud 72°18'28,794"O | Térmica Diésel | 0,80 |
| | Unidad 5887 | SAGESA S.A. | Latitud 41°33'6,323"S Longitud 72°18'28,794"O | Térmica Diésel | 1,00 |
| | Unidad 5888 | SAGESA S.A. | Latitud 41°33'6,323"S Longitud 72°18'28,794"O | Térmica Diésel | 1,00 |
| Llaguepe | Unidad 5870 | SAGESA S.A. | Latitud 41°43'51,504"S Longitud 72°29'25,521"O | Térmica Diésel | 0,80 |
| | Unidad 5871 | SAGESA S.A. | Latitud 41°43'51,504"S Longitud 72°29'25,521"O | Térmica Diésel | 0,80 |
| CH Cochamó | Unidad 5871 | ENERGÍA LIMPIA SPA | Latitud 41°29'30,138"S Longitud 72°17'46,268"O | Hidroeléctrica | 0,68 |
| CH Terra Austral | Terra Austral | Hidroner | Latitud 41°33'6.242"S Longitud 72°18'26.726"O | Hidroeléctrica | 0,80 |

## 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:

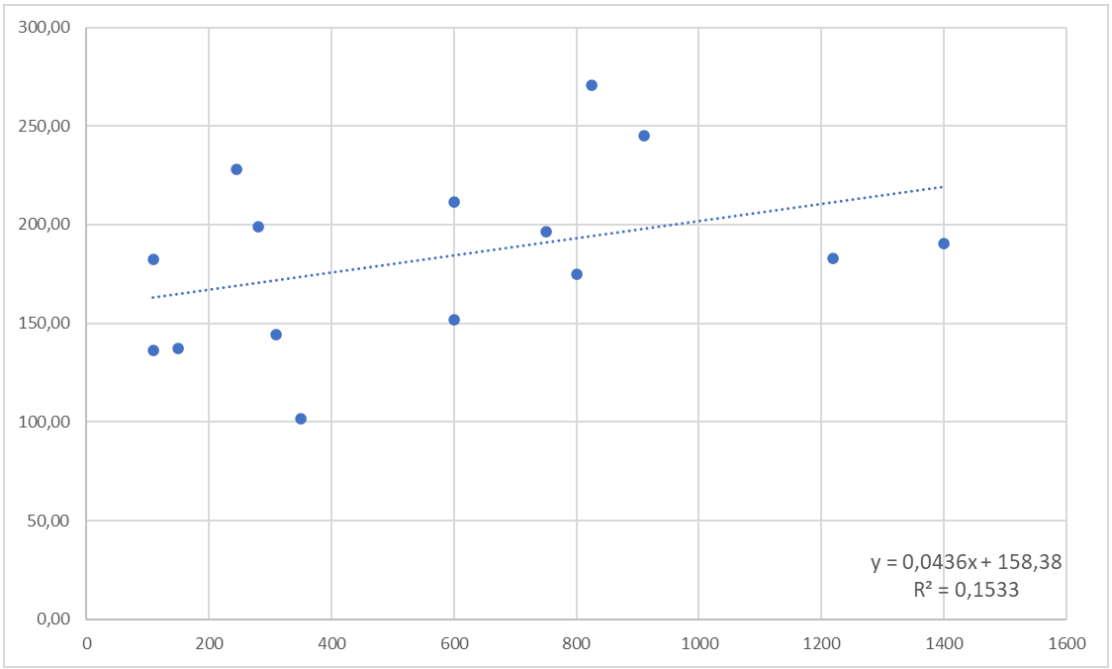
- Se consideró valores presentados en el estudio de valorización anterior, y se procedió a actualizar éstos (a diciembre de 2021), de acuerdo a la variación del CPI según lo indicado en el sitio web del U.S Bureau of Labor Statistics (https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm).
- Se cotizó con 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 2-2 siguiente con el detalle de la información recopilada, y un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en las abscisas y el precio unitario (US$/kW) en ordenadas que se presenta en la figura 2-1.

**TABLA 2-2: Cotizaciones De Unidades Térmicas En US$**

| FABRICANTE | MODELO | CAPACIDAD [kW] | PRECIO [US$] | P.U. [US$/kW] |
|---|---|---|---|---|
| Gensys | | 109 | 14.850 | 136 |
| Gensys | | 150 | 20.625 | 138 |
| Cummins | C400D5 | 256 | 55.922 | 218 |
| Cummins | C440D5 | 256 | 55.922 | 218 |
| Cummins | C550D5 | 292 | 55.922 | 192 |
| Gensys | | 350 | 35.640 | 102 |
| Caterpilar | C15 | 400 | 72.500 | 181 |
| Cummins | C825D5 | 440 | 130.902 | 298 |
| Cummins | C900D5 | 508 | 133.326 | 262 |
| Caterpilar | 3412 | 580 | 201.000 | 347 |
| Gensys | | 600 | 90.970 | 152 |
| MTU Detroit | MTU12V2000 DS825 | 750 | 147.360 | 196 |
| Cummins | C1100-D5 | 800 | 212.266 | 265 |
| MTU Detroit | MTU 12V2000 DS1000 | 800 | 173.229 | 217 |
| Caterpilar | C32-1000KVA | 800 | 139.962 | 175 |
| Cummins | C1400D5 | 825 | 223.018 | 270 |
| MTU Detroit | MTU 16V2000 DS1000 | 891 | 223.018 | 250 |
| Cummins | C2000D5 | 1200 | 223.018 | 186 |
| Cummins | C2750D5e | 1600 | 788.925 | 493 |
| Caterpilar | 3608TA | 2350 | 1.815.883 | 773 |

**FIGURA 2-1: Gráfico Regresión Costo Unitario Vs Potencia de Unidades Térmicas**



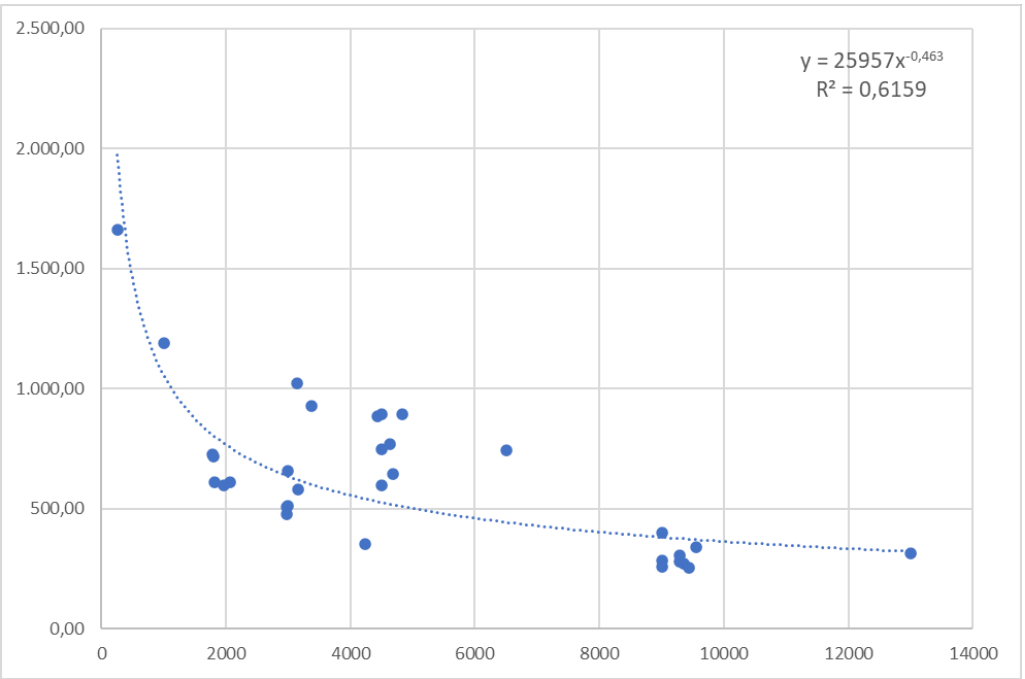

Los respaldos de los cálculos con que se obtuvo la tabla y gráfico anteriores se muestran en el archivo "Anexo 1 Unidades Generadoras" incluidos en los anexos del presente informe.

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 extrajo 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 2-3 siguiente y el gráfico que se muestra en la figura 2-2 siguiente.

**TABLA 2-3: Cotizaciones De Unidades Hidráulicas En US$**

| ITEM | Capacidad (kW) | Proveedor | Costo Ajustado Dic-21 [US$] | Costo Unitario [US$/kW] |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 260 | Hydro Power Plant | 462.713,68 | 1.779,67 |
| 2 | 3.156 | Mantex | 1.960.544,85 | 621,21 |
| 3 | 4.437 | Mantex | 4.207.474,92 | 948,27 |
| 4 | 4.229 | TecnoRecursos | 1.603.861,05 | 379,25 |
| 5 | 3.000 | Romatech | 2.113.468,28 | 704,49 |
| 6 | 2.983 | Mantex | 1.530.624,59 | 513,12 |
| 7 | 2.988 | Gugler | 1.639.731,50 | 548,77 |
| 8 | 1.960 | Mantex | 1.256.055,02 | 640,84 |
| 9 | 2.983 | Mantex | 1.624.854,55 | 544,70 |
| 10 | 1.000 | HNAC | 1.272.270,23 | 1.272,27 |
| 11 | 1.783 | Dentelli | 1.385.832,36 | 777,25 |
| 12 | 2.070 | Reflex | 1.357.995,10 | 656,04 |
| 13 | 1.800 | Reflex | 1.386.004,18 | 770,00 |
| 14 | 1.816 | Cink | 1.189.370,71 | 654,94 |
| 15 | 3.378 | Mantex | 3.349.378,01 | 991,53 |
| 16 | 9.000 | Errázuriz & Asociados | 2.739.807,84 | 304,42 |
| 17 | 4.500 | Errázuriz & Asociados | 3.609.283,59 | 802,06 |
| 18 | 3.147 | CINK | 3.443.992,75 | 1.094,37 |
| 19 | 9.292 | Mantex | 3.062.709,65 | 329,61 |
| 20 | 9.000 | HMEC | 3.858.408,07 | 428,71 |
| 21 | 4.500 | HMEC | 4.306.174,62 | 956,93 |
| 22 | 13.000 | HMEC | 4.401.367,74 | 338,57 |
| 23 | 6.500 | HMEC | 5.173.744,62 | 795,96 |
| 24 | 4.680 | Gugler | 3.235.536,37 | 691,35 |
| 25 | 9.361 | Gugler | 2.705.472,88 | 289,02 |
| 26 | 9.000 | HNAC | 2.476.335,18 | 275,15 |
| 27 | 4.500 | HNAC | 2.882.241,78 | 640,50 |
| 28 | 9.550 | Scotta | 3.469.785,11 | 363,33 |
| 29 | 4.825 | Scotta | 4.626.926,26 | 958,95 |
| 30 | 4.626 | Mantex | 3.808.587,53 | 823,30 |
| 31 | 9.435 | Gugler | 2.581.635,43 | 273,62 |
| 32 | 9.292 | Mantex | 2.803.188,85 | 301,68 |

**FIGURA 2-2: Gráfico Regresión Costo Unitario Vs Potencia de 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 "Unilineal SM Cochamó" 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 obtuvo la tabla 2-4 siguiente con los valores de las centrales generadoras:

**TABLA 2-4: Costo De Inversión De Centrales En SM Cochamó**

| 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 (MU$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CT Cochamó U5714 | Diésel | 155,20 | 16,53 | 24,28 | 16,62 | 5,80 | 51,29 | 27,11 | 11,76 | 14,70 | 12,68 | 6,23 | 3,21 | 345,42 |
| CT Cochamó U5887 | Diésel | 194,01 | 20,66 | 30,36 | 20,77 | 7,25 | 64,12 | 33,89 | 14,70 | 18,38 | 15,85 | 7,79 | 4,01 | 431,78 |
| CT Cochamó U5888 | Diésel | 194,01 | 20,66 | 30,36 | 20,77 | 7,25 | 64,12 | 33,89 | 14,70 | 18,38 | 15,85 | 7,79 | 4,01 | 431,78 |
| CH Cochamó U5871 | Hidro | 777,92 | 4,26 | 2,82 | 194,48 | 43,80 | 1876,04 | 58,01 | 74,67 | 190,83 | 133,16 | 53,42 | 27,15 | 3436,56 |
| CT Llaguepe U5870 | Diésel | 219,11 | 26,52 | 35,43 | 23,83 | 8,78 | 82,13 | 39,78 | | 21,57 | 18,61 | 9,14 | 4,71 | 489,62 |
| CT Llaguepe U5871 | Diésel | 219,11 | 26,52 | 35,43 | 23,83 | 8,78 | 82,13 | 39,78 | | 21,57 | 18,61 | 9,14 | 4,71 | 489,62 |
| CH Terra Austral U1 | Hidro | 940,19 | 4,26 | 2,82 | 235,05 | 37,31 | 1327,46 | 87,84 | 244,19 | 62,13 | 113,85 | 45,69 | 24,36 | 3125,13 |

### 2.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El SM Cochamó no cuenta con Líneas de Transmisión.

### 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 SM Cochamó" en los anexos al documento, no obstante, en la Tabla 2-5 se muestra un listado de los terrenos levantados.

**Tabla 2-5: Terrenos presentados por SAGESA**

| Operador | SSMM | Central | Tipo | Valor pagado por compraventa | Año de pago | Compraventa o Inscripción |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SAGESA | Cochamó | LLAGUEPE | Diésel | *Puelo | | |
| SAGESA | Cochamó | COCHAMÓ | Diésel | $35.000.000 | 22-09-2020 | si |

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

La información entregada por SAGESA 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

La empresa SAGESA forma parte del Grupo de empresas SAESA, en adelante Grupo SAESA, y está orientada a las actividades de generación de electricidad en las regiones VIII, X y XIV. La empresa SAGESA es propietaria y operadora de la Centrales Hornopiren, Cochamó y Llaguepe. La empresa tiene diferentes líneas de negocio orientados a la operación y mantenimiento de instalaciones propias y de terceros. Dentro de las líneas de negocio asociada a instalaciones propias se encuentran los sistemas medianos, sistemas aislados, centrales conectadas al sistema eléctrico nacional y PMGD. En el caso de líneas de negocio orientada a terceros se encuentra el respaldo de clientes, norma técnica y operación y mantención de instalaciones de empresas relacionadas.

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 de Desarrollo Operacional de SAGESA, 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 de Desarrollo Operacional de SAGESA.

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 SAGESA, los empleados contratados por esta sociedad no sólo prestan servicios a SAGESA, 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 SAGESA.

Dentro de la estructura organizacional que presentó SAGESA, se observa que al cierre del año 2021 la empresa estaba compuesta por una dotación de 22 personas. En la Tabla 3-2, se muestra la estructura organizacional.

**Tabla 3-2: Estructura Organizacional de SAGESA**

| Gerencia | Gerencia 2 | Subgerencia | Área | Dotación |
|---|---|---|---|---|
| Gerencia Administración y Finanzas | Gerencia Administración y Finanzas | Subgerencia Abastecimiento | Área Compras Nacionales | 1 |
| Gerencia de Distribución | Gerencia Desarrollo Operacional | Subgerencia Generación | | 2 |
| | | | Área Operación y Mantenimiento | 12 |
| | | | Área Operaciones Generación | 4 |
| | | | Área Proyectos y Obras | 2 |
| Gerencia Transmisión | Gerencia Comercialización | | | 1 |
| **Total** | | | | **22** |

En líneas generales, SAGESA contrata al personal que realiza funciones de operación y mantenimiento de las centrales de sus líneas de negocio, además de funciones de abastecimiento.

La composición de la empresa por estamento se muestra en la Tabla 3-3, donde se observa un Span of Control de 2,0.

**Tabla 3-3: Dotación por estamento de SAGESA**

| Estamento | Dotación | Porcentaje Dotación |
|---|---|---|
| Gerentes | 1 | 5% |
| Subgerentes | 1 | 5% |
| Jefes de Área | 3 | 14% |
| Enc. Unidad | 6 | 27% |
| Profesionales | 2 | 9% |
| Técnicos | 8 | 36% |
| Administrativos | 1 | 5% |
| **Total** | **22** | **100%** |
| **Span Of Control** | **2,0** | |

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 SAGESA y costos de staff que representan costos de empresas relacionados asignados a SAGESA.

Los costos directos de SAGESA del año 2020 se muestran en la Tabla 3-4, registrándose un costo total de 3.913 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 3-4: Costos directos de SAGESA del año 2020 en millones de CLP**

| IFRS | Ítem | SAGESA Dx | SAGESA Gx | SAGESA Otros | SAGESA Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas | Uncollectibles | -1 | -9 | -3 | -13 |
| Gastos por beneficios a los empleados | Payroll | -15 | -471 | -107 | -594 |
| | Capitalization | 0 | 46 | 5 | 52 |
| Otros gastos, por naturaleza | Administration | -4 | -324 | -20 | -348 |
| | Electric System O&M | -9 | 0 | 0 | -9 |
| | Generation System O&M | 0 | -2.272 | -252 | -2.524 |
| | Insurance Policies and Accident Control | 2 | -384 | -16 | -398 |
| | Travel Allowances and Motor Vehicle Operation | -1 | -54 | -6 | -60 |
| | Uncollectibles | 0 | -19 | 0 | -19 |
| **Total general** | | **-28** | **-3.486** | **-399** | **-3.913** |

En la Tabla 3-5 se presentan los costos de staff asignados a SAGESA el año 2020 con un costo total transferido de 559 MM$. Con esto el costo total de SAGESA es de 4.472 MM$.

**Tabla 3-5: Costos de staff asignados a SAGESA del año 2020 en millones de CLP**

| IFRS | Ítem | SAGESA Dx | SAGESA Gx | SAGESA Otros | SAGESA Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas | Uncollectibles | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gastos por beneficios a los empleados | Payroll | -40 | -368 | -56 | -464 |
| | Capitalization | 11 | 29 | 5 | 45 |
| Otros gastos, por naturaleza | Administration | -4 | -113 | -18 | -136 |
| | 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 | 0 | -3 | -1 | -5 |
| | Uncollectibles | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Total general** | | **-34** | **-455** | **-69** | **-559** |

Los costos de staff por gerencia se muestran en la Figura 3-2, donde se aprecia que los mayores costos se dan en la Gerencia de Administración y Finanzas, Subgerencia de personas y en menor medida en la Gerencia Legal.

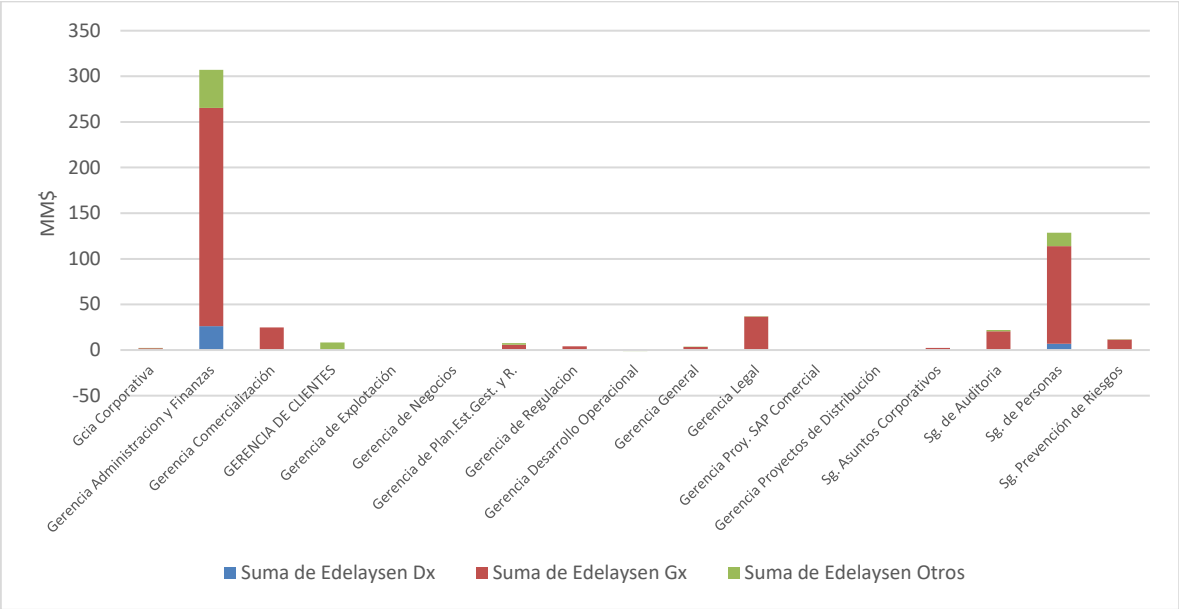



**Figura 3-2: Costos de staff por gerencia asignados a SAGESA el año 2020 en millones de CLP**

La información contable entregada se desagregó por tipo de costos. El resultado de la desagregación se muestra en la Tabla 3-6 siguiente.

**Tabla 3-6: Costos del Año 2020 asignados a SAGESA en millones de CLP**

| | | SAGESA Tx | | SAGESA Gx | | SAGESA Otros | | SAGESA Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Categoría | Cuenta OPEX | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada |
| Remuneraciones | Sueldo Base | -8,0 | -15,5 | -206,9 | -142,1 | -44,2 | -18,8 | -259,1 | -176,4 |
| | Bono | -1,0 | -5,4 | -61,6 | -46,6 | -14,9 | -6,1 | -77,5 | -58,2 |
| | Asignación | 0,0 | -4,4 | -26,5 | -32,8 | -8,9 | -4,1 | -35,4 | -41,2 |
| | Gratificación | 0,0 | -1,6 | -11,7 | -11,8 | -3,1 | -1,8 | -14,7 | -15,1 |
| | Premios | -1,8 | -4,7 | -53,4 | -49,1 | -12,8 | -7,7 | -67,9 | -61,5 |
| | Sobretiempo | 0,0 | -0,1 | -21,7 | -1,0 | -3,1 | -0,3 | -24,9 | -1,4 |
| | Estudiantes en Práctica | | 0,0 | | -0,3 | | 0,0 | 0,0 | -0,3 |
| | Personal a Honorarios | | -1,4 | | -6,7 | | -0,3 | 0,0 | -8,5 |
| | Reliquidación Remuneraciones | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Cotizaciones Previsionales | Seguro Accidentes | 0,0 | -0,2 | -4,4 | -1,5 | -1,2 | -0,2 | -5,6 | -1,9 |
| | Seguro Cesantía | -0,2 | -0,5 | -6,5 | -3,9 | -1,6 | -0,5 | -8,2 | -4,8 |
| | Seguro de Invalidez y Sobrevivencia ($) | -0,1 | -0,3 | -3,8 | -2,9 | -0,9 | -0,4 | -4,8 | -3,6 |
| | Seguros y Accidentes del Trabajo | 0,0 | 0,0 | -0,3 | -0,4 | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -0,6 |
| Gastos Asociados a Personal | Beneficios Adicionales | -0,5 | -1,1 | -10,8 | -13,1 | -1,9 | -1,8 | -13,2 | -16,1 |
| | Capacitación | 0,0 | 0,0 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,3 | 0,0 |
| | EPP | 0,0 | 0,0 | -18,4 | -1,2 | -3,9 | -0,1 | -22,3 | -1,3 |
| | Alimentación | -0,8 | -0,6 | -20,6 | -10,4 | -2,0 | -1,8 | -23,3 | -12,8 |
| | Gastos Derivados Contratación Personal | | -0,1 | | -1,4 | | -0,2 | 0,0 | -1,7 |
| | Vacaciones | -0,1 | -0,5 | -3,2 | -2,1 | -1,1 | -0,3 | -4,5 | -2,9 |
| | Vestuario | | 0,0 | | -0,3 | | 0,0 | 0,0 | -0,3 |
| | Viajes y Viaticos | -0,1 | -0,5 | -18,8 | -4,0 | -1,3 | -0,4 | -20,2 | -4,9 |
| | Indemnización Años de Servicio | -2,7 | -3,8 | -29,0 | -39,8 | -8,1 | -11,4 | -39,8 | -55,0 |
| Bienes Inmuebles | Arriendo Oficinas y Estacionamientos | -0,6 | -0,2 | -22,5 | -3,2 | -1,3 | -0,4 | -24,4 | -3,9 |
| | Consumos Basicos | 0,0 | 0,0 | -0,3 | -4,2 | -0,2 | -0,8 | -0,5 | -5,0 |
| | Contribuciones | 0,0 | 0,0 | -1,3 | -0,7 | -1,2 | -0,1 | -2,5 | -0,8 |
| | Mantenimiento de inmuebles | -0,2 | -0,2 | -3,7 | -2,4 | -0,5 | -0,3 | -4,5 | -2,9 |
| | Servicio de Aseo | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -33,6 | 0,0 | -6,6 | 0,0 | -40,2 |
| | Servicio de vigilancia | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Arriendo de Instalaciones a Terceros | 0,0 | 0,0 | -6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -6,7 | 0,0 |
| Bienes Muebles | Materiales de Oficina | 0,0 | -0,1 | -1,0 | -3,2 | -0,5 | -0,5 | -1,4 | -3,8 |
| | SCADA | 0,0 | 0,0 | -164,0 | 0,0 | -0,3 | 0,0 | -164,3 | 0,0 |
| | Telefonia | 0,2 | -0,3 | 3,2 | -5,0 | 0,4 | -0,7 | 3,8 | -6,1 |
| | TICA | | -1,5 | | -23,0 | | -3,2 | 0,0 | -27,7 |

| | | SAGESA Tx | | SAGESA Gx | | SAGESA Otros | | SAGESA Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Categoría | Cuenta OPEX | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada | SAGESA | Relacionada |
| | Mantenimiento Mobiliario | | 0,0 | | -3,0 | | -0,6 | 0,0 | -3,6 |
| Gasto Comercial | Ciclo Comercial | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Control Pérdidas | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Gasto OyM Dx-Tx | Compensaciones | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Indemnización | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | OyM - Dx | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | OyM - General | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | OyM - Tx | -9,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -9,0 | 0,0 |
| Gasto OyM Gx | Contratista Gx | 0,0 | 0,0 | -1.664,7 | 0,0 | -220,2 | 0,0 | -1.884,9 | 0,0 |
| | Flete Gx | 0,0 | 0,0 | -208,4 | 0,0 | -2,0 | 0,0 | -210,5 | 0,0 |
| | Herramientas Gx | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Materiales Gx | 0,0 | 0,0 | -398,5 | 0,0 | -30,1 | 0,0 | -428,6 | 0,0 |
| Gastos Vehículos | Arriendo vehículos | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Combustible vehículos | -0,1 | 0,0 | -13,7 | 0,0 | -1,7 | 0,0 | -15,5 | 0,0 |
| | Gasto Mantención Vehículos | -0,1 | 0,0 | -8,0 | 0,0 | -1,2 | 0,0 | -9,3 | 0,0 |
| | Gasto Permiso de Circulación | -0,2 | 0,0 | -3,2 | 0,0 | -0,6 | 0,0 | -4,0 | 0,0 |
| | Otros Gastos Vehículos | -0,2 | 0,0 | -2,8 | 0,0 | -0,6 | 0,0 | -3,5 | 0,0 |
| Costos Institucionales | Asesorias y Estudios | -1,7 | 0,0 | -23,0 | 0,0 | -5,0 | 0,0 | -29,7 | 0,0 |
| | Comunicaciones | | -2,1 | | -32,8 | | -4,6 | 0,0 | -39,5 |
| | Dieta del Directorio | -0,2 | 0,0 | -2,9 | 0,0 | -0,4 | 0,0 | -3,4 | 0,0 |
| | Fletes y Correspondencia | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -1,1 | 0,0 | -0,2 | 0,0 | -1,3 |
| | Gastos Notariales y Judiciales | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,3 |
| | Otros Gastos generales | -0,5 | 0,0 | -14,4 | -0,5 | -0,2 | -0,1 | -15,1 | -0,6 |
| | Patentes Comerciales | -1,3 | 0,0 | -20,6 | 0,0 | -4,8 | 0,0 | -26,6 | 0,0 |
| | Prima Seguros | 2,0 | 0,0 | -384,0 | 0,0 | -15,8 | 0,0 | -397,8 | 0,0 |
| | Servicios de Imprenta y Reproducción | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Avisos de Corte | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Flete | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Marketing | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Otros Seguros | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Proyectos Desarrollo | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Representación CDEC SIC | 0,0 | 0,0 | -63,7 | 0,0 | -6,4 | 0,0 | -70,1 | 0,0 |
| Otros Gastos Contables | Multas | 0,0 | 0,0 | -2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -2,7 | 0,0 |
| | Ajuste Impuesto a la Renta (Egreso) | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Castigo IVA | | 0,0 | | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Total general** | | **-27,0** | **-45,4** | **-3.504,7** | **-484,3** | **-401,5** | **-74,7** | **-3.933,2** | **-604,4** |

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

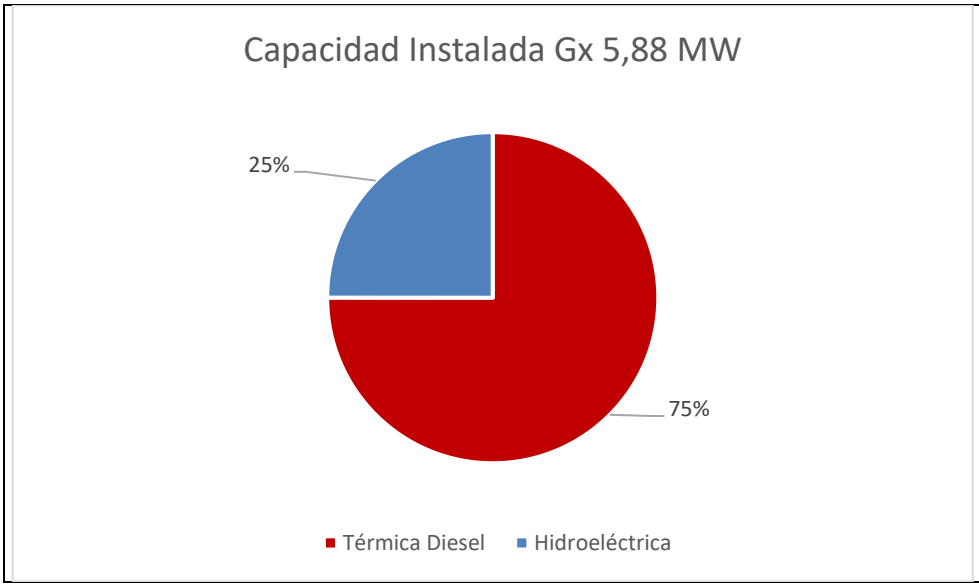
- Los costos que presenta la empresa en el archivo son similares a los costos que se encuentran en los estados financieros del año 2020, detectándose pequeñas diferencias.
- La remuneración media de los empleados propios de SAGESA es de 1,8 MM$ /mes.
- La información de costos no incluye los costos de combustibles de las centrales térmicas.
- Los beneficios adicionales representan un 2,7% de la remuneración.
- La empresa destina un valor de $ 13.595 de capacitación por empleado al año.

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

## 4.1 SISTEMA COCHAMÓ

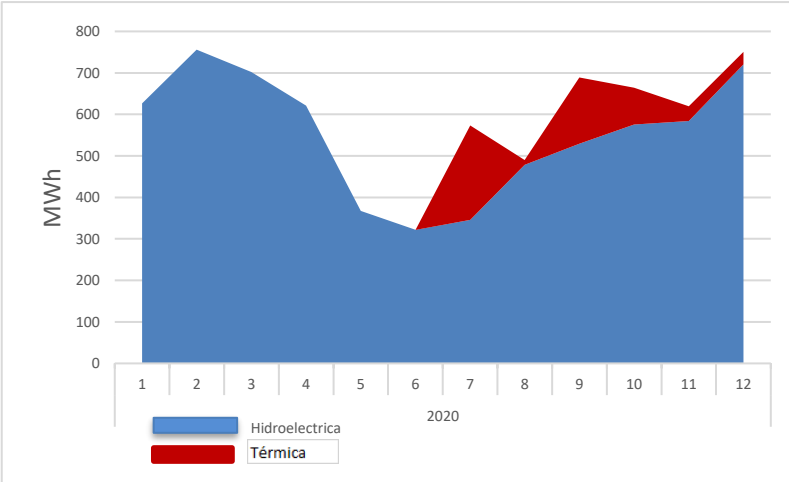
El sistema Cochamó cuenta con 5,88 MW de capacidad instalada de generación y cuya descomposición por tecnología se muestra en la Figura siguiente.




| Tipo Unidad generadora | Potencia bruta [kW] |
|---|---|
| Térmica Diesel | 4.400 |
| Hidroeléctrica | 1.480 |

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

La generación histórica muestra una fuerte presencia hidroeléctrica en la producción de energía. A continuación, en la Figura 4-2 se muestra la generación en el sistema para el año 2020.




| Año | Generación MWh | | Generación % | |
|---|---|---|---|---|
| | Hidroeléctrica | Térmica Diesel | Hidroeléctrica | Térmica Diesel |
| 2020 | 6.630 | 552 | 92% | 8% |

**Figura 4-2: Generación histórica del sistema Cochamó 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.

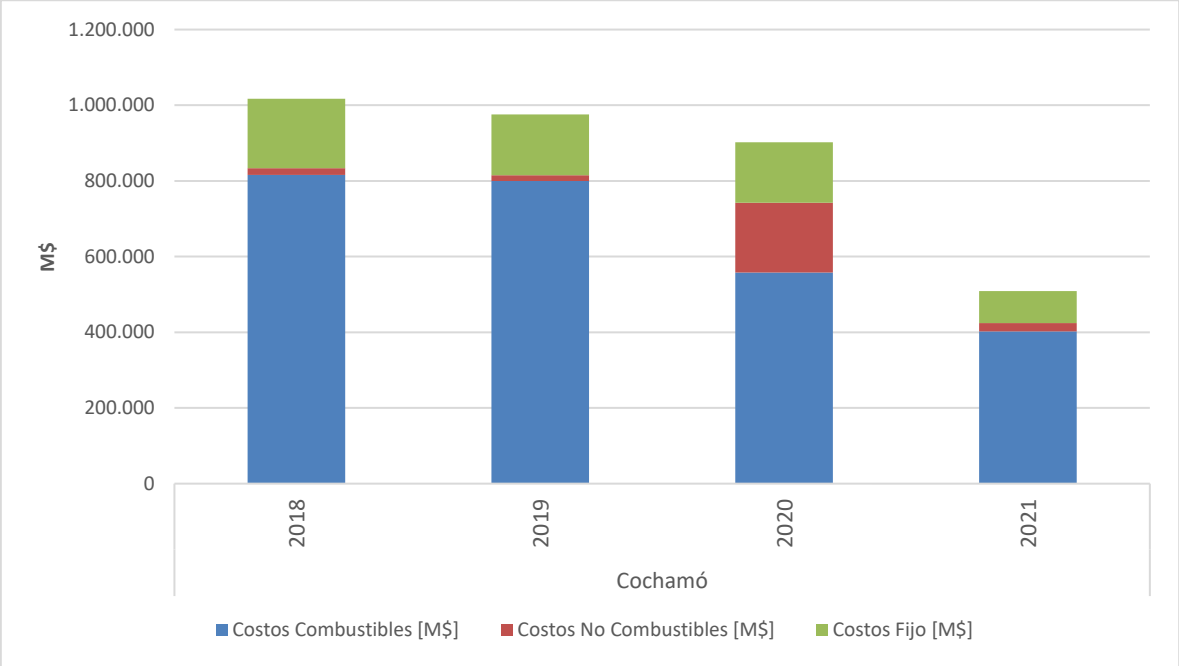



**Figura 4-3: Costos totales de producción de energía del sistema Cochamó**

A partir de los antecedentes entregado por la empresa se ha determinado los costos variables de las centrales térmicas que operan en Cochamó. Los resultados de precios de combustible y consumos específicos medios se muestran en la Tabla siguiente.

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

| | Costo Petróleo ($/lts) | Consumo Específico Medio (lt/kWh) |
|---|---|---|
| **Mes** | **Cochamó** | **Cochamó** |
| ene | 444 | 0,25 |
| feb | 417 | 0,25 |
| mar | 376 | 0,25 |
| abr | 301 | 0,25 |
| may | 268 | 0,28 |
| jun | 271 | 0,28 |
| jul | 286 | 0,26 |
| ago | 293 | 0,25 |
| sept | 297 | 0,25 |
| oct | | |
| nov | 283 | 0,25 |
| dic | 290 | 0,25 |
| **Promedio Anual** | **320** | **0,26** |
| **Promedio 6 Meses** | **290** | **0,25** |

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

**Tabla 4-2: Costo variable no combustibles de las centrales térmicas del sistema Cochamó del año 2020**

| | Costo Variable No Combustible ($/kWh) | Costo Variable No Combustible (US$/MWh) |
|---|---|---|
| **Mes** | **Cochamó** | **Cochamó** |
| ene | 0,8 | 1,1 |
| feb | 4,3 | 5,9 |
| mar | 1,3 | 1,8 |
| abr | 8,2 | 11,1 |
| may | 24,5 | 33,4 |
| jun | 96,7 | 131,6 |
| jul | 89,3 | 121,6 |
| ago | 81,1 | 110,4 |
| sept | 56,9 | 77,5 |
| oct | 32,6 | 44,4 |
| nov | 19,4 | 26,4 |
| dic | 7,5 | 10,1 |
| **Promedio Anual** | **35,2** | **47,9** |
| **Promedio 6 Meses** | **47,8** | **65,1** |

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 4-3.

El cálculo de los costos de operación así como todos los antecedentes de este numeral 4.1, se encuentran en el archivo "OperacionHist_Co_Rev2" de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

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

| | Costo Variable ($/kWh) | Costo Variable (US$/MWh) |
|---|---|---|
| **Mes** | **Cochamó** | **Cochamó** |
| ene | 112 | 152 |
| feb | 108 | 148 |
| mar | 96 | 130 |
| abr | 85 | 115 |

| | Costo Variable ($/kWh) | Costo Variable (US$/MWh) |
|---|---|---|
| **Mes** | **Cochamó** | **Cochamó** |
| may | 99 | 135 |
| jun | 173 | 236 |
| jul | 163 | 222 |
| ago | 155 | 211 |
| sept | 132 | 179 |
| oct | | |
| nov | 90 | 123 |
| dic | 79 | 108 |
| **Promedio Anual** | **118** | **160** |
| **Promedio 6 Meses** | **121** | **165** |

# 5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

## 5.1 ANÁLISIS HISTÓRICO

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

**TABLA 5-1: Demanda Histórica SSMM Cochamó**

| Año | Energía MWh | Demanda Máxima kW |
|---|---|---|
| | Cochamó | Cochamó |
| 2.010 | 3.305 | 647 |
| 2.011 | 4.047 | 765 |
| 2.012 | 4.453 | 777 |
| 2.013 | 4.807 | 855 |
| 2.014 | 4.925 | 956 |
| 2.015 | 5.478 | 1.054 |
| 2.016 | 5.770 | 1.111 |
| 2.017 | 7.490 | 1.287 |
| 2.018 | 8.199 | 1.378 |
| 2.019 | 7.802 | 1.309 |
| 2.020 | 7.983 | 1.472 |
| 2.021 | 9.729 | 1.881 |

Gráficamente, se tiene los resultados que se muestran en la figura 5-1 siguientes:

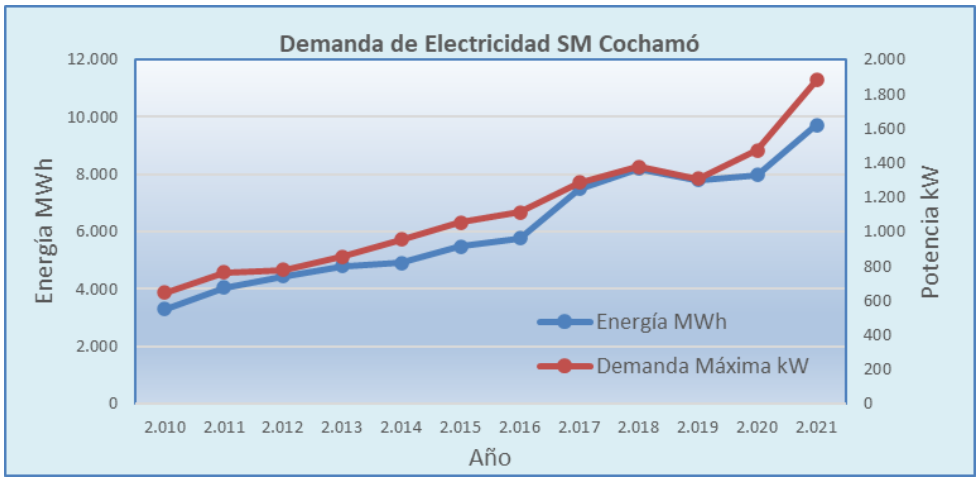



**Figura 5-1: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM Cochamó**

Asociado a lo anterior, se pueden determinar el factor de carga promedio del sistema, cual se presenta en la tabla 5-2 siguiente:

**TABLA 2: Factor de carga promedio por SM Cochamó**

| | Factor de carga promedio |
|---|---|
| Año | Cochamó |
| 2010 | 0,58 |
| 2011 | 0,60 |
| 2012 | 0,65 |
| 2013 | 0,64 |
| 2014 | 0,59 |
| 2015 | 0,59 |
| 2016 | 0,59 |
| 2017 | 0,66 |
| 2018 | 0,68 |
| 2019 | 0,68 |
| 2020 | 0,62 |
| promedio ult 4 años | 0,66 |

- **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 5-3 siguiente:

**TABLA 3: Tasas de crecimiento anual SM Cochamó**

| Año | Tasa de crecimiento | |
|---|---|---|
| | Energía MWh | Demanda Máxima kW |
| | Cochamó | Cochamó |
| 2.010 | | |
| 2.011 | 22,4% | 18,2% |
| 2.012 | 10,0% | 1,6% |
| 2.013 | 8,0% | 10,0% |
| 2.014 | 2,4% | 11,8% |
| 2.015 | 11,2% | 10,3% |
| 2.016 | 5,3% | 5,4% |
| 2.017 | 29,8% | 15,9% |
| 2.018 | 9,5% | 7,0% |
| 2.019 | -4,8% | -5,0% |
| 2.020 | 2,3% | 12,5% |
| 2.021 | 21,9% | 27,7% |

- **Tasas de crecimiento en períodos**

**TABLA 5-4: Tasas de crecimiento por períodos SM Cochamó**

| Período | Energía | Demanda Máxima |
|---|---|---|
| | Cochamó | Cochamó |
| 2010 - 2021 | 10,31% | 10,19% |
| 2016 - 2021 | 11,01% | 11,10% |

Se observa alta variabilidad en las tasas de crecimiento. 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.

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.

## 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 la empresa realiza 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 siguientes resultados:

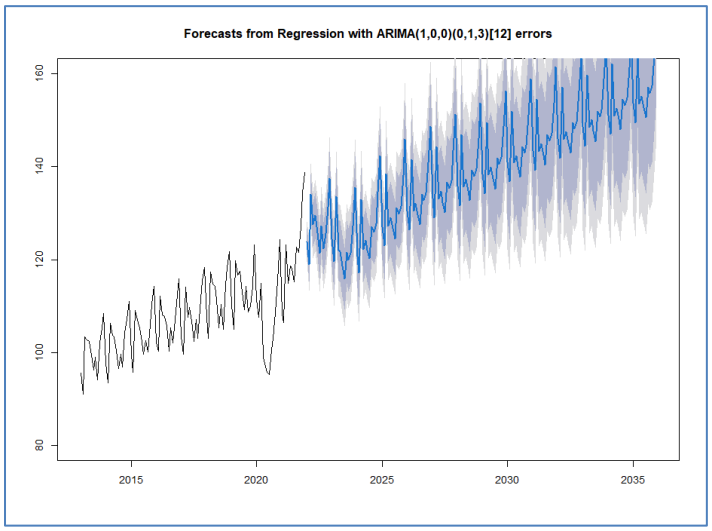



**Figura 5-2: Valores históricos y proyección de IMACEC**

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

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

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

| Año | Índice medio anual |
|---|---|
| 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 Cochamó

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

| Modelo | MAE |
|---|---|
| Modelo Arima Estacional Sin Regresor | 33,0 |
| Modelo Arima Con Regresor | 34,2 |
| Modelo de Ajuste Parcial | 42,2 |

Los resultados son similares entre los casos del modelo ARIMA con y sin regresión. Considerando que el regresor IMACEC presenta una correlación aceptable de 0,69 con respecto a la energía, se opta por usar esta variable explicativa en el modelo.

```
Regression with ARIMA(2,1,1)(1,0,1)[12] errors

Coefficients:
         ar1      ar2      ma1    sar1     sma1  ts_DatIMACEC_Hist_Corr20_m
      0.4658  -0.2761  -0.6385  0.8681  -0.6467                      2.5238
s.e.  0.1908   0.1111   0.1919  0.1430   0.2274                      1.1639
      ts_Dummy_Cochamo_m
                264.2724
s.e.             45.4340

sigma^2 estimated as 2138:  log likelihood=-560.4
AIC=1136.8   AICc=1138.27   BIC=1158.18

Training set error measures:
                   ME     RMSE      MAE       MPE     MAPE      MASE        ACF1
Training set 3.963491 44.49385 34.18594 0.2308092 6.150808 0.4130443 0.000425068
```

```
z test of coefficients:

                          Estimate Std. Error z value  Pr(>|z|)
ar1                        0.46584    0.19076  2.4421 0.0146022 *
ar2                       -0.27614    0.11107 -2.4862 0.0129114 *
ma1                       -0.63848    0.19190 -3.3272 0.0008774 ***
sar1                       0.86813    0.14300  6.0709 1.272e-09 ***
sma1                      -0.64672    0.22738 -2.8442 0.0044530 **
ts_DatIMACEC_Hist_Corr20_m  2.52382    1.16387  2.1685 0.0301220 *
ts_Dummy_Cochamo_m        264.27238   45.43398  5.8166 6.005e-09 ***
```

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.

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 0,66. Con lo anterior, se obtiene la proyección de energía y demanda máxima que se muestra en la tabla 5-6 siguiente.

**TABLA 4: Proyección de demanda SM Cochamó con datos históricos**

| Año | Energía kWh | Tasa Crec Equivalente Energía | Demanda máxima MW |
|---|---|---|---|
| 2021 | 9.729 | | 1,7 |
| 2022 | 9.984 | 2,62% | 1,7 |
| 2023 | 10.159 | 1,76% | 1,8 |
| 2024 | 10.539 | 3,74% | 1,8 |
| 2025 | 10.902 | 3,45% | 1,9 |
| 2026 | 11.190 | 2,64% | 1,9 |
| 2027 | 11.442 | 2,25% | 2,0 |
| 2028 | 11.669 | 1,98% | 2,0 |
| 2029 | 11.875 | 1,77% | 2,1 |
| 2030 | 12.063 | 1,58% | 2,1 |
| 2031 | 12.236 | 1,43% | 2,1 |
| 2032 | 12.394 | 1,30% | 2,1 |
| 2033 | 12.541 | 1,19% | 2,2 |
| 2034 | 12.678 | 1,09% | 2,2 |
| 2035 | 12.806 | 1,01% | 2,2 |

### 5.2.2 ENCUESTAS A GRANDES CLIENTES

En este sistema se tiene la condición que un gran cliente denominado Trusal, ha estado efectuando aumentos de capacidad en su conexión, lo que ya se ha visto reflejado en sus facturaciones. El consumo de este gran cliente es relevante para la capacidad instalada de este SM, razón por la cual se efectúa la proyección específica de su consumo.

Los antecedentes disponibles de este Cliente son los siguientes:

| Consumo de potencia en kW, por Tipo Consumo | oct-20 | Nov 2020 a Jun 2021 | jun-21 | jul-21 | ago-21 | sep-21 | 15.09.2021 | oct-21 | 15.10.2021 | 01.11.21 | 18.05.2022 | 06.06.22 | 20.06.22 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Instalación Faenas | | 80 | 80 | 80 | | | | | | | | | |
| Winter | | | | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Summer | | | | | | | | | | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Post Smolt | | | | | | | | | 400 | 600 | 868 | 1168 | 1368 |
| Pozos Agua Dulce | | | | | | | | | | | 32 | 32 | 32 |
| **Necesidad Potencia Elect. Kw** | **0** | **80** | **80** | **200** | **200** | **200** | **200** | **200** | **600** | **1000** | **1300** | **1600** | **1800** |

De igual manera se dispuso de las siguientes facturaciones:

| Inicio | Fin | Consumo kWh | kW leídos |
|---|---|---|---|
| 15.06.2021 | 06.08.2021 | 47.110 | 53 |
| 07.08.2021 | 05.10.2021 | 45.990 | 128 |
| 06.10.2021 | 02.12.2021 | 55.090 | 152 |
| 03.12.2021 | 03.02.2022 | 1.082.200 | 1.478 |
| 04.02.2022 | 31.03.2022 | 935.200 | 888 |

Con los datos anteriores se efectúa la siguiente proyección:

| Mes | Emes_kWh | Pmedia_kW | Pleida_kW | Necesidad Potencia Elect. Kw | Fcarrga | Obs |
|---|---|---|---|---|---|---|
| jun-21 | 14.222 | 37 | 53 | | 0,71 | |
| jul-21 | 27.555 | 37 | 53 | | 0,71 | |
| ago-21 | 24.496 | 33 | 113 | | 0,29 | |
| sep-21 | 22.995 | 32 | 128 | | 0,25 | |
| oct-21 | 28.528 | 38 | 148 | 406 | 0,26 | |
| nov-21 | 28.495 | 40 | 152 | 1.000 | 0,26 | |
| dic-21 | 500.055 | 672 | 1.393 | 1.000 | 0,48 | |
| ene-22 | 532.511 | 716 | 1.478 | 1.000 | 0,48 | |
| feb-22 | 469.033 | 698 | 952 | 1.000 | 0,73 | |
| mar-22 | 517.700 | 696 | 888 | 1.000 | 0,78 | |
| abr-22 | 485.072 | 674 | 888 | 1000 | 0,76 | Se promedio ult 2 meses |
| may-22 | 569.151 | 765 | 1.009 | 1135 | 0,76 | Pleída prop a Nec. Pot |
| jun-22 | 787.434 | 1.094 | 1.442 | 1623 | 0,76 | |
| jul-22 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | Se estabiliza Nec. Pot. |
| ago-22 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| sep-22 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| oct-22 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| nov-22 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| dic-22 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| ene-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| feb-23 | 814.921 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| mar-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| abr-23 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| may-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |

| Mes | Emes_kWh | Pmedia_kW | Pleida_kW | Necesidad Potencia Elect. Kw | Fcarrga | Obs |
|---|---|---|---|---|---|---|
| jun-23 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| jul-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| ago-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| sep-23 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| oct-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| nov-23 | 873.130 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |
| dic-23 | 902.234 | 1.213 | 1.599 | 1800 | 0,76 | |

Finalmente, se obtienen el siguiente resumen:

| Año | Energía kWh | Pleida_kW | Fcarga | FC medio |
|---|---|---|---|---|
| 2022 | 8.716.098 | 1.599 | 995 | 0,62 |
| 2023 - adelante | 10.623.079 | 1.599 | 1.213 | 0,76 |

Los resultados anteriores se adicionan a la proyección de demanda obtenida con los datos históricos.

### 5.2.3 Demanda Adicional Por Conversión De Clientes De Consumo De Leña

No existe antecedentes para estimar conversión de clientes de consumo de leña en este Sistema Mediano.

### 5.2.4 Proyección De Demanda Total Para El SM Cochamó

La proyección de demanda total considera la proyección obtenida con los antecedentes históricos y la proyección del cliente Trusal. Los resultados totales obtenidos son los siguientes:

| Año | Sistema Base | | | Consumo Trusal | | | Total SM Cochamó | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ener_MWh | FC dda base | Dmax_MW | Ener_MWh | FC dda Trusal | Dmax Empr._MW | Ener_MWh | DmaxTotal_MW |
| 2022 | 9.984 | 0,59 | 1,93 | 8.716 | 0,62 | 1,60 | 18.700 | 3,53 |
| 2023 | 10.159 | 0,59 | 1,96 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 20.782 | 3,56 |
| 2024 | 10.539 | 0,59 | 2,04 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 21.162 | 3,64 |
| 2025 | 10.902 | 0,59 | 2,11 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 21.525 | 3,71 |
| 2026 | 11.190 | 0,59 | 2,16 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 21.813 | 3,76 |
| 2027 | 11.442 | 0,59 | 2,21 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 22.065 | 3,81 |
| 2028 | 11.669 | 0,59 | 2,26 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 22.292 | 3,85 |
| 2029 | 11.875 | 0,59 | 2,30 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 22.498 | 3,89 |
| 2030 | 12.063 | 0,59 | 2,33 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 22.686 | 3,93 |
| 2031 | 12.236 | 0,59 | 2,37 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 22.859 | 3,96 |
| 2032 | 12.394 | 0,59 | 2,40 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 23.017 | 3,99 |
| 2033 | 12.541 | 0,59 | 2,42 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 23.165 | 4,02 |
| 2034 | 12.678 | 0,59 | 2,45 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 23.301 | 4,05 |
| 2035 | 12.806 | 0,59 | 2,48 | 10.623 | 0,76 | 1,60 | 23.429 | 4,07 |

Se asume coincidencia 1 entre el sistema y Trusal

# 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 x ( Qi - Q0), donde T es una tarifa constante en el período y Qi y Q0 son las cantidades anuales de energía o potencia en el año i y año base, respectivamente.

Costo = Ci – Co, 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

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

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 permite 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:

a) El Plan de Expansión Óptimo en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
b) Valorización del Costo Incremental de Desarrollo (CID) asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
c) Determinación del Proyecto de Reposición Eficiente en generación y transmisión.
d) Valorización del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
e) 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:

a) 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 a 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 (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 CID[1].

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 la centrales generadoras e instalaciones de transmisión existentes en el SM de Cochamó, se utilizaron las instalaciones descritas en el capítulo 2.1 del presente informe, las cuales se detallan en el archivo "Anexo 1 Unidades Generadoras", incluido en los anexos.

### 6.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Con respecto a la proyección de la demanda de energía y potencia del SM de Cochamó, 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 utilizó la proyección descrita en el capítulo 5.2.4 del presente informe.

Conforme se desarrolló en el capítulo 5 del presente Informe, la caracterización de la curva de demanda del Sistema Cochamó 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.

### 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

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

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 de la NT 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: Aporte de Energía y Potencia de las Centrales Hidroeléctricas

- **Central Hidroeléctrica Cochamó**

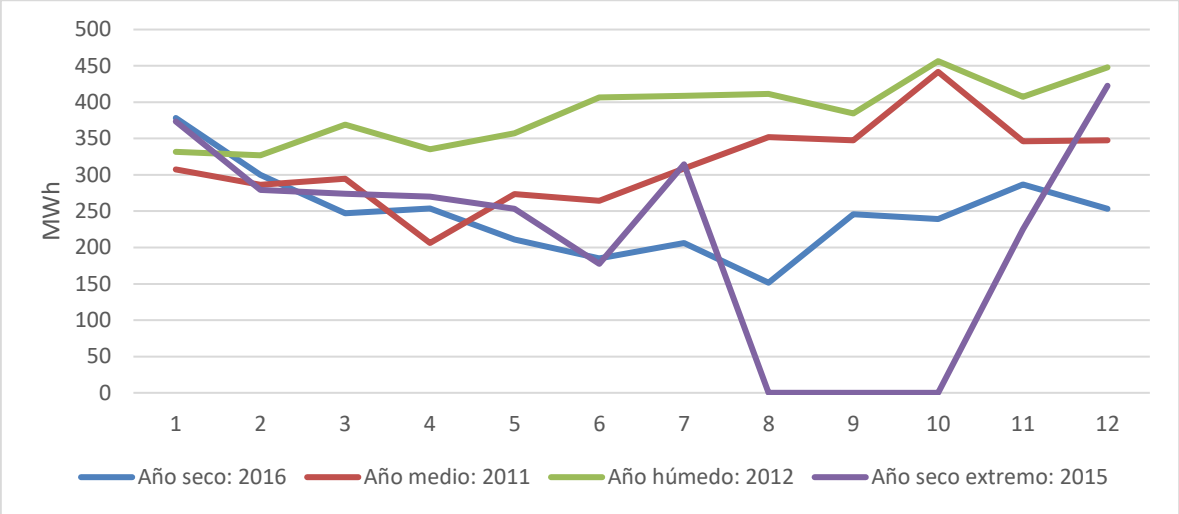
En el siguiente cuadro, se resume la generación mensual esperada de la CH Cochamó en el año 2020.

**TABLA 6-1: Energía Afluente Central Cochamó**

| Energía Generable (MWh) | P.Exc (%) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sept | Oct | Nov | Dic |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Año seco: 2016 | 79.73% | 378 | 300 | 247 | 254 | 211 | 185 | 206 | 152 | 246 | 239 | 287 | 253 |
| Año medio: 2011 | 52.27% | 307 | 286 | 295 | 206 | 274 | 264 | 309 | 352 | 348 | 442 | 346 | 348 |
| Año húmedo: 2012 | 22.25% | 332 | 327 | 369 | 335 | 357 | 406 | 409 | 412 | 384 | 457 | 407 | 448 |
| Año seco extremo: 2015 | 88.12% | 373 | 279 | 274 | 270 | 253 | 178 | 314 | 0 | 0 | 0 | 225 | 423 |

En la siguiente figura, se muestran las curvas de estacionalidad de la energía afluente a la Central Hidroeléctrica Cochamó.

**GRÁFICO 6-1: Variación Estacional De Energía Afluente Cochamó**




## 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 el SM de Cochamó, 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.

## 6.4 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La presente sección describe los costos fijos directos e indirectos asociados a la operación, mantenimiento y administración de Cochamó, considerándolo parte de SAGESA, empresa que participa en el negocio de generación de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén, de sistemas aislados, de generación para el SIC y para grandes consumidores, aprovechando las economías de escala.

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 6-2: Precios Promedio Combustible**

| Sistema | Centrales | Precio Combustible (US$/m3) |
|---|---|---|
| Cochamó | Cochamó | 394.11 |
| | Llaguepe | 394.11 |

### 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.

**TABLA 6-3: Costo Variables No Combustible SM Cochamó**

| Unidad | Tipo Unidad generadora | Capacidad [kW] | Consumo Específico (l/kWh) | Costo Variable no Combustible (US$/MWh) |
|---|---|---|---|---|
| CH_Cochamo_U5871 | Hidro | 680 | 0.00 | 0.0 |
| CH_TerraAustral_U1 | Hidro | 800 | 0.00 | 0.0 |
| CT_Cochamo_U5714 | Diésel | 800 | 0.27 | 21.1 |
| CT_Cochamo_U5887 | Diésel | 1.000 | 0.29 | 21.1 |
| CT_Cochamo_U5888 | Diésel | 1.000 | 0.29 | 21.1 |
| CT_Llaguepe_U5870 | Diésel | 800 | 0.27 | 21.1 |
| CT_Llaguepe_U5871 | Diésel | 800 | 0.27 | 21.1 |

Los antecedentes de respaldo de los valores presentados en las tablas 6-2 y 6-3, se encuentran en el archivo "OperacionHist_Co_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: Catastro 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 Hornopiren | 800 kWac |
| Aysén | Los Huemules GLP | 965 kW |
| Aysén | Kosten Aike (eólica) | 36 MW |

Cabe señalar que para el SM Cochamó, no hay proyectos candidatos presentados.

## 7.2 PLANES DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En virtud de la metodología aplicada y los supuestos y criterios aplicados en los capítulos precedentes, se concluye que, en el horizonte de expansión, no se determinaron obras de expansión de generación y 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, las instalaciones de transmisión de mayor relevancia y 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 planificación. 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 al SM Cochamó se obtiene la siguiente tabla que muestra el rango de validez de las hipótesis técnicas al analizar el mencionado SM Cochamó.

**Tabla 7-2: Sensibilidad de los Planes de Expansión**

| Sistema | Rango de Validez [%} | |
|---|---|---|
| | Demanda | |
| | Inferior | Superior |
| Cochamó | - | 32,0 |

## 7.4 CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA

El análisis realizado considera la desconexión intempestiva de la unidad ch Cochamó. Los análisis fueron realizados para los años 2021 y 2026 en condiciones de demanda máxima e hidrología húmeda.

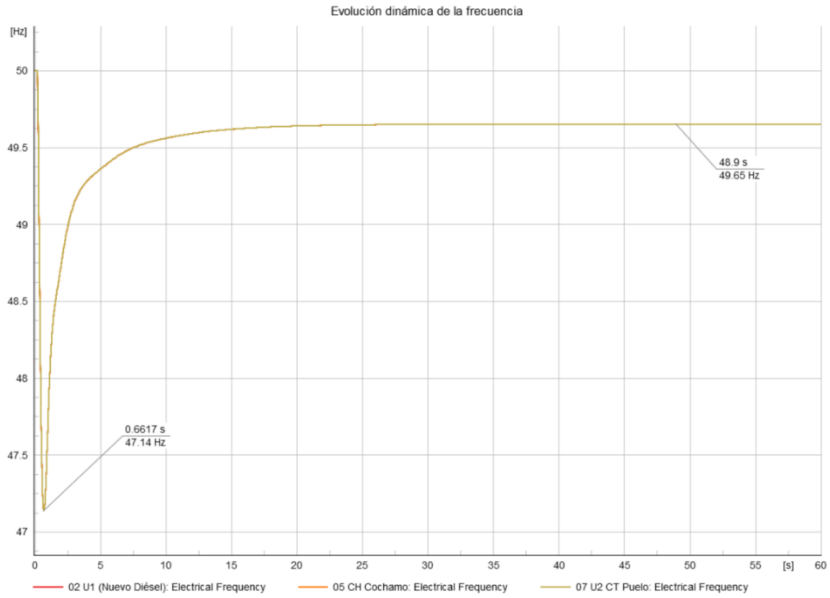
En los análisis realizados se verificó que las tensiones estuvieran en el rango 0,94[p.u.] – 1.06[p.u.] y los elementos serie presentaran una cargabilidad inferior al 100%. con esto se cumple con los requerimientos de tensión y cargabilidad exigidos en la NT de SSMM.

los resultados de las simulaciones dinámicas de frecuencia y tensión se muestran a continuación:

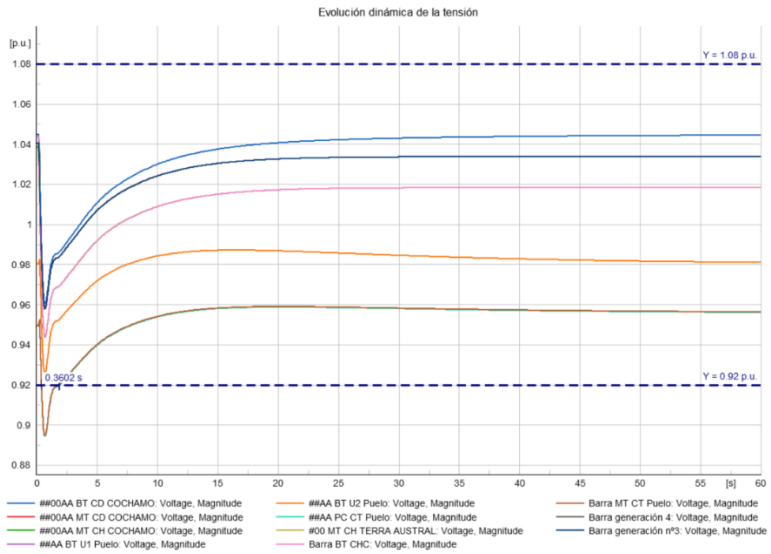
**Análisis CID**

a) Año 2021 - Caso desconexión intempestiva de la unidad CH Cochamó.

- Respuesta dinámica de frecuencia

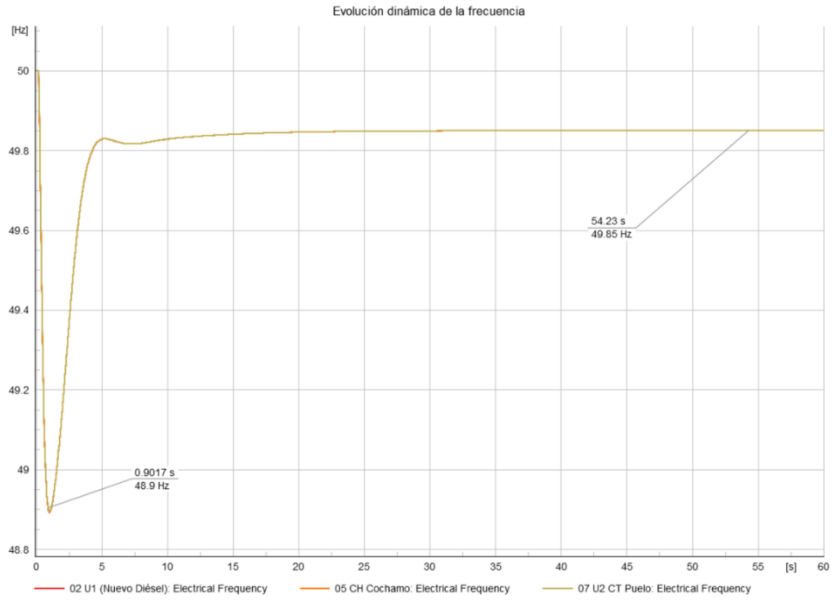



- Respuesta dinámica de tensión

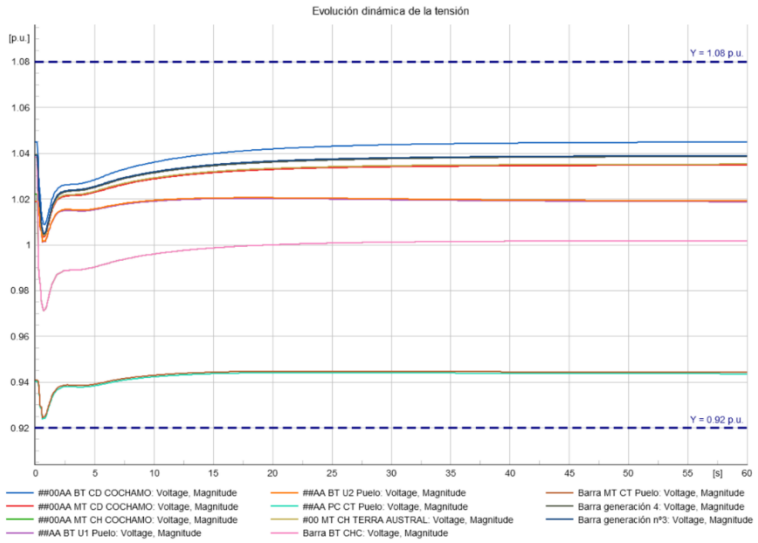



b) Año 2026 - Caso desconexión intempestiva de la unidad CH Cochamó.

- Respuesta dinámica de frecuencia



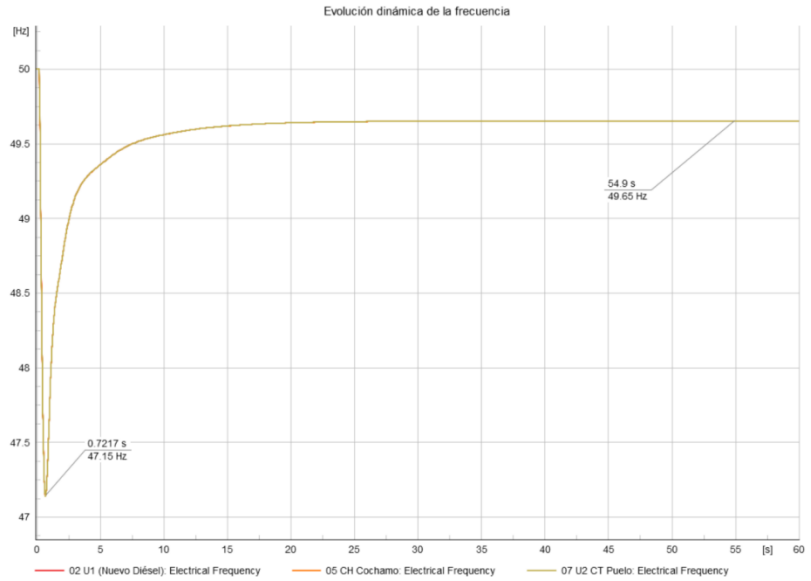

- Respuesta dinámica de tensión



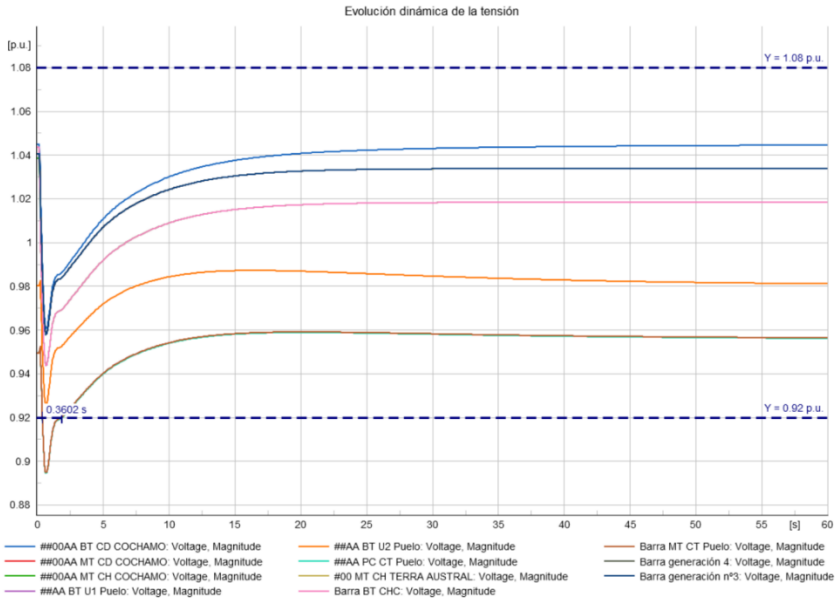

**Análisis CTLP**

c) Año 2021 - Caso desconexión intempestiva de la unidad CH Cochamó.

- Respuesta dinámica de frecuencia

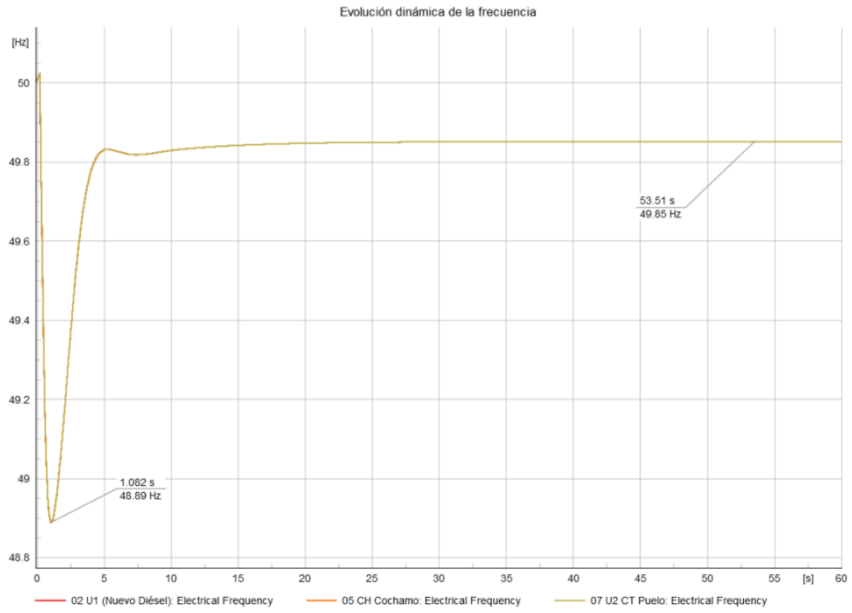



- Respuesta dinámica de tensión

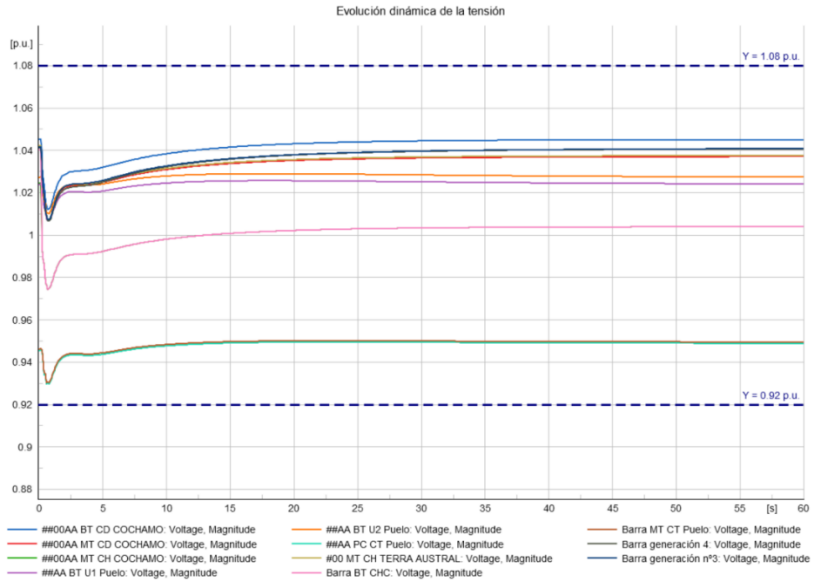



d) Año 2026 - Caso desconexión intempestiva de la unidad CH Cochamó.

- Respuesta dinámica de frecuencia




- Respuesta dinámica de tensión




Los resultados indican que para el caso de la salida intempestiva de la unidad de generación CH Cochamó, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM Cochamó son suficientes 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.

# 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.

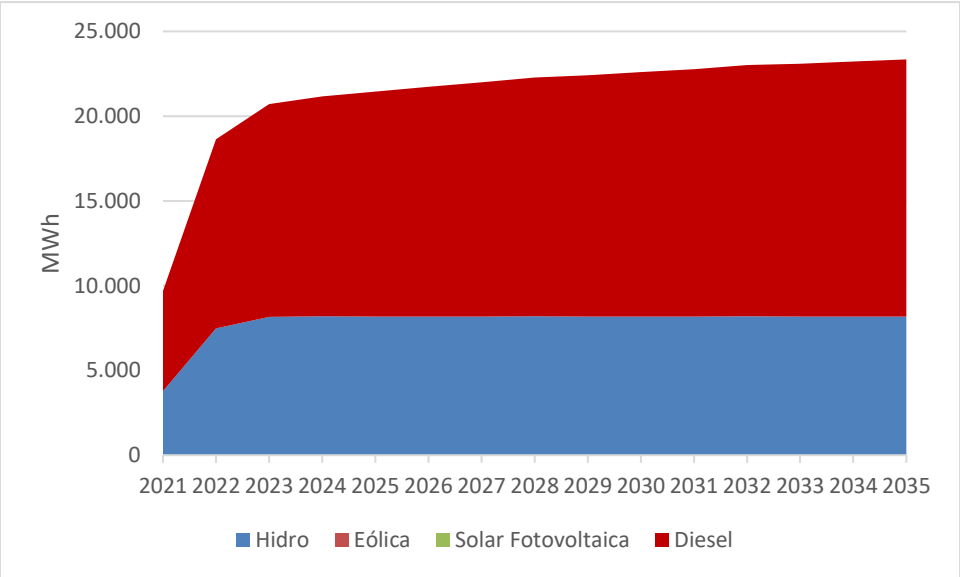



**FIGURA 8-1: Generación Por Tecnología Para El Sistema Cochamó**

**TABLA 8-1: Costos Operacionales De Cochamó En Millones $**

| Costo | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CVC | 328 | 463 | 873 | 982 | 1.015 | 1.040 | 1.063 | 1.083 | 1.105 | 1.117 | 1.132 | 1.145 | 1.162 | 1.170 | 1.180 | 1.217 |
| CVNC | 65 | 92 | 173 | 194 | 201 | 205 | 210 | 214 | 218 | 220 | 223 | 226 | 229 | 231 | 233 | 239 |

## 8.2 PERDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA

No se han obtenido pérdidas medias de energía en el sistema de Cochamó, ya que estos sistemas no disponen de sistema de transmisión.

## 8.3 FACTORES DE PARTICIPACIÓN

No se han obtenido factores de participación por barras en los sistemas de Cochamó 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 del sistema mediano Cochamó.

## 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

Para el SM Cochamó 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.

Para el SM Cochamó no se determinaron costos incrementales en generación ni transmisión.

## 9.2 CID SISTEMA COCHAMÓ

En la siguiente tabla se muestra el CID de Cochamó.

**TABLA 9-1: Resultado CID Para Cochamó**

| Barra | CIDGj ($/kWh) | CIDLj ($/kWh) | CIDj ($/kWh) |
|---|---|---|---|
| Cochamó | 69,84 | 0,00 | 69,84 |

# 10. DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Debido a la existencia de economías de escala importantes en SSMM como el de Cochamó, 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

- **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 Cochamó**

| Unidad | Potencia (kW) | Año Ingreso |
|---|---|---|
| CH_Cochamo_U5871 | 680 | 2021 |
| CH_TerraAustral_U1 | 800 | 2021 |

- **Parque Térmico**

El dimensionamiento del parque térmico se ha realizado sobre la base de unidades de 0,8 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 10-2: Parque Térmico SM Cochamó**

| Unidad | Potencia (kW) | Año Ingreso |
|---|---|---|
| CT_PRE_Co_MDR2_U01 | 800 | 2021 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U02 | 800 | 2021 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U04 | 800 | 2022 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U08 | 800 | 2022 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U09 | 800 | 2023 |

## 10.3 Proyecto De Reposición Eficiente Para Transmisión

En ausencia de sistema de transmisión no se determina un proyecto de reposición eficiente para Transmisión.

## 10.4 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 Plan de Reposición eficiente del SM Cochamó.

**TABLA 10-2: Costos de Infraestructura Proyecto de Reposición Eficiente SM Cochamó**

| SISTEMA | Proyecto de Reposición de Infraestructura [MUS$] | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Cochamó | 367 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 |

## 10.5 Costos De Operación, Mantenimiento, Administración Y Comercialización

### 10.5.1 Estructura de la organización de la empresa eficiente

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente del SM Cochamó 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 del SM Cochamó.

**TABLA 10-3: Costos de la Dotación Proyecto de Reposición Eficiente SM Cochamó**

| SISTEMA | Costos de Personal [MUS$] | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Cochamó | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 | 769 |

### 10.5.2 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 al SM Cochamó, se resumen en la Tabla siguiente.

**TABLA 10-4: Gastos Fijos Proyecto de Reposición Eficiente SM Cochamó**

| SISTEMA | Gastos Fijos [MUS$] | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Cochamó | 196 | 196 | 196 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 | 208 |

## 10.6 Valorización Del Proyecto De Reposición Eficiente

A continuación se presentan los resultados y la valorización de los proyectos de reposición eficiente para el SM Cochamó.

**TABLA 10-5: Proyecto de Reposición Eficiente SM Cochamó**

| Unidad | Combustible | Potencia (kW) | Inversión (US$) | Año Ingreso |
|---|---|---|---|---|
| CH_Cochamo_U5871 | Hidro | 680 | 3.436.555 | 2021 |
| CH_TerraAustral_U1 | Hidro | 800 | 3.125.135 | 2021 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U01 | Diésel | 800 | 546.250 | 2021 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U02 | Diésel | 800 | 546.250 | 2021 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U04 | Diésel | 800 | 546.250 | 2022 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U08 | Diésel | 800 | 546.250 | 2022 |
| CT_PRE_Co_MDR2_U09 | Diésel | 800 | 546.250 | 2023 |

# 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$.

$AVIG_i$: 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$.

$AVIL_i$: 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$.

$COMAL_i$: 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 $AVIG_i$, 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:

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

A continuación, se presentan los resultados de CTLP para el SM Cochamó.

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en el SM Cochamó. En la Tabla 11-1 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 en el SM Cochamó**

| ($) | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|---|---|---|---|---|
| Anualidad inversión generación | 777.972.565 | 777.972.565 | 777.972.565 | 777.972.565 |
| Anualidad inversión infraestructura | 27.573.749 | 27.573.749 | 27.573.749 | 27.573.749 |
| Costos fijos generación | 773.624.628 | 773.624.628 | 773.624.628 | 773.624.628 |
| Costos variables generación | 1.120.037.128 | 1.157.673.918 | 1.185.319.966 | 1.210.552.513 |
| Costo total anual generación | 2.699.208.069 | 2.736.844.860 | 2.764.490.908 | 2.789.723.454 |

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

Luego, el CTLP del SM Cochamó es el siguiente:

**Tabla 11-2: CTLP SM Cochamó**

| | | |
|---|---|---|
| CTLPG | [$/año] | 2.743.997.344 |
| CTLPL | [$/año] | - |
| CTLP | [$/año] | 2.743.997.344 |

# 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 las siguiente estructura:

$$\frac{Costoi}{Costo_0} = \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{Pgas} \cdot \frac{PGAS_i}{PGAS_0} + \alpha_{Pdiesel} \cdot \frac{PDIESEL_i}{PDIESEL_0} + \alpha_{CPI} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}$$

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.

$IPCI_i$: 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.

$\alpha$IPC: Proporción del costo que varía con el IPC.

$\alpha$CPI: Proporción del costo que varía con el CPI.

$\alpha P$GAS: Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Natural.

$\alpha P$DIESEL: 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: CUUR0000SA0), 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 $/US$.

$IPC_0$: Valor base del índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el INE correspondiente a octubre 2020.

$PGAS_0$: Valor base del Precio del Gas Natural en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de septiembre, octubre y noviembre de 2020.

$PDIESEL_0$: Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de junio a noviembre de 2020.

$CPI_0$: Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente a octubre de 2020.

$DOL_0$: 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 del SM Cochamó.

**Tabla 12-1: factores de indexación CID SM Cochamó**

| Indexadores CID | |
|---|---|
| **P. Gas** | 0,0% |
| **P. Diesel** | 81,1% |
| **IPC** | 10,9% |
| **CPI** | 8,0% |

**Tabla 12-2: factores de indexación CTLP SM Cochamó**

| Indexadores CTLP | |
|---|---|
| **P. Gas** | 0,0% |
| **P. Diesel** | 36,9% |
| **IPC** | 47,7% |
| **CPI** | 15,4% |
| | **100,0%** |

El detalle del calculo 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 Cochamó con las centrales de SAGESA, la central Hornopirén y la central Terra Austral.

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 Cochamó son los siguientes:

- **Costos Variables**

**Tabla 13-1: Costos variables Medios SM Cochamó**

| | Costos Variables No Combustible CVNC $/kWh |
|---|---|
| **Total SM** | 7,2 |
| **SAGESA** | 10,6 |
| **COCHAMÓ** | 1,6 |
| **TERRA AUSTRAL** | 1,6 |
| | **Costos Variables Total CV $/kWh** |
| **Total SM** | 54,9 |
| **SAGESA** | 88,3 |
| **COCHAMÓ** | 1,6 |
| **TERRA AUSTRAL** | 1,6 |

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

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

| | Factor de C. Inv. y Adm. (FI) |
|---|---|
| **SAGESA** | 51,4% |
| **COCHAMÓ** | 25,1% |
| **TERRA AUSTRAL** | 23,5% |
| **TOTAL SM** | **100,0%** |

- **Costos de transmisión (FT)**

**Tabla 13-3: Factor de Costos de transmisión SM Cochamó**

| | Factor de Costos de Transmisión (FT) |
|---|---|
| **SAGESA** | 0,0% |
| **COCHAMÓ** | 0,0% |
| **TERRA AUSTRAL** | 0,0% |