Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó

Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

Informe Final

Santiago, 16 de Marzo de 2010

CONTENIDO

1 Resumen Ejecutivo 4

1.1 Valorización de instalaciones 4

1.2 Proyección de Demanda de Energía y Potencia 5

1.3 Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización al 31/12/2008 5

1.4 El plan de Expansión Óptimo 5

1.5 Valorización Plan de Expansión 6

1.6 Costo Incremental de Desarrollo 7

1.7 Rango de validez del Plan 7

1.8 Valorización del proyecto de reposición eficiente 7

1.9 Costo Total de Largo Plazo 7

1.10 Fórmulas de indexación 8

2 Introducción 10

2.1 Objetivos y Alcances del Informe Final 10

2.2 Normativa aplicable 11

2.3 Metodología 11

2.4 Organización del informe 14

3 Tratamiento de las Instalaciones Existentes 15

3.1 Identificación y caracterización de las instalaciones 15

3.2 Valorización de instalaciones 16

3.3 Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización 17

3.4 Costos variables de operación y falla 19

4 Proyección de la Demanda 20

4.1 Metodología y resultados 20

4.2 Estudio de Proyección de demanda encargado por SAGESA 21

5 Plan de Expansión Óptimo 22

5.1 Metodología general 22

5.1.1 Marco conceptual de la tarificación 22

5.1.2 Criterios y supuestos generales 23

5.2 Plan de expansión en generación 23

5.2.1 Reserva óptima de generación 23

5.2.2 Módulos de expansión de generación 25

5.2.3 Costos de operación, mantenimiento y administración 28

5.2.4 Planificación económica de la operación del sistema de generación 30

5.2.5 Alternativas de Expansión 31
5.3 Plan de expansión en transmisión 32
5.4 Plan de expansión en infraestructura 32
5.5 Valorización del plan de expansión óptimo 33
6 Determinación del Costo Incremental de Desarrollo 35
6.1 Metodología 35
6.2 Resultados 35
6.3 Rango de validez del plan de expansión 36
7 Determinación del Costo Total de Largo Plazo y del Proyecto de Reposición Eficiente 36
7.1 Metodología general 37
7.2 Proyecto de reposición eficiente para generación 37
7.3 Proyecto de reposición eficiente para infraestructura 40
7.4 Valorización del proyecto de reposición eficiente 40
7.5 Determinación del Costo Total de Largo Plazo 41
8 Fórmulas de Indexación 42
8.1 Coeficiente de Indexación CID 44
8.2 Coeficientes de Indexación CTLP 44

1 RESUMEN EJECUTIVO

Según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas, el Informe Final que se entregue a la Comisión 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. En especial, este informe debe entregar la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo y los Coeficientes de Indexación.

La tasa de crecimiento promedio de la demanda del orden de un 13% anual, lo cual hace que en 15 años la demanda actual de cuadriplique, sin embargo en el primer cuatrienio tarifario (2010 al 2014) la demanda solo se recupera a los niveles previos a la crisis económica internacional, lo cual permite concluir que no se requiere agregar unidades generadoras adicionales en este período salvo la reposición de una unidad existente por obsolescencia técnica y por eficiencia.

De esta forma, como resultado del estudio, se obtuvo un Costo Incremental de Desarrollo de 227,96 US$/MWh el cual solo cubre los costos necesarios para la expansión optimizada, ya que no son suficientes para cubrir los costos totales de largo plazo del proyecto de reposición eficiente.

TABLA 1: Comparación CID-CTLP

	2011	2012	2013	2014
CID (US$/MWh)	227,96	227,96	227,96	227,69
Energía (GWh/año)	2,98	3,28	3,72	4,36
Ingresos (Miles US$/año)	680	748	847	994
VAN (Ingresos)	2.807			
Anualidad Tarifaria	0,315			
Ingreso Anual Equivalente (MUS$/Año)	**886**			
CTLP (MUS$/Año)	**1.082**			

Lo anterior se debe a:

- La construcción del proyecto de reposición eficiente en base a un estándar superior a las instalaciones existentes, acorde a lo señalado por la Norma Técnica y que se refleja en las inversiones realizadas por la empresa en la materialización de la central Nueva Cochamó, así como en el costo por kW instalado, donde el proyecto de reposición eficiente tiene un costo de 758 US$/kW mientras que la actual central Cochamó valorizada por el consultor tiene un costo de 508 US$/kW.
- La gran importancia de los costos fijos de operación de las centrales, lo que ocasiona que al aumentar el factor de planta de las unidades se registren considerables economías de escala con una disminución del valor del kWh generado

A continuación se resumen los principales resultados obtenidos en el estudio:

1.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

TABLA 2: Resumen de valorización de centrales

Central	Tecnología	Potencia (kW)	VI (MUS$)	Costo Unitario (US$/kW)
Cochamó	Térmica	2.475	1.257	508

1.2 Proyección de Demanda de Energía y Potencia

TABLA 3: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2008	3.123	598
2009	2.871	608
2010	2.893	628
2011	2.982	647
2012	3.282	712
2013	3.716	805
2014	4.360	944
2015	5.108	1.105
2016	5.939	1.284
2017	6.810	1.472
2018	7.660	1.656
2019	8.676	1.875
2020	9.897	2.138
2021	11.372	2.456
2022	13.167	2.843
2023	15.362	3.316
Tasa Promedio	11,21%	12,09%

1.3 Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización al 31/12/2008

TABLA 4: Costos fijos informados CT Cochamó

Partida de Costo	Costos Informados M$/año	Costos Modelados M$/año
Costos Directos	43.012	46.481
Costos Indirectos	60.031	88.197
TOTAL	**103.034**	**134.678**

1.4 El plan de Expansión Óptimo

El plan de expansión resultante considera solo módulos térmicos debido a la inexistencia de proyectos hidroeléctricos adaptados a la demanda futura del Sistema Mediano Cochamó. El plan resultante es el siguiente:

TABLA 5: Plan de expansión óptimo

Año	Demanda de Potencia (kW)	Capacidad Instalada			Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Hidroeléctrica (kW)	Termoeléctrica (kW)	Total (kW)	
2008	598	0	2.475	2.475	4,14
2009	608	0	0	2.475	4,07
2010	624	0	0	2.475	2,64
2011	643	0	0	2.475	2,57
2012	708	0	0	2.475	2,33
2013	801	0	0	2.475	3,09
2014	940	0	0	2.475	2,63
2015	1.101	0	0	2.475	2,25
2016	1.280	0	0	2.475	1,93
2017	1.468	0	825	3.300	2,25
2018	1.651	0	0	3.300	2,00
2019	1.870	0	0	3.300	1,76
2020	2.134	0	0	3.300	1,55
2021	2.452	0	825	4.125	1,68
2022	2.838	0	0	4.125	1,45
2023	3.312	0	825	4.950	1,49

1.5 VALORIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN

El valor de inversión, operación y mantenimiento de este plan es MUS$11.375

TABLA 6: Plan de expansión óptimo

Año	Termo	Inversión (MUS$)
2009	---	---
2010	---	---
2011	Se pone en servicio regulador automático de frecuencia de las máquinas	30,9
2012	---	---
2013	---	---
2014	---	---
2015		---
2016	---	---
2017	Módulo 825 etapa 1	859,2
2018	---	---
2019	---	---
2020	---	---
2021	Módulo 825 etapa 2 Se renueva regulador automático de	386,9+30,9

Año	Termo	Inversión (MUS$)
	frecuencia de las máquinas	
2022	---	---
2023	Módulo 825 etapa 3	386,9
Valor Residual		1.508

1.6 Costo Incremental de Desarrollo

El CID que resulta de este plan es US$228,2 por MWh

1.7 Rango de validez del Plan

Dada la sobre instalación de capacidad del Sistema Mediano de Cochamó, se sensibilizó la validez del plan de expansión considerando el posible retiro de una unidad de 825 kW el año 2010. Como consecuencia de esto, se adelanta la incorporación de una unidad para el año 2013 en su etapa I y de la valorización de esta plan alternativo resulta un CID de US$206,5 por MWh, 9,5% menor al del Plan de Expansión Óptimo.

1.8 Valorización del proyecto de reposición eficiente

La tabla siguiente contiene las instalaciones necesarias para el abastecimiento de la demanda en el año base:

TABLA 7: Instalaciones eficientes año base

Unidad Térmica	**(kW)**	**825**
Unidad Térmica	(kW)	825
Total Potencia Instalada	(kW)	1.650
VI	(MUS$)	1.246
Costo Unitario	(US$/kW)	755
Costos fijos	(MUS$/año)	207

1.9 Costo Total de Largo Plazo

El costo total de largo plazo del Sistema Mediano de Cochamó solo considera instalaciones de generación ya que en el período evaluado no se proyectan instalaciones de transmisión:

TABLA 8: Cálculo CTLP

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS$)	AVI Inversión (MUS$)	$AVIG_t$ (MUS$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS$)	Costos Fijos (MUS$)	$COMAG_t$ (MUS$)
2011	107,0	5,0	**112,0**	576,1	207,4	**783,5**
2012	107,0	5,0	**112,0**	634,0	207,4	**841,4**

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS$)	AVI Inversión (MUS$)	$AVIG_t$ (MUS$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS$)	Costos Fijos (MUS$)	$COMAG_t$ (MUS$)
2013	107,0	45,2	**152,2**	726,0	211,1	**937,1**
2014	107,0	45,2	**152,2**	851,8	211,1	**1.062,8**

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo resulta MUS$1.082,1

1.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La formula de indexación de los CID y del CTLP tiene la siguiente estructura:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

Los coeficientes obtenidos para la energía son:

TABLA 9: Coeficientes energía CID

$Coef_1$	IMO	3,6%
$Coef_2$	IPC	0,6%
$Coef_3$	PPD	91,2%
$Coef_4$	Imp	4,6%

Los coeficientes obtenidos para la potencia son:

TABLA 10: Coeficientes energía CID

$Coef_1$	IMO	29,9%
$Coef_2$	IPC	14,4%
$Coef_3$	PPD	0,0%
$Coef_4$	Imp	55,7%

Los coeficientes obtenidos para la energía son:

TABLA 11: Coeficientes potencia CTLP

$Coef_1$	IMO	21,9%
$Coef_2$	IPC	1,5%
$Coef_3$	PPD	73,0%
$Coef_4$	Imp	3,6%

Los coeficientes obtenidos para la potencia son:

TABLA 12: Coeficientes potencia CTLP

$Coef_1$	IMO	22,7%
$Coef_2$	IPC	15,0%
$Coef_3$	PPD	0,0%
$Coef_4$	Imp	62,3%

Los coeficientes totales para el CTLP:

TABLA 13: Coeficientes totales CTLP

$Coef_1$	IMO	28,1%
$Coef_2$	IPC	4,1%
$Coef_3$	PPD	81,9%
$Coef_4$	Imp	14,0%

2 INTRODUCCIÓN

El sistema de precios de electricidad en Chile establece regulación de tarifas cuando las condiciones de competencia no permiten que éstos los establezca el mercado. En los sistemas interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), las ventas de energía que realizan las empresas generadoras a las empresas distribuidoras se determinan a través de precios resultantes de un proceso público de licitaciones, cuyas Bases y precios límite son regulados por la Autoridad.

En los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación inferior o igual a los 200 MW, como el de Cochamó, que normalmente son abastecidos por una sola empresa operadora, no existen condiciones de competencia donde aplique un esquema de licitación de suministros como los de los sistemas SIC y SING. Esta condición, sumada a la característica de indivisibilidad de las inversiones, determinó la necesidad de fijación de precios a través de tarifas calculadas por la Autoridad, bajo una metodología de eficiencia comparativa (competencia subrogada), a partir de los Estudios de valorización y expansión eficiente de las instalaciones y de la gestión de las empresas operadoras.

De esta forma, la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, y el D.S. Nº 229 de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión 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 CNE, 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 Bases Técnicas Definitivas (BTD), promulgadas por Resolución Exenta N°1041/2009, establecen que en cada Sistema Mediano (SM), 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, en adelante la Empresa, ha contratado a GTD Ingenieros Consultores para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión del Sistema Mediano de Cochamó”.

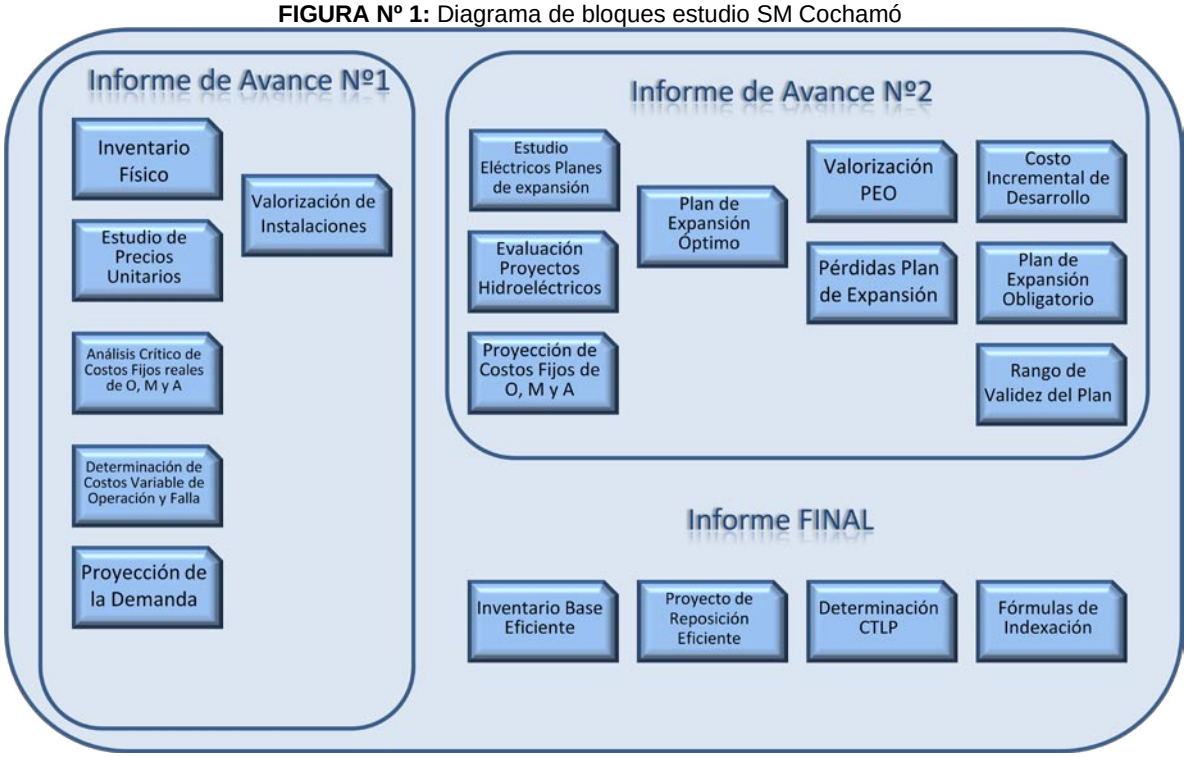
2.1 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL INFORME FINAL

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.

Por otro lado, según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas, 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. Además se incluye una lista con todos los costos unitarios definitivos utilizados para valorar cada uno de los componentes, insumos y servicios

El siguiente diagrama representa las etapas realizadas del presente estudio:

FIGURA Nº 1: Diagrama de bloques estudio SM Cochamó



2.2 NORMATIVA APLICABLE

La Normativa vigente a la fecha de realización del presente estudio es la siguiente:

- DFL N°4/2006, Ley General de Servicios Eléctricos
- DS N° 229/2005, Reglamento de Valorización y Expansión de Sistemas Medianos
- DS N° 327/98, Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos, que complementa al DS 229 en aquellas materias que no se contradicen ni éste considera.
- RM N°4/2006, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
- Rex N°1041/2009, 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 y Hornopirén.

A la fecha de realización de este informe no se ha promulgado el Reglamento de coordinación, que regule las relaciones entre operadores en sistemas medianos donde exista más de un operador.

2.3 METODOLOGÍA

La metodología general desarrollada incluye los siguientes aspectos:

1. Tratamiento de las instalaciones existentes
    - A partir de la información entregada por la Empresa, se analizó críticamente para el año base, tanto el inventario valorizado como los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización informados.

- Respecto del inventario informado, se verificó en terreno la información recibida, constatándose sólo diferencias menores.
- Para la valorización del inventario se realizó lo siguiente:
  - En el caso de los ítems de mayor valor como generadores y estanques de combustible, se contrastó la información recibida con cotizaciones del Consultor. Los generadores se agruparon a continuación según rangos de potencia y se ajustó el valor por kW de cada grupo a un valor representativo escogido.
  - Respecto de los transformadores y demás equipamiento eléctrico, se empleó la recomendación de costos unitarios de la Comisión y los valores de VNR de SAESA aprobados por SEC el año 2007 indexados por IPC.
  - Para los recargos se utilizó los valores aprobados por SEC en el VNR 2007 de SAESA, especialmente en los fletes, bodegaje, ingeniería, intereses intercalarios, gastos generales y bienes intangibles. Respecto del montaje, se agruparon los equipos según el tipo de trabajo necesario para su montaje, el uso de mano de obra y de maquinaria.
  - En el caso de los terrenos, en esta etapa se respetó la superficie real y se valorizó considerando las últimas adquisiciones de la Empresa, valores de mercado cotizados por el Consultor y el estudio de valorización de Servidumbres realizado por NYSA ASEPRO para el proceso de tarificación de Subtransmisión del año 2006.
- La revisión de los Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización incluyó:
  - Chequeo de la asignación de costos entregada por la Empresa, donde las partidas indirectas como gastos asociados a Staff y Gerencia Generación fueron asignados según márgenes de los negocios y capacidad instalada, respectivamente. Los costos directos por su parte se extrajeron directamente de lo registrado en la contabilidad de la Empresa. Sólo se constató un pequeño error en una prorrata que fue corregido por el Consultor.
  - Para validar la asignación anterior, se modeló la Empresa SAGESA con todas las centrales que administra, de modo de recoger las economías de escala y de ámbito señaladas en las bases. Como resultado, se obtuvo un valor un 30% mayor, dado que no se recogieron las economías de escala del Grupo SAESA en su conjunto.
  - En el caso de los Costos variables combustibles y no combustibles, se simuló la operación del año base y no se obtuvieron mayores diferencias respecto de lo informado por la Empresa.

2. Proyección de demanda
   - Se revisó la evolución histórica de la demanda, encontrándose una gran oscilación en la tasa de crecimiento interanual, producto que por el tamaño del sistema es muy sensible a la conexión y/o desconexión de algunos clientes en particular. No obstante lo anterior, se registró una disminución desde el año 2008, producto del virus ISA que afectó a la industria salmonera de la región.
   - Para la proyección, se buscó la regresión que mejor se ajuste a los datos históricos. A continuación, se comparó con un estudio encargado por la Empresa a Jorge Quiroz & Consultores Asociados S.A., resultando tasas muy superiores en la regresión del año 2014 en adelante.

- Respecto de la estacionalidad de la demanda y del factor de carga, se promedió varios años producto de la gran volatilidad mensual registrada.
- Se ajustó la demanda a una curva con cinco bloques horarios mensuales, de modo de minimizar el error cuadrático medio.

3. Plan de Expansión Óptimo

- Se revisó la relación entre la capacidad de generación instalada actual y la requerida por el sistema para operar con las reservas indicadas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de los Sistemas Medianos, encontrándose una sobrecapacidad instalada, lo que derivó en el retiro de una unidad el año 2010.
- A partir de los tamaños de unidades térmicas disponibles, se construyeron módulos térmicos de unidades de igual magnitud y construibles en 3 etapas, de modo de ir agregando las unidades a medida que son requeridas por la demanda.
- Se revisó el listado de proyectos hidroeléctricos puesto a disposición por la Comisión y los disponibles en el registro de la Dirección General de Aguas, respecto de los derechos de agua que actualmente están pagando patentes, no encontrándose alternativas adecuadas al tamaño de la demanda del Sistema, por lo que se consideró una expansión sólo en base a módulos térmicos.
- Para las unidades existentes, se consideró las inversiones necesarias para una operación con regulación de frecuencia automática.
- Para los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, se desglosó los costos informados por la Empresa según su dependencia del VI y del número de centrales administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva central.
- Se seleccionó 2 alternativas de plan de expansión, en base a distintos tamaños de unidades térmicas. A continuación, se simuló el despacho del sistema con el modelo uninodal Coste4, obteniéndose los costos de operación, mantenimiento y falla del período de planificación.

4. Costo Incremental de Desarrollo

- A partir de los planes de expansión simulados en el punto anterior y de la proyección de demanda indicada en el numeral 2, se calculó el Costo Incremental de Desarrollo según lo señalado en los numerales 6 del Capítulo II y en el Anexo N° 1 de las Bases Técnicas.
- Dado que el Sistema Cochamó es uninodal, no se requirió asignar el CID a más de una barra de retiro.

5. Proyecto de Reposición Eficiente

- Se ajustó la capacidad de generación del año base a la requerida para satisfacer la demanda y cumplir con las reservas señaladas en la Norma Técnica. Para ello, se comparó el costo de las opciones de módulos elaboradas para el Plan de expansión óptimo, resultando ser la de 825 kW la de menor costo
- Las expansiones se desarrollaron con el mismo tamaño de las unidades seleccionadas en el año base, de modo de facilitar la operación de las unidades.
- Para los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, se desglosó los costos modelados por el Consultor según su dependencia del VI y del número de centrales administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva central.
- Se simuló el despacho del sistema con el modelo uninodal Coste4, obteniéndose los costos de operación, mantenimiento y falla del período de planificación.

6. Costo Total de Largo Plazo
    - En base al Proyecto de Reposición obtenido en el punto anterior y de la proyección de demanda indicada en el numeral 2, se calculó el Costo Total de Largo Plazo según lo señalado en los numerales 8 del Capítulo II y en el Anexo N° 2 de las Bases Técnicas.
7. Fórmulas de indexación
    - Se examinaron las partidas de costo que se incluyen en el cálculo del CID y del CTLP y se los factores de indexación según la naturaleza y origen de cada partida
    - Se subagruparon estas partidas como componentes de energía o de potencia
    - Se calculó el peso de cada uno de coeficientes de indexación para calcular la matriz de coeficientes totales para indexar las partidas de costo de energía u potencia en el CID y CTLP

2.4 ORGANIZACIÓN DEL INFORME

Este Informe Final del Estudio del Sistema Mediano de Cochamó, tiene los siguientes capítulos y anexos:

- Capítulo Nº1: Resumen ejecutivo
- Capítulo Nº2: Introducción al Informe Final
- Capítulo Nº3: Tratamiento de las instalaciones existentes
- Capítulo Nº4: Proyección de la demanda
- Capítulo Nº5: Plan de Expansión
- Capítulo Nº6: Costo Incremental de Desarrollo
- Capítulo Nº7: Proyecto de Reposición Eficiente
- Capítulo Nº8: Costo Total de Largo Plazo
- Capítulo Nº9: Fórmulas de Indexación
- Anexos
    - Anexo A: Informe de Avance Nº1 Corregido y sus antecedentes separados en los siguientes capítulos:
        - Cap. 1: Descripción del sistema
        - Cap. 2: Estudio de terrenos
        - Cap. 3: Valorización de centrales
        - Cap. 4: COMA real
        - Cap. 5: Proyección de la demanda
    - Anexo B: Módulos de inversión para el plan de expansión
    - Anexo C: COMA eficiente de las empresas operadoras
    - Anexo D: Tablas de salida correspondientes al Anexo Nº3 de las BTD
    - Anexo E: Respaldo valorización Plan de expansión y cálculo del CID
    - Anexo F: Informe de Avance Nº2 corregido
    - Anexo G: Proyecto de reposición eficiente y CTLP
    - Anexo H: Fórmulas de Indexación

3 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

3.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Al 31/12/2008 el Sistema contaba con la central térmica Cochamó de 2.475 kW instalados, emplazada en la Región de los Lagos, a orillas del Estuario de Reloncaví, abasteciendo principalmente las localidades de Cochamó y Río Puelo. Producto de la normativa de emisiones de ruido, la central está siendo relocalizada en la central Nueva Cochamó, 10 km al sur, entre las localidades de Río Puelo y Cochamó.

El unilineal detallado y el plano se encuentran en el Anexo A, Cap. 4:

Para el Sistema Cochamó no fue necesario determinar factores de prorrateo, debido a la inexistencia de instalaciones de transmisión y a que los puntos de retiro están directamente ubicados en los puntos de inyección de las centrales generadoras al sistema de distribución.

La Central Térmica Cochamó abastece una extensa red de distribución en 23 kV y está localizada en la zona urbana y en el centro de carga de una red radial atendiendo principalmente el suministro de las actividades relacionadas con la explotación de productos marinos. El crecimiento en la capacidad instalada aumentó el ruido en el ambiente, lo que ha obligado que las nuevas unidades se instalen en casetas insonorizadas para 85 decibeles a 7metros de distancia y sobre ramplas móviles por falta de espacio.

Adicionalmente, la central está habilitada para acceso vehicular y se encuentra debidamente implementada para operar con seguridad en el interior de sus recintos. El manejo del combustible se observa que es un tema muy dedicado con el objeto de evitar daños ambientales por derrame, y existe una plataforma plana para que el camión abastecedor de combustible se instale para descarga. Se observó también una adecuada implementación de extintores para los sistemas de extinción de incendios.

Tabla 14: Unidades Central Cochamó

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Cochamó	Unidad 1	SAGESA	41° 27´20,38´´ S - 72° 18'8,62" W	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 2	SAGESA	41° 27´20,38´´ S - 72° 18'8,62" W	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 3	SAGESA	41° 27´20,38´´ S - 72° 18'8,62" W	Térmica Diesel	0,825

Las unidades generadoras se describen detalladamente en el ANEXO D:

FIGURA Nº 2: Central Térmica Cochamó

3.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

Precios unitarios

A partir de cotizaciones realizadas por el Consultor y antecedentes entregados por la Empresa, se procedió a valorizar los diferentes equipos existentes en las centrales.

Adicionalmente, con fecha 25 de enero de 2010 se emitió la Resolución Exenta Nº71 que aprueba comunicación de Costos Unitarios recomendados por la Comisión Nacional de Energía, de instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización del Estudio de Sistema Mediano de Cochamó.

Los precios incluidos en esta RE son los siguientes:

- Generador Térmico 825 kW: MUS$178,233
- Transformador de poder 1250 kVA 0,4/23/13,2 kV: MUS$21,087
- Transformador SSAA 30 kVA 0,4/23 kV: MUS$1,602

Según lo señalado en el numeral 4 del Capítulo II de las Bases Técnicas, le corresponde a la Empresa analizar la recomendación de la CNE, adoptarla o rechazarla justificadamente y adoptar en definitiva los costos unitarios que estime como los más adecuados de acuerdo a las condiciones de mercado vigente. Dicha comunicación fue recibida por el Consultor el pasado 24 de febrero y se adjunta en el Anexo A, Cap.5. La Empresa acogió para los transformadores la recomendación de CNE, no obstante para los generadores mantuvo los valores revisados del estudio.

Los precios recomendados por SAGESA para el Sistema Mediano de Cochamó son:

- Generador Térmico 825 kW: MUS$ 172,106
- Transformador de poder 1250 kVA 0,4/23/13,2 kV: MUS$ 21,087
- Transformador SSAA 30 kVA 0,4/23 kV: MUS$ 1,602

El detalle del análisis de estos precios se encuentra en el Anexo A, Cap. 5.

Recargos

En base a información entregada por la empresa relativa a los recargos para líneas de distribución utilizadas en el cálculo del VNR de distribución de SAESA del año 2007 aprobado por SEC, el Consultor procedió a establecer un conjunto de recargos los cuales se indican a continuación:

TABLA 15: Recargos para cálculo de VI

Empresa	SAESA
Flete Bodega	3,59%
Flete Bodega Poste	3,59%
Bodegaje	5,50%
Flete a Obra Rural	8,32%
Ingeniería	8,61%
Intereses intercalarios	3,48%
Gastos generales	4,16%
Bienes Intangibles[1]	2,00%

Valorización de Terrenos

Para la valorización de los terrenos, se ha realizado un estudio contenido en el Anexo A, Cap. 5

Para el caso de la central térmica de Cochamó se ha utilizado el precio del terreno de compra del Nueva Cochamó, el cual resulta un valor de 0,167 UF/m^2 para las 1,29 hectáreas.

Valorización de CT Cochamó

Conforme a los antecedentes detallados en el Informe I, la valorización de la Central Térmica Cochamó resultó con el siguiente VI:

TABLA 16: VI CT Cochamó

Central	Elementos Menores (MUS$)	Obras Civiles (MUS$)	Obras Eléctricas (MUS$)	Terreno (MUS$)	Otros (MUS$)	Total (MUS$)
Cochamó	9,1	130,9	1.028,1	9,8	79,3	1.257,2

El Valor de Inversión indicado en la tabla precedente, representa un costo unitario de 508 US$/kW instalado.

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

Central Térmica Cochamó

Los Costos Fijos Directos e Indirectos informados por la empresa, contenidos en el ANEXO A, Cap. 8, son los siguientes:

[1] En el estudio de VAD 2008, de acuerdo con las bases, los bienes intangibles, tales como los costos de formación de las empresas distribuidoras, deben ser los que la empresa justifique, con un límite del 2% de los bienes físicos. Para el caso de SAESA, se aplicó el 2%.

TABLA 17: Costos fijos informados CT Cochamó

Partida de costo	Miles de $/año
Staff	29.097
Remuneraciones Ger. Generación	13.915
Costo Estructura Ger. Generación	3.736
Costos Directos Ger. Generación	27.089
Contratos de Operación Centrales	29.206
TOTAL	**103.034**

Por otro lado, los resultados del análisis del consultor respecto de los costos fijos, se encuentran en el Anexo C, que se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 18: Costos fijos modelados CT Cochamó

Partida de Costo	Miles de $/año
Costos Indirectos	88.197
Costos Directos	46.481
TOTAL	**134.678**

Esta diferencia entre los costos modelados y los costos informados por la empresa (31%) se debe a que la empresa real aprovecha las economías producto de la integración con las demás empresas del Grupo SAESA. Debido a esto, el Consultor ha optado por escoger los costos informados por la empresa para el Plan de expansión y los modelados para el Proyecto de Reposición Eficiente.

3.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Según la información entregada por la empresa y el análisis del consultor, los CVC del año 2008 resultaron M$418.497.

Según los datos entregados por la empresa y los volúmenes de energía generada, el consultor calculó el costo variable no combustible de la central térmica Cochamó para 2008 de M$27.082.

Tabla 19: Costo variable combustible y no combustible, M$

M$ dic 2008	Simulado	Real	Real - Simulado
CVC	415.167	418.497	3.330
CVNC	23.893	27.082	3.188
Total	**439.061**	**445.579**	**6.518**

A nivel global no se presentan diferencias entre lo informado en la contabilidad de la empresa y lo valorizado por el Consultor.

4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

4.1 METODOLOGÍA Y RESULTADOS

En primera instancia se revisaron los consumos y los principales responsables de ellos. Debido a la alta variabilidad de los consumos en los últimos años, por ejemplo la "crisis del salmón" y la crisis financiera, se realizaron regresiones entre la energía y el INACER históricos, resultando la siguiente proyección de energía y demanda de potencia para el período de planificación:

Tabla 20: Proyecciones en Cochamó

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2008	3.123	598
2009	2.871	608
2010	2.893	628
2011	2.982	647
2012	3.282	712
2013	3.716	805
2014	4.360	944
2015	5.108	1.105
2016	5.939	1.284
2017	6.810	1.472
2018	7.660	1.656
2019	8.676	1.875
2020	9.897	2.138
2021	11.372	2.456

2022	13.167	2.843
2023	15.362	3.316
Tasa Promedio	**11,21%**	**12,09%**

El detalle de los bloques de demanda y su proyección se encuentran en el Anexo A, Cap 7.

4.2 ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ENCARGADO POR SAGESA

SAGESA encargó un estudio de proyección de demanda para Cochamó, Hornopirén y Edelaysén, a Jorge Quiroz Consultores Asociados, el cual fue entregado al consultor con fecha 15 de febrero.

Al respecto se puede observar que el estudio concluye una proyección de INACER para la Región de los Lagos optimista para el mediano plazo y conservadora para el largo plazo. En base a esta proyección determina las tasas de crecimiento de la demanda de energía, las que se presentan a continuación en contraste con las utilizadas por el consultor para este estudio:

TABLA 21: Comparación de tasas de crecimiento de energía

Año	Quiroz	Estudio
2010	-4,07%	0,75%
2011	2,31%	3,09%
2012	8,68%	10,06%
2013	9,53%	13,23%
2014	9,84%	17,33%
2015	4,68%	17,15%
2016	4,68%	16,26%
2017	4,54%	14,68%
2018	4,36%	12,48%
2019	4,22%	13,26%
Tasa Promedio	**5,8%**	**12,9%**

No obstante las diferencias en la metodología utilizadas entre el consultor y el estudio de proyección de demanda de la empresa, se puede observar que la tasa de crecimiento promedio para el período tarifario (2011 – 2014) difieren levemente, donde el consultor obtiene un 5.72% y el estudio 4.57%.

Por otro lado, del año 2015 en adelante, el estudio de Jorge Quiroz plantea una tasa de estabilización de alrededor de un 4%. A juicio de este Consultor, las posibilidades de crecimiento en la zona plantean un período más largo de crecimiento antes de estabilizarse en esta tasa.

El estudio de la referencia se encuentra en el Anexo A, Cap. 7.

5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En este capítulo se describe la metodología general utilizada en el Estudio, los principales criterios y supuestos realizados y la metodología específica.

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

5.1.1 MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN

La metodología de regulación de precios para los sistemas medianos 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:

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

Donde:

VI = 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%)

Es decir:

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

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

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

Esa tarifa constante se denomina CID

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

5.1.2 CRITERIOS Y SUPUESTOS GENERALES

En este contexto conceptual y en concordancia con lo establecido en el numeral 6, del capítulo II de las BTD, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo en el sistema, el consultor desarrolló las siguientes actividades:

a. Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación existentes.
b. 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.
c. 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.
d. 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.
e. 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 o estimados.
f. 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.
g. Utilización de los costos de racionamiento o energía no suministrada, valorizada en 327 US$/MWh, de acuerdo a lo indicado en la letra (t) del numeral 3, del Capítulo II de las BTD.
h. Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal l) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
    - **Coste4**: Simulación del despacho económico las unidades generadoras y valorización correcta de la operación del sistema.

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

5.2 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

5.2.1 RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN

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

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

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

Para regular las condiciones de servicio en sistemas menores a 200 MW de capacidad instalada de generación, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción promulgó en el año 2006 la Resolución Ministerial N°4, denominada Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para los Sistemas Medianos.

Conforme establece el artículo 5-7 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 artículo 6-3 letra e), 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. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF. En tanto no se disponga del primer Estudio de Control de Frecuencia a que se refiere el Título 6-2 de la NT, los SM deberán asegurar un porcentaje mínimo de reserva para CPF y CSF que determine la Empresa conforme a la exigencia y criterios actuales en materia de SyCS (artículo 9-14 de la NT).

El valor del costo de falla de corta duración a utilizar en la determinación de la reserva óptima de potencia es de 2.000 US$/MWh, conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las BTD.

Adicionalmente, el artículo 5-10 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.

No obstante lo anterior, las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SM deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad de una Reserva Primaria mínima de 10%, respecto a la capacidad máxima de generación de las unidades que se encuentren operando en el SM. Dicha reserva deberá ser asumida en la proporción que determine el procedimiento correspondiente.

Del análisis realizado se concluye que los Sistemas Medianos, al menos, deben poseer una reserva de generación de 10% de la capacidad de generación para efectos de compensar las variaciones instantáneas de la demanda (reserva primaria de frecuencia), y mantener una reserva en giro óptima para mantener la continuidad de servicio frente a contingencias, la cual se determinará de un estudio específico.

No obstante lo anterior, el Capítulo 7 de NT de SyCS se establece las condiciones de excepción para Sistemas menores a 10 MW, las cuales no son aplicables particularmente para el Sistema Cochamó. Los estudios a los cuales hace mención el capítulo 6-3 de la NT se encuentran actualmente en desarrollo, por lo que la empresa aplica los criterios de seguridad conforme a los procedimientos por ella establecidos para tal efecto. En el marco de la presente tarificación la empresas no se acogió a la posibilidad de solicitar una disminución del nivel de seguridad[2], esto es

[2] Se adjunta carta SAESA del 10 de agosto de 2006 en que solicita simplificación de exigencias de la Norma Técnica, en el Anexo E

disminuir el nivel de reserva en giro, por lo que en este sentido prevalece el valor señalado en la norma de 10%, valor que será utilizado por tanto en la obtención de los resultados solicitados para el presente Informe.

En relación a la reserva fría, la empresa utiliza como procedimiento el respaldar la unidad más grande en operación. Dado que en la CT Cochamó existen tres unidades de 825 kW, una unidad de ellas es para respaldo en frío.

A nivel global no se requiere en este sistema desprender parcialmente carga ante contingencias o el uso de esquemas de desconexión de carga (EDAC) adicionales a los disponibles por subfrecuencia o subvoltajes.

5.2.2 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Proyectos Hidroeléctricos

El consultor analizó las potencialidades de materialización de proyectos hidroeléctricos para el sistema mediano de Cochamó.

Al respecto, si bien es cierto, las características pluviométricas de los ríos del sector, invitan a la realización de proyectos hidroeléctricos, existe la limitante de la conexión al Sistema Interconectado Central, lo cual significa que el tamaño de los proyectos debe ser conforme la demanda local de Cochamó, la cual en el largo plazo no supera los 3,5 MW.

Según la proyección de la demanda de potencia del consultor, y el levantamiento de posibles proyectos hidroeléctricos realizado, el tamaño de una central debiera estar en torno de 1 MW.

No cabe duda que al momento de existir una conexión eléctrica al SIC, habrán una serie de proyectos en las medianías de Hornopirén, Río Puelo y Cochamó que se rentabilizarán, sin embargo la potencia de dichos proyectos superará largamente la potencia instalada de los sistemas medianos de Hornopirén y Cochamó.

No obstante lo anterior, según lo informado por la CNE, respecto de los proyectos en sistemas medianos, enviada a través de su carta CNE NºC09/1852 del 9 de diciembre de 2009, que se adjunta en el Anexo B, existen 6 proyectos hidroeléctricos en el sector que se detallan a continuación:

TABLA 22: Proyectos hidroeléctricos informados por la CNE

Sistema	Empresa	Proyecto	Potencia [MW]	Tipo	Fecha Estimada Operación
Cochamó	Rolando de Solminihac	Poicas	3,2	Hidro-pasada	2012
Cochamó	Rolando de Solminihac	Chaparano	5,5	Hidro-pasada	2011
Cochamó	Rolando de Solminihac	Del Este Cochamó	5,4	Hidro-pasada	2014
Cochamó	Rolando de Solminihac	Del Este Puerto Varas	3,8	Hidro-pasada	2013
Cochamó	Rolando de Solminihac	Ilaquepe	4,4	Hidro-pasada	2011
Cochamó	Rolando de Solminihac	Río Blanco	4	Hidro-pasada	2015

Como se puede observar los proyectos indicados tienen potencias que más que triplican la demanda de potencia proyectada por el consultor para el período de tarificación, por lo que los proyectos no son adaptados a la demanda y por lo tanto, desde el punto de vista social, no son recomendables de materialización para los consumos del Sistema Mediano de Cochamó.

Adicionalmente a los proyectos informados por la CNE, el consultor recurrió a la Dirección General de Aguas, del Ministerio de Obras Públicas, la cual a través de su Resolución Exenta Nº4398 del 30 de diciembre de 2009, fija el listado de derechos de aprovechamiento de aguas afectos al pago de patentes a beneficio fiscal por no utilización de aguas, la cual se adjunta en el Anexo E.

De los proyectos ahí mencionados, se puede apreciar un derecho de agua de gran volumen de caudal, como es el proyecto de Río Puelo de Endesa que no es dimensionable para Cochamó. El resto de los derechos, no presenta posibilidad de concretar proyectos en el mediano plazo por lo que el consultor los desestimó para la planificación del Sistema Mediano de Cochamó.

Nº	Propietario (A)	Tipo de derecho	Ejercicio del derecho	Acto Nº	Fecha	Caudal Sujeto a Pago (l/s)
838	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	643	23-07-1999	1.624
842	AGRÍCOLA E INDUSTRIAL EBEL HERMANOS Y CIA..	No consuntivo	Permanente	466	08-06-1990	1.000
843	EDITH ALICIA. SCHWERTER BIRKE	No consuntivo	Permanente	262	03-05-2001	976
844	ENDESA S.A.	No consuntivo	Permanente	570	12-09-1990	850.000
858	INVERSIONES ASPEN S.A.	No consuntivo	Permanente	522	14-12-2004	942
859	JORGE ARMANDO RODRIGUEZ CORTEZ	No consuntivo	Permanente	179	11-02-1998	800
861	LUIS FELIPE CHACON LATHROP	No consuntivo	Permanente	389	29-09-2004	3.000
865	MONICA ANDREA RADDATZ MINTE	No consuntivo	Permanente	348	20-06-2001	700
868	OSCAR EBEL WESTHOFF	No consuntivo	Permanente	46	09-02-2005	556
872	PESQUERA LOS FIORDOS LTDA.	No consuntivo	Permanente	320	15-04-2002	2.000
2157	MIGUEL MENADOVICH DEL RIO	No consuntivo	Permanente	170	04-05-1989	1.200
2196	SALMONES UNIMARC S.A.	No consuntivo	Permanente	743	10-08-1998	3.000
2396	DIETER GUILLERMO KONOW HOTT	No consuntivo	Permanente	58	06-02-1992	1.000
2397	MARCOS BEOVIC VRANICIC	No consuntivo	Permanente	134	10-04-1992	500
3241	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	642	23-07-1999	731
3272	FRANCISCO MARTINEZ BARROS	No consuntivo	Permanente	1004	26-10-1998	641
3283	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	642	23-07-1999	520
3326	PESQUERA TRANS ANTARTIC LTDA.	No consuntivo	Permanente	345	24-04-1990	1.500
3328	RODRIGO TEUBER KUSCHEL	No consuntivo	Permanente	724	17-12-2003	1.000
3329	CRISTINA POLANCO PERALTA Y OTROS	No consuntivo	Permanente	284	20-03-1998	1.134
3335	ALEJANDRO	No	Permanente	828	16-09-2002	546

Nº	Propietario (A)	Tipo de derecho	Ejercicio del derecho	Acto Nº	Fecha	Caudal Sujeto a Pago (l/s)
	PIZARRO BRANTE	consuntivo				
3341	INVERSIONES ERRAZURIZ LIMITADA	No consuntivo	Permanente	231	31-03-1999	542
3348	PESQUERA SAN JUAN S.A.	No consuntivo	Permanente	883	12-11-1996	805
3350	ANGEL LAGOMARCINO SCHAFFINO	No consuntivo	Permanente	557	10-06-2002	1.563
5110	ALEX ZILLER BUSTAMANTE	No consuntivo	Permanente	152	13-08-2008	560
5111	RUDOLF KLEIN WERNER	No consuntivo	Permanente	427	21-11-2007	888
5112	SOCIEDAD LAS CORRIENTES LIMITADA	No consuntivo	Permanente	428	21-11-2007	3.000
5114	MARCELO FERNANDO BRINTRUP MEEDER	No consuntivo	Permanente	482	30-11-2007	5.000
5116	ENRIQUE BRINTRUP BARRERA	No consuntivo	Permanente	1208	17-12-1998	521
5120	MARIE FRANCOISE DUTHEIL BERARD	No consuntivo	Permanente	390	29-09-2004	2.308

Dado lo anterior, el plan de expansión realizado para el Sistema Mediano de Cochamó, fue en base a unidades térmicas exclusivamente.

Proyectos Térmicos

Estos módulos de inversión se dividen en tres etapas que incluyen desde las obras civiles en la etapa 1 y posteriormente incorpora nuevos equipos generadores. Una breve descripción de los elementos que se incluyen, es la siguiente:

TABLA 23: Descripción módulos térmicos

Etapa	Elementos que la componen
1	Estanque y Red combustible general
	Estanque y Red combustible individual
	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos
	Terreno
2	Estanque y Red combustible individual
	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos
3	Estanque y Red combustible

	individual
	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos

En general, en todo sistema eléctrico la localización óptima de las unidades generadoras es lo más cercano posible del consumo, de modo de minimizar las pérdidas y aumentar la confiabilidad del sistema. En el Sistema Mediano de Cochamó ambas condiciones resultan ser muy relevantes, la primera de ellas porque al generar con diesel las pérdidas resultan ser particularmente caras y la segunda por las condiciones climáticas de la zona. Esto conlleva a la necesidad de insonorizar las unidades generadoras, de modo de cumplir con el DS Nº146 de 1997 del Ministerio Secretaría General de Gobierno[3], que no permite una intensidad de sonido superior a los 55 db de 07 a 21 horas y 45 db de 21 a 07 horas, (y en las áreas rurales, los niveles de presión sonora corregidos que se obtengan de la emisión de una fuente fija emisora de ruido, medidos en el lugar donde se encuentre el receptor, no podrán superar al ruido de fondo en 10 dB (A) o más).

Producto de lo anterior, el consultor revisó la opción de contenedores insonorizados para cada unidad v/s construir una casa de máquinas insonorizada. Para los módulos se optó por unidades generadoras contenidas en contenedores insonorizados, en reemplazo de la actual Casa de Máquinas que posee la CT Cochamó. Esta modulación fue adoptada por el consultor dado que la evaluación económica de dos proyectos de central térmica con capacidad de albergar igual número de unidades, una con Casa de Máquinas y otro con contenedores insonorizados, resultó ser más conveniente la segunda opción sobre la primera.

Para la evaluación se consideraron los costos reales incurridos por la empresa en la construcción de la central Nueva Cochamó y una cotización real de la construcción de una casa de fuerza para una empresa minera.

Los antecedentes de la evaluación se encuentran el Anexo E, Carpeta “Casa Máquinas”.

A continuación se presentan los valores de inversión de módulos utilizados, el detalle de ellos se encuentra en el Anexo B:

TABLA 24: Detalle módulos térmicos

Etapa	Módulo 300 kW Valor Inversión (MUS$)	Módulo 825 kW Valor Inversión (MUS$)
1	525,6	859,1
2	165,9	386,9
3	165,9	386,9
Total	857,4	1.632,9
US$/kW	**952,6**	**659,8**

5.2.3 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

Costos Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento (CF)

Los costos fijos considerados parten de la base de los calculados por el consultor, según se señala en este informe.

Para efectos de proyectar los costos fijos en el horizonte de evaluación, para el plan de expansión óptimo, se consideró el costo fijo de la central térmica, toda vez que no se contempla un proyecto

[3] El texto del DS Nº146/97 se encuentra en el Anexo A.

hidroeléctrico para el Sistema Mediano de Cochamó. Para esta proyección se agruparon y parametrizaron estos costos fijos según el siguiente criterio:

- Costos Fijos Incrementales: son aquellos costos que crecen en función del aumento del VI de la empresa dado por la instalación o reposición de equipos de generación. Por lo tanto se aplican en forma de porcentaje al VI de la empresa, calculado a partir de la suma de los costos aquí considerados sobre el VI real del año base. Para las centrales térmicas: todos los costos indirectos más las partidas de costos directos de "Contribuciones de Bienes Raíces", "Mantenimiento de edificaciones", "Mantención de subestación. Líneas y otros", "Patentes Comerciales" y "Seguros"
- Costos Fijos Aditivos: estos costos fijos son los costos directos que la empresa debe incurrir cada vez que incorpora un nuevo punto de generación, es el caso de abrir un nuevo punto de generación, el cual debe considerar cuadrillas de personal de operación de las centrales, gastos generales asociados a bienes muebles e inmuebles que no fueron incluidos en el ítem anterior.
- Costos Fijos de Estructura: esta agrupación de costos se considera constante en el tiempo y no dependen del crecimiento de la empresa en el horizonte de evaluación. Este Ítem se compone de totas las partidas de costos fijos indirectos.

Para efectos de la proyección de los costos fijos en el plan de expansión, se utilizó la modelación realizada por el consultor, escalada de tal forma de igualar el total a los costos informados por la empresa. Para estos efectos el escalamiento se realizó sobre las partidas de costos indirectos, las que representan las mayores diferencias y que son afectadas por las economías de escala del Holding. El cálculo de estos parámetros se encuentra contenido en el Anexo C, y se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 25: Parametrización de Costos Fijos para Plan de Expansión

Costos Fijos (incrementales VI)	% sobre VI	0,95%
Costos Fijos (aditivos Etapa 1)	(US$/año)	59.663
Costos Fijos (estructura inicial)	(US$/año)	87.109

Costos variables combustibles (CVC)

Para la determinación de los costos variables combustibles de operación del Plan de Expansión, fue necesario modelar el despacho de carga de todas las unidades 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 consumos específicos para las centrales térmicas empleados en la modelación:

TABLA 26: Consumos específicos unidades térmicas

Potencia Unidad (kW)	Origen	Consumo Específico (lt/kWh)[4]
825	Existente (3 unidades)	0,281
300	Módulo expansión	0,268
825	Módulo expansión	0,238

[4] La diferencia de los rendimientos entre la unidad del módulo y la existente se debe principalmente a que ésta última recoge la eficiencia real de operación de la unidad, que debe operar en bajo su mínimo técnico recomendado por el fabricante.

Potencia Unidad (kW)	Origen	Consumo Específico (lt/kWh)[4]
1200	Módulo expansión	0,275

El precio de combustible se determinó como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2008, convertidos al dólar observado al 31 de diciembre de 2008:

TABLA 27: Precio promedio de combustible

Punto de Suministro	US$/lt
Cochamó	0,766

Asimismo, los costos variables combustibles a utilizar para los módulos de expansión térmicos, son los siguientes:

TABLA 28: Costos variables combustible módulos de expansión térmicos

Potencia Unidad (kW)	Origen	CVC (US$/MWh)
825	Existente (3 unidades)	215,41
300	Módulo expansión	205,39
825	Módulo expansión	182,71

El detalle de las características técnicas de los módulos de expansión se encuentra en el Anexo B.

Conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las BTD, el costo de falla de larga duración a utilizar en la evaluación de los costos de operación del Plan de Expansión es de 327 US$/MWh.

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 29: Costos variables no combustible módulos de expansión térmicos

Potencia Unidad (kW)	Origen	CVNC (US$/MWh)
825	Existente (3 unidades)	11,4
300	Módulo expansión	14,8
825	Térmica Diesel	9,09

El detalle de las características técnicas de los módulos de expansión se encuentra en el Anexo B.

5.2.4 PLANIFICACIÓN ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Se modeló en la operación económica del Sistema de Generación en el programa de despacho óptimo térmico COSTE 4 (uninodal).

Considerando el balance de potencia realizado y los módulos térmicos de cada una de las alternativas de expansión, se simuló con el COSTE 4 la operación económica del parque de generación para el período de expansión de 15 años (hasta el año 2023), considerando etapas mensuales y 5 bloques de demanda mensual.

El COSTE 4 (despacho económico de carga) determina la operación de mínimo costo de operación y falla (larga duración), sujeto a las restricciones de capacidad de las unidades generadoras, reserva e indisponibilidad. Para este efecto, en cada etapa y bloque de demanda, el programa despacha las unidades generadoras en orden de mérito, es decir, despacha primero las unidades de menor costo variable y luego las siguientes en orden ascendente de costo. Al mismo tiempo, el programa considera los periodos de mantenimiento de las centrales y determina la indisponibilidad agregada del parque de generación (2^n combinaciones de estados de falla de las "n" máquinas que están operando, metodología de Montecarlo) obteniendo en cada corrida la probabilidad de falla y monto de energía no servida, la cual valorizada al costo de falla de larga duración (327 US$/MWh) determina el costo de falla correspondiente.

El despacho considera, los mínimos técnicos de las diferentes unidades disponibles, que en el caso de las térmicas, según la empresa, es el 35% de su potencia nominal.

5.2.5 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Proyecto hidroeléctricos

En consecuencia a lo indicado en el numeral 5.2.2, no se encontraron proyectos factibles y dimensionables en el mediano plazo que puedan incluirse en el plan de expansión del Sistema Mediano de Cochamó.

Alternativas evaluadas

Se analizaron dos alternativas de expansión que cumplían con las condiciones mínimas de abastecimiento de la demanda del Sistema Mediano de Cochamó. A continuación se detalla cada una de las alternativas:

TABLA 30: Plan de expansión Nº1

Año	Hidro	Termo	Potencia (kW)
2009	---	---	---
2010	---	---	---
2011	---	Se pone en servicio regulador automático de frecuencia de las máquinas	---
2012	---	---	---
2013	---	---	---
2014	---	---	---
2015	---		---
2016	---	---	---
2017	---	Módulo 825 etapa 1	825
2018	---	---	---
2019	---	---	---
2020	---	---	---
2021	---	Módulo 825 etapa 2 Se renueva regulador automático de frecuencia de las máquinas	825

Año	Hidro	Termo	Potencia (kW)
2022	---	---	---
2023	---	Módulo 825 etapa 3	825

TABLA 31: Plan de expansión Nº2

Año	Hidro	Termo	Potencia (kW)
2009	---	---	---
2010	---	---	---
2011	---	Se pone en servicio regulador automático de frecuencia de las máquinas	---
2012	---	---	---
2013	---	---	---
2014	---	---	---
2015	---	---	---
2016	---	---	---
2017	---	Módulo 300 etapa 1	300
2018	---	---	---
2019	---	Módulo 300 etapa 2	300
2020	---	Módulo 300 etapa 3	300
2021	---	Módulo 825 etapa 1 Se renueva regulador automático de frecuencia de las máquinas	825
2022	---	---	---
2023	---	Módulo 825 etapa 2	825

5.3 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

En el sistema mediano de Cochamó no hay instalaciones de transmisión ni tampoco se evaluaron instalaciones futuras.

5.4 PLAN DE EXPANSIÓN EN INFRAESTRUCTURA

El Plan de Expansión Óptimo en Infraestructura, está dado por los módulos de expansión, ya que éstos incluyen los elementos de infraestructura en el costo de inversión.

No obstante lo anterior se ha considerado en el plan de expansión óptimo la adaptación a la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos dictada por la Resolución Exenta N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la materia que se refiere al control automático de frecuencia.

Para esto se solicitó un presupuesto estimativo del costo de la implementación de un sistema de control automático de frecuencia para la central Cochamó el cual se adjunta en el Anexo B\Controlador de Frecuencia con un costo aproximado de MUS$30,9 el cual debiera ponerse en servicio para el año 2011.

5.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

A continuación se presentan los costos anuales fijos, variables y de inversión del Plan de Expansión Óptimo.

Costos totales del plan de expansión

Los costos de inversión de los planes de inversión evaluados son los siguientes:

TABLA 32: Costos de inversión Planes de expansión

	Plan de Expansión Nº1 (MUS$)	Plan de Expansión Nº2 (MUS$)
Valor Total Plan	11.379	11.742

El detalle de la valorización se encuentra en el Anexo E:

- "ResResultadosCoste_Cochamo_CID Plan 1.xlsx"
- "ResResultadosCoste_Cochamo_CID Plan 2.xlsx"

Dado los resultados, el plan de expansión óptimo es el Plan de Expansión Nº1

Detalle de Costos de Inversión

Las inversiones consideradas para el Plan de Expansión Nº1 son las siguientes:

TABLA 33: Inversiones **p**lan de inversión

Año	Inversión (MUS$)	Valor residual (MUS$)
2009	-	
2010	-	
2011	30,9[5]	
2012	-	
2013	-	
2014	-	
2015	-	
2016	-	
2017	859,2	
2018	-	
2019	-	
2020	-	
2021	417,8	
2022	-	
2023	386,9	1.508

Detalle de balance de potencia del plan de expansión

En la siguiente tabla se indican los niveles de reserva de Energía y Potencia adoptados para la determinación del PEO y su efecto en el plan óptimo del período tarifario 2011 al 2014. Para la determinación de la potencia de suficiencia se consideró una capacidad igual a la demanda más los consumos propios (2% de la demanda) y una reserva en giro del 10% de la capacidad despachada. Adicionalmente a la potencia de suficiencia, se incorporó como reserva en frío el equivalente en potencia a la unidad mayor presente en el despacho, que en el caso del sistema de Cochamó corresponde a una unidad de 825 kW.

[5] Proyecto de instalación del regulador automático de frecuencia, contenido en el Anexo B\Controlador de Frecuencia

A continuación se presenta el balance de potencia para el sistema mediano de Cochamó:

TABLA 34: Balance de potencia Sistema Cochamó

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	0,61	2,48	0,83	0,22	1,65	1,87	307%
2010	0,62	2,48	0,83	0,20	1,65	1,85	297%
2011	0,64	2,48	0,83	0,18	1,65	1,83	285%
2012	0,71	2,48	0,83	0,12	1,65	1,77	250%
2013	0,80	2,48	1,65	0,85	0,83	1,67	209%
2014	0,94	2,48	1,65	0,71	0,83	1,53	163%
2015	1,10	2,48	1,65	0,55	0,83	1,37	125%
2016	1,28	2,48	1,65	0,37	0,83	1,19	93%
2017	1,47	3,30	1,65	0,18	1,65	1,83	125%
2018	1,65	3,30	2,48	0,82	0,83	1,65	100%
2019	1,87	3,30	2,48	0,60	0,83	1,43	76%
2020	2,13	3,30	2,48	0,34	0,83	1,17	55%
2021	2,45	4,13	3,30	0,85	0,83	1,67	68%
2022	2,84	4,13	3,30	0,46	0,83	1,29	45%
2023	3,31	4,95	4,13	0,81	0,83	1,64	49%

Como se puede apreciar, en los años 2009 al 2012, la reserva en frío duplica la capacidad recomendada por el consultor, debido a la sobre instalación de potencia que existe en el sistema Cochamó. En el análisis de sensibilidad se analizará la posibilidad de retirar una unidad de 825 kW y los efectos en el plan de expansión óptimo que puede tener dicha acción.

El detalle del balance indicado se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Cochamo_CID Plan 1.xlsx”

Detalle de Costos de Operación, mantenimiento y operación, fijos y variables

Los costos calculados para el Plan de Expansión Nº1, el cual fue el elegido por el consultor son los siguientes:

TABLA 35: COMA Plan de expansión

Año	Operación y Mantenimiento (MUS$/año)	Fijo Inicial (MUS$/año)	Fijo Incr. VI (MUS$/año)	Fijo Etapa 1 (MUS$/año)	Total (MUS$/año)
2009	664,28	87,11	11,94	59,66	823,00
2010	669,31	87,11	11,94	59,66	828,03
2011	689,92	87,11	12,24	59,66	848,93
2012	759,25	87,11	12,24	59,66	918,26
2013	859,70	87,11	12,24	59,66	1.018,71
2014	1.008,61	87,11	12,24	59,66	1.167,62
2015	1.181,17	87,11	12,24	59,66	1.340,18
2016	1.372,03	87,11	12,24	59,66	1.531,04
2017	1.414,33	87,11	20,40	119,33	1.641,16
2018	1.604,21	87,11	20,40	119,33	1.831,04
2019	1.826,97	87,11	20,40	119,33	2.053,80
2020	2.107,61	87,11	20,40	119,33	2.334,44
2021	2.329,01	87,11	24,07	119,33	2.559,52

Año	Operación y Mantenimiento (MUS$/año)	Fijo Inicial (MUS$/año)	Fijo Incr. VI (MUS$/año)	Fijo Etapa 1 (MUS$/año)	Total (MUS$/año)
2022	2.718,04	87,11	24,07	119,33	2.948,55
2023	3.083,47	87,11	27,75	119,33	3.317,66

6 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

6.1 METODOLOGÍA

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:

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

6.2 RESULTADOS

TABLA 36: CID

VP I (MUS$)	661
VR Pte (MUS$)	367
VP (Ci-C0) (MUS$)	4.040
VP (Ei-E0) (GWh)	19
CID US$/MWh	**228,2**

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Cochamo_PEX_Informe 2.xlsx”

De los resultados se aprecia que el CID resultante es un valor que se encuentra dentro del rango de los costos variables combustibles de las unidades existentes. Teóricamente las nuevas unidades presentan mayor eficiencia cuyos CVC son de alrededor de 183 US/MWh y CVNC de 9 US$/MWh, sin embargo, en los primeros años del horizonte de evaluación, debido a la baja demanda, estas unidades deberán operar incluso bajo su mínimo técnico, afectando la eficiencia indicada por el proveedor, tal como sucede con las unidades existentes.

Los resultados obtenidos permiten cubrir una componente de costo de capital cercana a 36 US$/MWh que es suficiente para cubrir los costos de inversión de motores diesel adicionales en el

horizonte de su vida útil siempre que el factor de planta sea mayor a 55% y la eficiencia no se vea severamente afectada por la baja demanda, menor que el mínimo técnico de las unidades.

6.3 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Se sensibilizó la validez del plan de expansión considerando el posible retiro de una unidad de 825 kW el año 2010. Como consecuencia de esto, se adelanta la incorporación de una unidad para el año 2013 en su etapa I.

A continuación se presenta una comparación del Costo Incremental de Desarrollo entre el plan de expansión óptimo y un plan que considera el retiro de la unidad el año 2010, descontando su valor residual en dicho año:

TABLA 37: Comparación de PEO con retiro de unidad

Item	PEx - cent. Existentes	PEx - retiro unidad
	MUS$	MUS$
Costo del Plan	11.379	10.979
VP I	661	856
VR Pte	367	443
VR Pte Unidad retirada		18
VP (Ci-C0)	4.040	3.521
VP (Ei-E0)	19	18,96
CID US$/MWh	**228,2**	**206,5**

Conforme a lo anterior, el retiro de una unidad el año 2010 entrega un plan de desarrollo de menor costo para el período 2009-2023.

7 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Dada la existencia de economías de escala importantes en sistema con medios de generación de tamaño pequeño, 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 tarificar. Por este motivo, la Ley considera la posibilidad de realizar un ajuste a los CID en caso 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 operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes.

7.1 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP se eliminaron las eventuales 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.

7.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

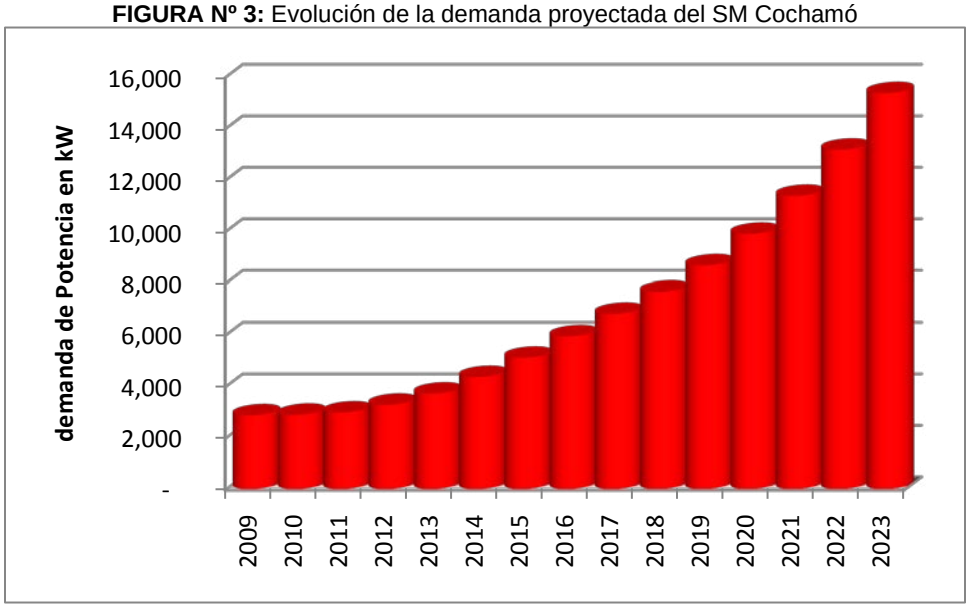
La CT Cochamó dispone en el año base de tres unidades térmicas de 825 kW cada una, mediante las cuales se abastece una demanda para el año 2009 de 610 kW.

TABLA 38: Instalaciones CT Cochamó existentes al año base

Instalaciones Existentes		
Térmica	(kW)	825
Térmica	(kW)	825
Térmica	(kW)	825
Potencia Instalada	(kW)	2.475
VI	(MUS$)	1.257
Costo Unitario	(US$/kW)	508

El crecimiento de la demanda para el período de planificación se grafica en la siguiente figura:

FIGURA Nº 3: Evolución de la demanda proyectada del SM Cochamó



Este crecimiento implica disponer de un parque capaz de abastecer dicha demanda respetando las exigencias de seguridad y calidad vigentes, junto con el comportamiento y características del consumo.

Del análisis del comportamiento temporal del consumo en este sistema, se puede apreciar que los bloques de demanda mínima para los años 2009-2014 tienen una magnitud inferior a 190 kW, razón por la cual se hace necesario disponer de al menos una unidad cuya potencia mínimo técnico esté en condiciones de abastecer este bloque.

De lo anterior, se tienen las siguientes alternativas de unidades de generación para el año base del Proyecto de Reposición Eficiente, resultando la Opción 3 de 2 unidades de 825 kW la de menor Valor de Inversión y de mejores rendimientos:

TABLA 39: Opciones unidades generadoras año base proyecto de reposición

Año Base	**Opción 1**	**Opción 2**	**Opción 3**
Unidades	1 x 825 + 3 x 300	5 x 300	2 x 825
Capacidad (kW)	1.725	1.500	1.650
Inversión (MUS$)	1.716	1.548	1.246
Costo Unitario (US$/kW)	995	1.032	755
AVI (MUS$)			141
COMA (MUS$)			762
Total (MUS$)			**903**

Por otra parte, se requiere respetar los criterios de reserva óptima de generación señalados en el presente informe. De esta forma, la “Demanda Total” para el parque generador se configura de la siguiente manera:

Demanda Total = DemMax*(1+FPér)+ReservGiro+ReservaFría

Donde la *ReservaGiro* es igual al 10% de la demanda incluyendo los consumos propios (2%) y la *ReservaFría* corresponde a la unidad más grande operando en demanda máxima, que el caso del Sistema Mediano Cochamó es 825 kW.

Conforme a lo anterior, la tabla siguiente contiene las instalaciones necesarias para los efectos indicados, en base a los módulos térmicos recomendados por el consultor:

TABLA 40: Instalaciones eficientes año base

Instalaciones año base		
Térmica	(kW)	825
Térmica	(kW)	825
Potencia Instalada	(kW)	1.650
VI	(MUS$)	1.246
Costo Unitario	(US$/kW)	758

Como se puede apreciar el costo unitario del kW instalado del Proyecto de Reposición Eficiente en el año base es mayor al costo unitario de la actual central Cochamó. Este resultado se explica porque el proyecto de reposición eficiente se construyó en base a un estándar superior a las instalaciones existentes, acorde a lo señalado por la Norma Técnica y que se refleja en las inversiones realizadas por la empresa en la materialización de la central Nueva Cochamó y de las inversiones necesarias para la regulación automática de frecuencia.

Las unidades consideradas para el Proyecto de Reposición en el horizonte de planificación consideran unidades similares a las incluidas en el año base, de la siguiente forma:

TABLA 41: Unidades generadoras proyecto de reposición

Año	Capacidad (kW)	Descripción	Inversión (MUS$)
2009	1.650	Módulo Térmico etapas 1 y 2	1.246
2013	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2017	825	Módulo Térmico etapa 1	859
2021	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2023	825	Módulo Térmico etapa 3	387

El balance de potencia resultante para el proyecto de Reposición:

TABLA 42: Balance de potencia PRE

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	0,61	1,65	0,83	0,22	0,83	1,04	171%
2010	0,62	1,65	0,83	0,20	0,83	1,03	165%
2011	0,64	1,65	0,83	0,18	0,83	1,01	157%
2012	0,71	1,65	0,83	0,12	0,83	0,94	133%
2013	0,80	2,48	1,65	0,85	0,83	1,67	209%
2014	0,94	2,48	1,65	0,71	0,83	1,53	163%
2015	1,10	2,48	1,65	0,55	0,83	1,37	125%

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2016	1,28	2,48	1,65	0,37	0,83	1,19	93%
2017	1,47	3,30	1,65	0,18	1,65	1,83	125%
2018	1,65	3,30	2,48	0,82	0,83	1,65	100%
2019	1,87	3,30	2,48	0,60	0,83	1,43	76%
2020	2,13	3,30	2,48	0,34	0,83	1,17	55%
2021	2,45	4,13	3,30	0,85	0,83	1,67	68%
2022	2,84	4,13	3,30	0,46	0,83	1,29	45%
2023	3,31	4,95	4,13	0,81	0,83	1,64	49%

7.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

El proyecto de reposición eficiente de infraestructura para la CT Cochamó, se incluye dentro de los módulos de expansión, específicamente en los módulos en su etapa 1, la cual considera todo lo necesario para que la central albergue a las unidades generadoras y su personal de operación.

No obstante lo anterior se ha considerado en el proyecto de reposición eficiente la adaptación a la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos dictada por la Resolución Exenta N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la materia que se refiere al control automático de frecuencia de la generación frente a perturbaciones o escalones de carga.

7.4 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación se entrega la caracterización y costeo general del proyecto de reposición eficiente:

TABLA 43: Costo de inversión Proyecto de Reposición Eficiente

Etapa	Ítem	Inversión (MUS$)
1	Estanque y Red combustible general	67,35
	Estanque y Red combustible individual	11,22
	Obras civiles	355,83
	Motor-Generador	263,39
	Contenedor	46,94
	Equipos eléctricos	98,01
	Terreno	16,41
2	Estanque y Red combustible individual	11,22
	Obras civiles	8,58
	Motor-Generador	263,39
	Contenedor	46,94

Equipos eléctricos	56,76
TOTAL Costo Inversión	1.246,04

El detalle de esta valorización se encuentra en el Anexo B.

Por otro lado, en los costos fijos se incluyen los costos asociados a la implementación y operación, directa e indirecta asociada al Proyecto de Reposición Eficiente, dados por la modelación detallada en el Anexo C, los cuales se resumen a continuación:

- Costos Fijos Incrementales: dados por la instalación o reposición de equipos de generación. Se consideran todos los costos indirectos más las partidas de costos directos de "Contribuciones de Bienes Raíces", "Mantenimiento de edificaciones", "Mantención de subestación. Líneas y otros", "Patentes Comerciales" y "Seguros"
- Costos Fijos Aditivos: estos costos fijos son los que la empresa debe incurrir cuando crea un punto de generación. Este cargo se compone del resto de las partidas de los costos directos no consideradas en el ítem anterior.
- Costos Fijos de Estructura: Este Ítem se compone de totas las partidas de costos fijos indirectos, los cuales tiene relación con la administración y operación indirecta de la central

Los costos fijos calculados para el Proyecto de Reposición Eficiente del año 2009 son los siguientes:

TABLA 44: Costos fijos del proyecto de reposición eficiente

Costos Fijos Incrementales	(US$/año)	11.885
Costos Fijos Aditivos	(US$/año)	59.663
Costos Fijos Estructura	(US$/año)	135.830
Costo Fijo Total	(US$/año)	207.378
Costo Fijo a fin de año[6]	**(US$/año)**	**217.500**

7.5 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. En el caso del Sistema mediano de Cochamó, la partida de costo de transmisión es nula, debido a que en el horizonte de tarificación no se considera inversión en este segmento.

La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

$$CTLPG = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t}\right) \times \left(\frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}\right)$$

Donde:

T: Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2011 al 2014)

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

$AVIG_t$[7]: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año "t" en US$.

[6] Se utiliza el Factor de Actualización indicado en la sección siguiente

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

r: Tasa de descuento igual al 10%

Las anualidades $AVIG_t$, 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 t y 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 t 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:

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

A continuación se indican los flujos:

TABLA 45: Cálculo CTLP

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS$)	AVI Inversión (MUS$)	$AVIG_t$ (MUS$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS$)	Costos Fijos (MUS$)	$COMAG_t$ (MUS$)
2011	107,0	5,0	**112,0**	576,1	207,4	**783,5**
2012	107,0	5,0	**112,0**	634,0	207,4	**841,4**
2013	107,0	45,2	**152,2**	726,0	211,1	**937,1**
2014	107,0	45,2	**152,2**	851,8	211,1	**1.062,8**

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo es MUS$1.082,1.

8 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 los años a tarificar.

[7] Dado que el AVIG fue calculado con la fórmula tradicional de la cuota: $Cuota = \frac{k}{\left(\frac{1}{r} \times \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{1+r}\right)^{vu}}\right]\right)}$ la cual lleva el AVI a fin del año, para determinar el CTLP los AVI calculados fueron llevados a principios de año multiplicándolos (1+r)

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

A partir de estas agrupaciones se calculo el peso de cada partida en el valor presente de las anualidades de los costos antes mencionados, relacionándolos con los índices que mejor representan su variación en el tiempo. De esta forma se obtuvo la fórmula genérica de indexación del CID y del CTLP, para energía y potencia dada por la siguiente expresión:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

Donde:

IMO_t : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación.

IMO_0 : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de enero de 2009 (120,66).

IPC_t : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de febrero de 2009 (100,05).

PPD_t : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en $/litro.

PPD_0 : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período julio de 2008 – diciembre de 2008 (497,77 $/lt).

PPI_t : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI_0 : U.S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de junio de 2008 (200,5).

TAX_t : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.

TAX_0 : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al mes de diciembre de 2008 (0,06).

DOL_t : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en $/US$.

DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de noviembre de 2008 (642,39 $/US$).

El detalle de los cálculos se encuentra en el Anexo H.

8.1 Coeficiente de Indexación CID

Los coeficientes obtenidos para la energía son:

TABLA 46: Coeficientes CID

$Coef_1$	IMO	3,6%
$Coef_2$	IPC	0,6%
$Coef_3$	PPD	91,2%
$Coef_4$	Imp	4,6%

Los coeficientes obtenidos para la potencia son:

TABLA 47: Coeficientes CID

$Coef_1$	IMO	29,9%
$Coef_2$	IPC	14,4%
$Coef_3$	PPD	0,0%
$Coef_4$	Imp	55,7%

8.2 Coeficientes de Indexación CTLP

Los coeficientes obtenidos para la energía son:

TABLA 48: Coeficientes CTLP

$Coef_1$	IMO	21,9%
$Coef_2$	IPC	1,5%
$Coef_3$	PPD	73,0%
$Coef_4$	Imp	3,6%

Los coeficientes obtenidos para la potencia son:

TABLA 49: Coeficientes CTLP

$Coef_1$	IMO	22,7%
$Coef_2$	IPC	15,0%
$Coef_3$	PPD	0,0%
$Coef_4$	Imp	62,3%

Indexación total del CTLP

TABLA 50: Coeficientes totales CTLP

$Coef_1$	IMO	28,1%
$Coef_2$	IPC	4,1%
$Coef_3$	PPD	81,9%
$Coef_4$	Imp	14,0%