“ESTUDIO DE TARIFICACIÓN SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN”

SAGESA S.A.
Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA.

INFORME FINAL

Santiago, Mayo de 2014

Alonso de Córdova 5670, Piso 12, Oficinas 1201- 1203- 1204, Las Condes, Santiago
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

INDICE

1 Resumen Ejecutivo 4

1.1 Sistema Mediano Hornopirén 4
1.1.1 Valorización de Instalaciones existentes al 31/12/2012 4
1.1.2 Proyección de la demanda 5
1.1.3 Costos de Operación y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2012 5
1.1.4 Plan de expansión óptimo 5
1.1.5 Costo incremental de desarrollo 6
1.1.6 Proyecto de reposición eficiente 6
1.1.7 Costo total de largo plazo 7
1.1.8 Fórmulas de indexación 8
2 Introducción 9

2.1 Objetivos y Alcances del Informe Final 9
2.2 Normativa aplicable 10
2.3 Metodología 11
3 Tratamiento de las Instalaciones Existentes 14

3.1 Identificación y caracterización de las instalaciones 14
3.2 Valorización de las instalaciones 14
3.3 Estructura de Personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización 15
4 Proyección de la Demanda 17

4.1 Estudio de regresión entre crecimiento de demanda e inacer 17
4.2 Resultados modelos econométricos 18
5 Plan de Expansión Óptimo 20

5.1 Metodología General 20
5.1.1 Marco Conceptual de la Tarificación 20
5.1.2 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento 20
5.1.3 Determinación de módulos de expansión 22
5.2 Reservas consideradas en el plan de expansión óptimo 22
6 Plan de Expansión Resultante 24

6.1 Rango de validez del plan de expansión 24
7 Costo Incremental de Desarrollo 26

8 Determinación Del Costo Total De Largo Plazo Y Del Proyecto De Reposición Eficiente 27

8.1 Metodología general 27
8.2 Proyecto de reposición eficiente para generación 28
8.3 Proyecto de reposición eficiente para infraestructura de generación 28
8.4 Valorización del proyecto de reposición eficiente 28
8.5 Determinación del Costo Total de Largo Plazo 30
9 Fórmulas de Indexación 32

A. ANEXO: IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES 35

I. Identificación y Caracterización de las Instalaciones 35

i. Plano y topología del sistema 35

ii. Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras 35

iii. Infraestructura 35

B. ANEXO: VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES 36
I. Unidades Generadoras 36
II. Equipos Eléctricos y Otras Instalaciones 39
III. Recargos 40
i. Fletes 40
ii. Montaje 40
iii. Otros Recargos 41
iv. Aplicación de los Recargos 41
v. Costos de Inversión 41
IV. Valorización de Terrenos 42
C. ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 43
I. Marco Conceptual de la Tarificación 43
D. ANEXO: Plan de expansión óptimo – DETERMINACIÓN MÓDULOS EXPANSIÓN 46
I. Catastro de Proyectos de Generación en la zona 46
II. Módulos de Expansión de la Generación 47
i. Módulos Térmicos 47
ii. Módulo Hidroeléctrico 48
E. ANEXO: COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 49

1 RESUMEN EJECUTIVO

Según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas (BTD), el presente Informe Final contiene 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 entrega la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y las propuestas de Fórmulas de Indexación.

A continuación, se presenta una comparación entre el ingreso anual equivalente construido a partir del Costo Incremental de Desarrollo (CID), la energía vendida esperada y el CTLP para el sistema Hornopirén, en el horizonte de tarificación:

TABLA 1: COMPARACIÓN CID-CTLP HORNOPIRÉN

Ítem	2015	2016	2017	2018
CID (US$/MWh)	306,95	306,95	306,95	306,95
Energía (GWh/año)	17,7	20,0	22,7	25,8
Ingresos (Miles US$/año)	5.420	6.145	6.980	7.933
VAN (Ingresos)	20.668			
Anualidad Tarifaria	0,3155			
Ingreso Anual Equivalente (Miles US$/Año)	6.520			
CTLP (Miles US$/Año)	6.591			

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

1.1 SISTEMA MEDIANO HORNOPIRÉN

1.1.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES AL 31/12/2012

TABLA 2: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, CENTRALES GENERADORAS

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS$)	Promedio (US$/kW)
Térmicas	3.000	1.450	483
Hidráulicas	770	4.410	5.728
Total Generación	**3.770**	**5.860**	**1.554**

TABLA 3: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN EN CENTRALES GENERADORAS

Ítem	VI Total (MUS$)
TotalElementos Tx en Centrales Gx SM Hornopirén	794

De los datos anteriores se tiene que la valorización total de las instalaciones existentes asciende a 6.655 MUS$.

1.1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 4: PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	13.905	2,67
2014	15.670	3,01
2015	17.614	3,38
2016	20.027	3,84
2017	22.690	4,35
2018	25.776	4,95
2019	28.607	5,49
2020	31.750	6,09
2021	35.237	6,76
2022	39.108	7,50
2023	43.404	8,33
2024	48.172	9,24
2025	53.463	10,26
2026	59.336	11,38
2027	65.854	12,64

1.1.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2012

TABLA 5: COSTOS AÑO 2012

Central	C.F.I. (USD$/año)	C.F.D. (USD$/año)	Total (USD$/año)
Hornopirén	352.175	179.214	531.389
Cuchildeo	276.473	190.532	467.005
TOTAL	**628.648**	**369.746**	**998.394**

1.1.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Conforme a la metodología establecida en las BTD, a la metodología, criterios y supuestos contenidos en el presente informe, se determinó el siguiente plan de expansión para el SM de Hornopirén:

TABLA 6: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN SM HORNOPIRÉN

Año	Tipo/Cap (MW)
2013	CTN1, 0,8 MW
2014	CTN2, 0,8 MW
2015	
2016	CTN3, 0,8 MW
2017	CTN4, 0,8 MW
2018	
2019	CTN5, 0,8 MW

Año	Tipo/Cap (MW)
2020	CTN6, 0,8 MW
2021	CTN7, 0,8 MW
2022	CTN8, 0,8 MW
2023	CTN9, 0,8 MW
2024	CTN10, 0,8 MW
2025	CTN11, 0,8 MW / CTN12, 0,8 MW
2026	CTN13, 0,8 MW / CTN14, 0,8 MW
2027	CTN15, 0,8 MW

1.1.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Hornopirén se muestra en la tabla siguiente desagregado en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 7: CID POR BARRA SM HORNOPIRÉN

Nudo	CIDGj (US$/kWh)	CIDLj (US$/kWh)	CIDj (US/kWh)
Hornopirén	0,307	0,000	0,307

1.1.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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

TABLA 8: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM HORNOPIRÉN

Plan de Expansión	Año	P MW
Unidad 5 Cuchildeo	2012	0,78
CT Nva 1	2012	0,80
CT Nva 2	2012	0,80
CT Nva 3	2012	0,80
CT Nva 4	2012	0,80
CT Nva 5	2013	0,80
CT Nva 6	2015	0,80
CT Nva 7	2016	0,80
CT Nva 8	2018	0,80
CT Nva 9	2019	0,80
CT Nva 10	2020	0,80
CT Nva 11	2021	0,80
CT Nva 12	2022	0,80
CT Nva 13	2023	0,80
CT Nva 14	2024	0,80
CT Nva 15	2025	0,80
CT Nva 16	2025	0,80
CT Nva 17	2026	0,80

Plan de Expansión	Año	P MW
CT Nva 18	2027	0,80
CT Nva 19	2027	0,80

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 9: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN HORNOPIRÉN

Central	VI Gx (MUS$)	VI Tx asocaido a Gx (MUS$)	Total VI (MUS$)
Cuchildeo	4.410	187	4.597
Hornopirén	1.520	603	2.123
Total SM Hornopirén	**5.930**	**790**	**6.720**

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 10: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM HORNOPIRÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS$
CT Nva 5	2013	0,80	1.045
CT Nva 6	2015	0,80	468
CT Nva 7	2016	0,80	468
CT Nva 8	2018	0,80	468
CT Nva 9	2019	0,80	468
CT Nva 10	2020	0,80	468
CT Nva 11	2021	0,80	468
CT Nva 12	2022	0,80	468
CT Nva 13	2023	0,80	468
CT Nva 14	2024	0,80	468
CT Nva 15	2025	0,80	468
CT Nva 16	2025	0,80	468
CT Nva 17	2026	0,80	468
CT Nva 18	2027	0,80	468
CT Nva 19	2027	0,80	468

1.1.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El costo total de largo plazo es el siguiente:

TABLA 11: CTLP SM HORNOPIRÉN

CTLPG (MUS$)	CTLPL (MUS$)	CTLP (MUS$)
6.495	96	6.591

1.1.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

Los coeficientes son:

TABLA 12: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	15,30%	54,90%	25,72%	14,3%	75,1%	17,6%
$Coef_2$	IPC	9,40%	23,40%	13,11%	7,6%	24,9%	10,3%
$Coef_3$	PPD	71,80%	0,00%	52,83%	74,2%	0,0%	62,2%
$Coef_4$	Imp	3,50%	21,70%	8,33%	3,9%	0,0%	9,8%

TABLA 13: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN, COMPONENTE HIDRÁULICA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	61,80%	0,00%	61,78%	67,3%	73,9%	40,5%
$Coef_2$	IPC	38,20%	0,00%	38,22%	30,6%	26,1%	28,1%
$Coef_3$	PPD	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%
$Coef_4$	Imp	0,00%	0,00%	0,00%	2,1%	0,0%	31,5%

TABLA 14: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN, COMPONENTE TÉRMICA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	15,30%	54,90%	25,72%	9,3%	64,3%	12,9%
$Coef_2$	IPC	9,40%	23,40%	13,11%	5,4%	35,7%	8,3%
$Coef_3$	PPD	71,80%	0,00%	52,83%	81,2%	0,0%	73,4%
$Coef_4$	Imp	3,50%	21,70%	8,33%	4,1%	0,0%	5,4%

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, , 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 (SSMM). 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°779/2013, 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 S.A. y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA., en adelante las Empresas, has contratado a GTD Ingenieros Consultores Ltda. para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión del Sistema Mediano de Hornopirén.

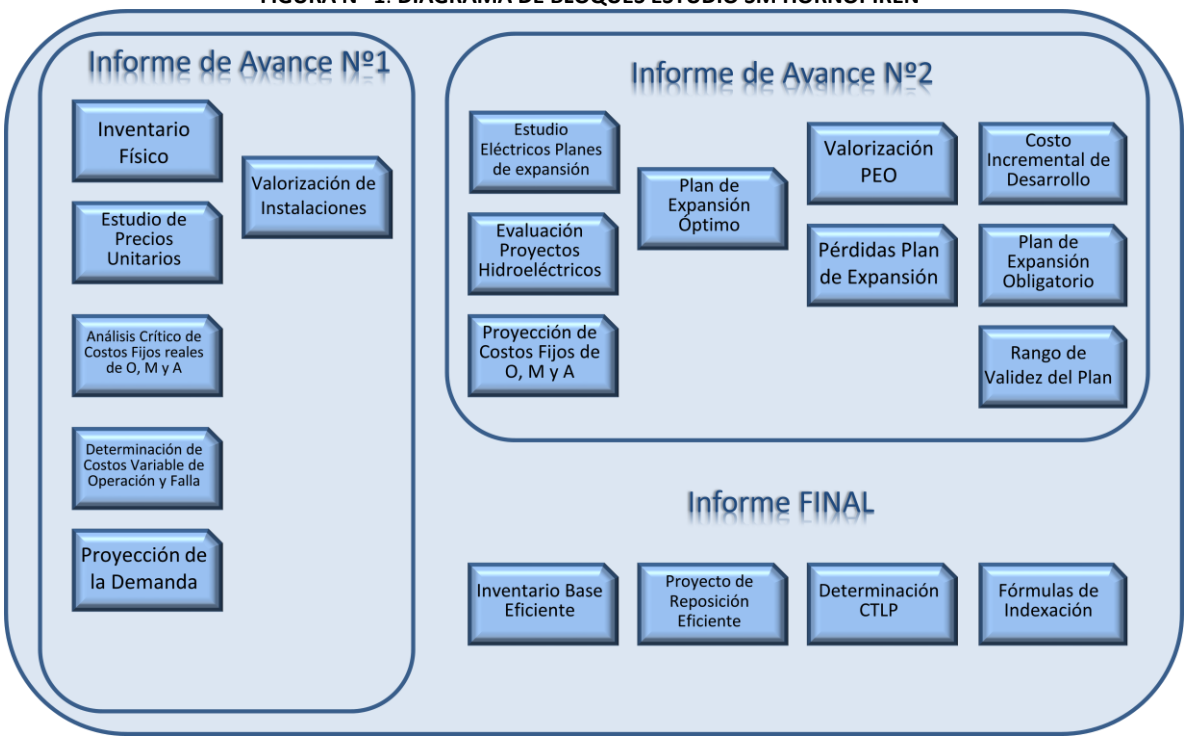
2.1 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL INFORME FINAL

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.

El siguiente diagrama representa las etapas realizadas del presente estudio:

FIGURA Nº 1: DIAGRAMA DE BLOQUES ESTUDIO SM HORNOPIRÉN



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 CNE N°779/2013, Aprueba 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.
    - 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 Base de costos del Consultor actualizada a la fecha definida en las Bases.
        - En el caso de las centrales hidráulicas, se valorizó las unidades existentes tomando como referencia un estudio encargado por la Empresa a POCH, el que fue revisado y analizado críticamente.
        - Para los recargos se utilizó los valores aprobados por SEC en el VNR 2011 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 se respetó la superficie real, y en caso de estar disponible la información se consideró el valor efectivamente pagado, en caso de no disponer de dichos cifras se utilizaron valores de mercado cotizados por el Consultor.
    - La revisión de los Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización incluyó:
        - Chequeo de la asignación de costos entregada por las Empresas, 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.
        - Para validar la asignación anterior, se modeló la Empresa SAGESA administrando las centrales del sistema Hornopirén y Cochamó, incluyendo Cuchildeo; y las otras centrales que SAGESA administra fuera de los Sistemas Medianos, de modo de recoger las economías de escala y de ámbito señaladas en las bases.
        - 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.
   - Para la proyección, se buscó la regresión que mejor se ajuste a los datos históricos. A continuación, se comparó con estudios encargados por la empresa y los valores reales registrados a la fecha, complementando con ellos la proyección original.
   - 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 obtenidas de los Estudios Sistémicos encargados por la empresa, en el contexto de los estudios obligatorios que la Norma Técnica exige a los propietarios de estos sistemas.
   - A partir de los crecimientos de demanda anuales se eligieron módulos de un tamaño tal que se adaptarán al crecimiento de la demanda, con ellos se van 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, encontrándose algunas alternativas adecuadas al tamaño de la demanda de los Sistemas, por lo que se consideraron en la expansión.
   - 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 unidades generadoras administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva unidad.
   - Mediante el uso del software PLP se determinan los costos de operación de los sistemas, dando cuenta de las distintas condiciones hidrológicas que se pueden presentar en los sistemas. Los costos así obtenidos son ajustados en función de la eficiencia que las máquinas presentan para operación con bajo nivel de carga.

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 las Bases Técnicas.
   - Para el caso del sistema en estudio, dado que 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.
   - Se revisó el diseño de las centrales existentes y se optimizó considerando la capacidad actual de generación y las condiciones de mercado y tecnológicas vigentes. Se consideró que su estándar de equipamiento contuviera un equipamiento similar al que contienen los módulos de la expansión.
   - 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.
   - Mediante el uso del software PLP se determinan los costos de operación de los sistemas, dando cuenta de las distintas condiciones hidrológicas que se pueden presentar en los sistemas. Los costos así obtenidos son ajustados en función de la eficiencia que las máquinas presentan para operación con bajo nivel de carga.

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 de las BTD.

7. Fórmulas de Indexación

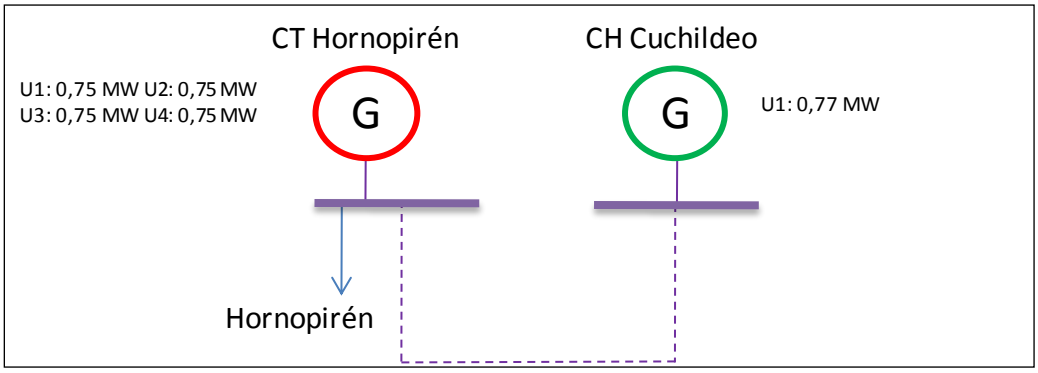
   - Se examinaron las partidas de costo que se incluyen en el cálculo del CID y del CTLP y se los factores de indexación según la naturaleza y origen de cada partida.
   - Se subagruparon estas partidas como componentes de energía o de potencia.
   - Se calculó el peso de cada uno de coeficientes de indexación para calcular la matriz de coeficientes totales para indexar las partidas de costo de energía u potencia en el CID y CTLP.

3 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

3.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Este estudio caracteriza el Sistema Mediano de Hornopirén que se ubica en la X Región. Este sistema tiene centrales térmicas e hidráulicas y no posee sistema de transmisión.

En las figuras siguientes se muestran un esquema del sistema en estudio, en anexos se presenta una mayor descripción de las instalaciones de generación que los componen:



3.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

En el anexo de valorización se describe la base de costos unitarios utilizada para determinar los costos unitarios con los que se conformaron los precios bases utilizados para la determinación de los costos unitarios de las unidades generadoras. Igualmente se describen los supuestos considerados para las otras componentes del precio unitario.

En las tablas siguientes se muestran los resultados de las valorizaciones de las instalaciones existentes, se muestran aquellas correspondientes a las centrales generadoras separada en la componente de generación y la componente de transmisión existente es las centrales y que se asocian principalmente a las subestaciones elevadoras. Los resultados son los siguientes:

- Valor de inversión instalaciones de generación

TABLA 15: VI actualizado generación

Valor de Inversión (Miles de US$)								
Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Gen.	Total general
Hornopirén	**473**	**275**	**16**	0	**297**	**1.936**	**2.864**	**5.860**
Cuchildeo	473	275	9	0	247	908	2.499	4.410
Hornopirén	0	0	7	0	50	1.028	365	1.450
Total general	**473**	**275**	**16**	**0**	**297**	**1.936**	**2.864**	**5.860**

- Valor de inversión instalaciones de transmisión asociadas a generadores

TABLA 16: VI actualizado transmisión en centrales generadoras

Valor de Inversión (Miles de US$)								
Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Transm.	Total general
Hornopirén	0	0	**3**	**616**	**31**	0	**144**	**794**
Cuchildeo	0	0	0	154	10	0	22	187
Hornopirén	0	0	3	462	21	0	122	607
Total general	**0**	**0**	**3**	**616**	**31**	**0**	**144**	**794**

Cabe señalar que los resultados anteriores se han modificado respecto a aquellos contenidos en el Informe de Avance II. Las diferencias se producen por la incorporación de correcciones en los precios de materiales como el hormigón y le acero estructural.

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

De acuerdo a las bases, para efectos de determinar y valorizar el Proyecto de Reposición Eficiente y el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá también definir la estructura y el costo global anual óptimo del personal dedicado a la operación, mantención, administración y comercialización de la empresa correspondiente, y su evolución en el tiempo considerando sueldos de mercado, planta de personal adecuada, entre otros, además de las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa.

Se debe incluir el número, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos u otros que conforman la planta de personal utilizada por cada Empresa, así como el gasto y costo unitario de insumos tales como combustibles, lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios y medicamentos, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros.

A continuación se presenta el resumen de los costos fijos indirectos y directos de los costos informados por la empresa y de los costos modelados por el consultor.

TABLA 17: FIJOS OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Central	C.F.I. (USD$/año)	C.F.D. (USD$/año)	Total (USD$/año)
Hornopirén	352.175	179.214	531.389
Cuchildeo	276.473	190.532	467.005
TOTAL	**628.648**	**369.746**	**998.394**

El detalle del cálculo de los costos reales de la empresa se encuentra en el anexo correspondiente y el detalle de los costos modelados por el consultor se encuentra en el anexo correspondiente.

4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

De acuerdo a lo indicado en las Bases, para efectuar la proyección de demanda se ha considerado la siguiente información:

- Registro histórico de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano, a lo menos los últimos 8 años.
- Encuestas de consumo para clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano.
- Registros históricos horarios de mediciones de demanda de energía y de potencia, en cada barra de consumo del Sistema Mediano, así como las series históricas disponibles, a paso mensual.
- Registro histórico de ventas de energía en cada barra del Sistema Mediano.
- Registro histórico de generación bruta diaria por cada una de las unidades generadoras, así como las series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en cada Sistema Mediano.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación en cada una de las unidades generadoras del Sistema Mediano.
- Series históricas del Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) de la región de referencia, elaborado por el INE. El horizonte histórico de este indicador debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del Sistema Mediano.

Igualmente se establece que se deberá considerar la aplicación de dos modelos, a saber, un Modelo de Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un modelo de Ajuste Parcial.

A partir de lo anterior, se obtiene la siguiente proyección de demanda de energía con ambos modelos:

4.1 ESTUDIO DE REGRESIÓN ENTRE CRECIMIENTO DE DEMANDA E INACER

En primer lugar se analiza la relación entre el INACER de la región de Los Lagos y el consumo de energía eléctrica. Con esto se busca determinar la bondad de la variable explicativa. En la siguiente tabla se muestra el resultado de las regresiones.

TABLA 18: RESULTADOS PARÁMETROS REGRESIÓN

Estadísticas de la regresión	Hornopirén
Coeficiente de correlación múltiple	0,72
Coeficiente de determinación R^2	0,52
R^2 ajustado	0,52
Error típico	210,44
Observaciones	168,00

4.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS

Se han evaluado dos modelos econométricos, un modelo Autoregresivo Integrado de Media Movil (ARIMA) y un modelo de Ajuste Parcial.

El resultado de los estadísticos de cada modelo se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 19: RESULTADOS PARÁMETROS ARIMA Y AP

Estadístico	ARIMA	Ajuste Parcial
MAPE	18,223	15,130
Theil	11,498	12,287

De lo anterior, y de la observación de las proyecciones resultantes, se tiene valores de tasas de crecimiento del orden del 5,3% anual para la proyección ARIMA y 3,04% para el Ajsute Parcial, los cuales difieren de las tasas históricas de esta zona.

En vista de lo anterior se procede a efectuar una regresión logarítmica (LP) que correlaciona el crecimiento de la demanda histórica con el INACER, los resultados de esta última regresión entregan tasas históricas similares a las que efectivamente se han presentado de esta zona.

Los resultados anteriores se complementaron con informes de demanda elaborados para la empresa propietaria de las instalaciones, los cuales presentan resultados que se ajustan de mejor manera a los resultados reales de demanda que se han presentando en estos sistemas. Dado lo anterior se incorporaron a los análisis de proyección. Con lo anterior los resultados obtenidos son los siguientes:

TABLA 20: RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA SISTEMA ANALIZADO

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	13.905	2,67
2014	15.670	3,01
2015	17.614	3,38
2016	20.027	3,84
2017	22.690	4,35
2018	25.776	4,95
2019	28.607	5,49
2020	31.750	6,09
2021	35.237	6,76
2022	39.108	7,50
2023	43.404	8,33
2024	48.172	9,24
2025	53.463	10,26
2026	59.336	11,38
2027	65.854	12,64

El informe complementario al que se hace referencia anteriormente fue desarrollado por la empresa Jorge Quiroz C & Consultores Asociados, con fecha Abril de 2014, el cual se encuentra a disposición de la CNE en caso de ser requerido.

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

En anexo a este Informe Principal, se encuentra la descripción del marco conceptual de la tarificación mediante Costos Incrementales de Desarrollo.

5.1.2 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

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

5.1.2.1 COSTOS FIJOS (CF)

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 agruparon y parametrizaron estos costos fijos según:

- Costos Fijos Incrementales
- Costos Fijos Aditivos
- Costos Fijos de Estructura

El detalle de los ítems anteriores y sus resultados, se encuentran en el anexo correspondiente. El resumen de estos resultados es el siguiente:

TABLA 21: PARAMETRIZACIÓN DE COSTOS FIJOS

Tipo	VI	Costos Fijos (Incrementales VI)	Costos Fijos (Aditivos)	Costos Fijos (Estructura)
	(M$)	% sobre VI	US$/unidad	US$
Hornopirén termo	2.057	1,28%	38.243	352.175
Hornopirén hidro	4.597	0,94%	147.165	276.473
TOTAL	**6.655**		**185.408**	**628.648**

5.1.2.2 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

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 los precios de combustibles se determinaron como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2012, convertidos al dólar observado al 31 de diciembre de 2012, los cuales se resumen en el siguiente cuadro.

TABLA 22: PRECIOS PROMEDIO COMBUSTIBLE

Sistema	Central	Costo Combustible	
		$/Lt	US$/Lt
SIST. HORNOPIRÉN	Central Hornopirén	430,7	0,90

Análogamente, en las tablas siguientes se resume los costos variables no combustibles determinados para los módulos de diseño.

TABLA 23: COSTOS VARIABLES SM HORNOPIRÉN

Sistema	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US$/MWh)	Precio combustible US $ Dic 2012 $/lt	Costo Variable Total (US$/MWh)
Hornopirén	0,26	11,8	0,90	246,5

Con los valores anteriores se determinan los costos variables totales de cada central, los cuales se incorporan al modelamiento del PLP. En la valorización de los costos de operación se ha incorporado la pérdida de eficiencia que presentan las máquinas al operar a niveles de carga menor que los nominales, de acuerdo a información contenida en catálogos de máquinas de este tipo. Los factores utilizados son los siguientes:

TABLA 24: PONDERACIÓN COSTOS VARIABLES PARA OPERACIÓN A MENOR CARGA

P. despachada (P.U)	Ponderación costo variable
0,0%	1,0721
50,0%	1,0721
75,0%	1,0142
100,0%	1,0000

5.1.3 DETERMINACIÓN DE MÓDULOS DE EXPANSIÓN

Con el objeto de analizar los módulos factibles de incorporar en la expansión del sistema se efectúa primeramente un catastro de los proyectos hidráulicos en la zona. Se han analizado su ubicación, sus derechos de agua, el nivel de ingeniería que presentan, y otros antecedentes que permitan definir el grado de certidumbre que ellos presentan con el objeto de determinar la factibilidad de su incorporación, de los análisis realizados se obtiene que no existen proyectos de generación hidráulicos factibles de ser incorporados en la expansión de los sistemas analizados.

Respecto de los módulos térmicos, se han definido bloques de potencia de 800 kW. El tamaño fue escogido en consideración a la tasa de crecimiento de demanda del sistema en el mediano plazo.

A su vez cada para la determinación del costo de los módulos, se escalaron en etapas constructivas en el tiempo:

- Etapa I: corresponde a la instalación del primer módulo de este tipo en el punto de generación ampliado. Considera además de la unidad generadora con su transformador, la adquisición del terreno y la construcción de las instalaciones comunes que permitirán soportan el tren de inversiones que se podrá instalar en la misma central.

- Etapa II: corresponde al costo de la ampliación de un punto de generación que ya contaba con al menos un módulos de generación de igual característica haciendo uso de las instalaciones que ya se encontraban construida en dicha subestación.

En anexo a este informe se presenta un mayor análisis de la factibilidad de incorporación de módulos hidráulicos y las características de los módulos térmicos considerados. Un resumen de estos módulos se muestra a continuación:

TABLA 25: DETALLE MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA HORNOPIRÉN

Nombre	800 kW
Costo Etapa I (US$)	1.045,4
Vida Útil Etapa I (años)	20,75
Costo Etapa II (US$)	467,5
Vida Útil Etapa II (años)	23,01

5.2 RESERVAS CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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 y Transmisión posea reservas y redundancias que le permita que ante contingencias el suministro no se vea interrumpido o sus efectos se minimicen, todo ello considerando un criterio de racionalidad económica que significa que los sobrecostos de instalación y operación necesarios para hacer frente a tales contingencias no superen el costo de falla o energía no servida de los consumidores.

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

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

Conforme establece el artículo 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.

El valor del costo de falla de corta duración a utilizar en la determinación de la reserva óptima de potencia es de 14.408,42 US$/MWh, conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las Bases.

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.

SAGESA S.A., encargó los estudios a los cuales hace mención el capítulo 6-3 de la NT, a la empresa consultora Mercados Energéticos Consultores para el sistema Hornopirén, en el estudio anterior, que aún se encuentra en etapa de revisión, se recomendó como reserva para el sistema un valor de 18%, el cuál fue considerado para el año base del estudio.

Adicionalmente como condición de diseño del parque generador se consideró la aplicación del criterio N-1 respecto de este parque, de manera tal de asegurar que en condiciones de falla de una máquina se pueda suministrar la demanda máxima del sistema. Este balance se realiza considerando condiciones de aporte hidráulico seco al sistema para reflejar las condiciones más restrictivas que este puede poseer.

6 PLAN DE EXPANSIÓN RESULTANTE

Se muestran a continuación, los Planes de Expansión resultantes:

TABLA 26: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN SM HORNOPIRÉN

Año	Tipo/Cap (MW)
2013	CTN1, 0,8 MW
2014	CTN2, 0,8 MW
2015	
2016	CTN3, 0,8 MW
2017	CTN4, 0,8 MW
2018	
2019	CTN5, 0,8 MW
2020	CTN6, 0,8 MW
2021	CTN7, 0,8 MW
2022	CTN8, 0,8 MW
2023	CTN9, 0,8 MW
2024	CTN10, 0,8 MW
2025	CTN11, 0,8 MW / CTN12, 0,8 MW
2026	CTN13, 0,8 MW / CTN14, 0,8 MW
2027	CTN15, 0,8 MW

6.1 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la siguiente tabla se muestra el rango de variación de la tasa de crecimiento de la demanda que se ha simulado.

TABLA 27: SENSIBILIDAD PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMO

Año	Esc. Base		Esc. Dem Alta (5% Mayor)		Esc. Dem Baja (10% Menor)	
	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]
2013	2,668		2,668		0,595	
2014	3,159	0,00%	3,024	0,00%	0,000	0,00%
2015	3,506	0,00%	3,417	0,00%	0,000	0,00%
2016	3,891	0,00%	3,909	0,00%	0,000	0,00%
2017	4,319	0,00%	4,455	0,00%	0,000	0,00%
2018	4,793	0,00%	5,091	0,00%	0,000	0,00%
2019	5,320	0,00%	5,678	0,00%	0,000	0,00%
2020	5,904	0,00%	6,333	0,00%	0,000	0,00%
2021	6,553	0,00%	7,063	0,00%	0,000	0,00%
2022	7,272	0,00%	7,878	0,00%	0,000	0,00%
2023	8,071	0,00%	8,787	0,00%	0,000	0,00%
2024	8,958	0,00%	9,800	0,00%	0,000	0,00%
2025	9,942	0,00%	10,931	0,00%	0,000	0,00%
2026	11,034	0,00%	12,191	0,00%	0,000	0,00%
2027	12,246	0,00%	13,597	0,00%	0,000	0,00%

Luego para los escenarios, demanda optimista y pesimista respecto al escenario base, se obtienen los siguientes efectos sobre el cronograma del Plan.

TABLA 28: SENSIBILIDADES A LA DEMANDA EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Año	Esc Base		Esc. Demanda Alta		Esc. Demanda Baja	
	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]
2013	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2014	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2015	0	0	0	0	0	0
2016	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2017	1	0,8	1	0,8	0	0
2018	0	0	0	0	1	0,8
2019	1	0,8	1	0,8	0	0
2020	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2021	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2022	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2023	1	0,8	2	1,6	1	0,8
2024	1	0,8	1	0,8	1	0,8
2025	2	1,6	2	1,6	1	0,8
2026	2	1,6	2	1,6	1	0,8
2027	1	0,8	2	1,6	2	1,6
Total	**15**	**12**	**17**	**13,6**	**13**	**10,4**

Como se aprecia en la tabla, si la tasa de crecimiento real de la demanda resultara un 5% mayor que la tasa base, no afectaría el plan de expansión óptimo.

Por otra parte, en el escenario de demanda baja, no se producen modificaciones al plan de expansión en el período tarifario en el período 2013 a 2017. Sin embargo, sí se produce el atraso de la unidad que entra el 2018. En caso de verificarse las desviaciones de demanda deberán revisar las condiciones operacionales del sistema.

7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

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

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

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

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del SM de Hornopirén se muestra en la tabla siguiente desagregado en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 29: CID POR BARRA SM HORNOPIRÉN

Nudo	CIDGj (US$/kWh)	CIDLj (US$/kWh)	CIDj (US/kWh)
Hornopirén	0,307	0,000	0,307

8 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 Hornopirén, 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.

8.1 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.

8.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

Parque Hidroeléctrico

El parque hidroeléctrico de este sistema está compuesto por la central Cuchildeo. Este Consultor considera que el diseño actual responde de manera eficiente a los requerimientos de la demanda en la zona y se mantiene su configuración.

Parque Térmico

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

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

Tal como se ha señalado anteriormente, se han mantenido las características de las centrales existentes en caso que el número de unidades que conformen en proyecto de reposición para el año base sea igual a la cantidad de unidades existentes. De esta manera se internalizan sus eficiencias respeto de su ubicación y su relación con el sistema de transmisión o distribución que exista.

8.4 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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

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

TABLA 30: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM HORNOPIRÉN

Plan de Expansión	Año	P MW
Unidad 5 Cuchildeo	2012	0,78
CT Nva 1	2012	0,80
CT Nva 2	2012	0,80
CT Nva 3	2012	0,80
CT Nva 4	2012	0,80
CT Nva 5	2013	0,80
CT Nva 6	2015	0,80
CT Nva 7	2016	0,80
CT Nva 8	2018	0,80
CT Nva 9	2019	0,80
CT Nva 10	2020	0,80
CT Nva 11	2021	0,80
CT Nva 12	2022	0,80

Plan de Expansión	Año	P MW
CT Nva 13	2023	0,80
CT Nva 14	2024	0,80
CT Nva 15	2025	0,80
CT Nva 16	2025	0,80
CT Nva 17	2026	0,80
CT Nva 18	2027	0,80
CT Nva 19	2027	0,80

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 31: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN HORNOPIRÉN

Central	VI Gx (MUS$)	VI Tx asocaido a Gx (MUS$)	Total VI (MUS$)
Cuchildeo	4.410	187	4.597
Hornopirén	1.520	603	2.123
Total SM Hornopirén	**5.930**	**790**	**6.720**

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 32: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM HORNOPIRÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS$
CT Nva 5	2013	0,80	1.045
CT Nva 6	2015	0,80	468
CT Nva 7	2016	0,80	468
CT Nva 8	2018	0,80	468
CT Nva 9	2019	0,80	468
CT Nva 10	2020	0,80	468
CT Nva 11	2021	0,80	468
CT Nva 12	2022	0,80	468
CT Nva 13	2023	0,80	468
CT Nva 14	2024	0,80	468
CT Nva 15	2025	0,80	468
CT Nva 16	2025	0,80	468
CT Nva 17	2026	0,80	468
CT Nva 18	2027	0,80	468
CT Nva 19	2027	0,80	468

8.5 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. La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

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

$$CTLPL = \left(\sum_{t=1}^{T} \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t}\right) \times \left(\frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}\right)$$

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$.

$AVIG_t$: 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$.

$COMAG_t$: 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$.

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

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

$COMAL_t$: 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 transmisión, 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 costos por sistema mediano:

Resultados CTLP

TABLA 33: CTLP SM HORNOPIRÉN

CTLPG (MUS$)	CTLPL (MUS$)	CTLP (MUS$)
6.495	96	6.591

9 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.

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:

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

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 octubre de 2012 (121,44).

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 noviembre de 2012 (108,64).

PPD_t : Precio vigente del Petróleo Diesel en el SM correspondiente, 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 SM correspondiente, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período junio de 2012 – noviembre de 2012 en Hornopirén: 429,42 $/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 2012 (199,8).

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 noviembre de 2012 (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 2012 (480,57 $/US$).

TABLA 34: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	15,30%	54,90%	25,72%	14,4%	75,1%	17,6%
$Coef_2$	IPC	9,40%	23,40%	13,11%	7,4%	24,9%	10,2%
$Coef_3$	PPD	71,80%	0,00%	52,83%	74,3%	0,0%	62,3%
$Coef_4$	Imp	3,50%	21,70%	8,33%	3,9%	0,0%	9,8%

TABLA 35: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN, COMPONENTE HIDRÁULICA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	61,80%	0,00%	61,78%	63,9%	73,9%	39,5%
$Coef_2$	IPC	38,20%	0,00%	38,22%	34,1%	26,1%	29,7%
$Coef_3$	PPD	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%
$Coef_4$	Imp	0,00%	0,00%	0,00%	2,0%	0,0%	30,7%

TABLA 36: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM HORNOPIRÉN, COMPONENTE TÉRMICA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
$Coef_1$	IMO	15,30%	54,90%	25,72%	9,4%	64,3%	13,0%
$Coef_2$	IPC	9,40%	23,40%	13,11%	4,7%	35,7%	7,7%
$Coef_3$	PPD	71,80%	0,00%	52,83%	81,8%	0,0%	73,8%
$Coef_4$	Imp	3,50%	21,70%	8,33%	4,1%	0,0%	5,5%

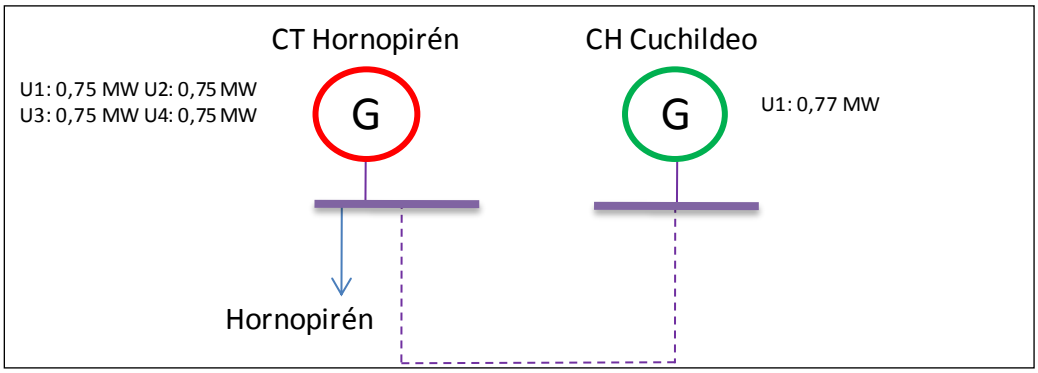
ANEXOS

A. ANEXO: IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

I. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

i. PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

A continuación se presentan los unilineales simplificados de los sistemas medianos en análisis, indicándose los nudos a considerar en el estudio.



ii. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Se han identificado las siguientes unidades generadoras:

TABLA 37: CENTRALES GENERADORAS SISTEMA HORNOPIRÉN

Central	Tecnología	Propietario	Coordenadas	US$/kW	Capacidad [kW]
Hornopirén	Sincrónico	SAGESA	Latitud 41°57'36,96'' S Longitud 72°29'4,09'' O	Diesel	3,00
Cuchildeo	Sincrónico	CUCHILDEO	Latitud 41°57'35,68'' S Longitud 72°28'57,93'' O	Hidráulica	0,77

iii. INFRAESTRUCTURA

Respecto de la infraestructura informada por la empresa y posteriormente auditada por el consultor, se puede ver el detalle en el Anexo del respectivo sistema mediano.

B. ANEXO: VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

I. UNIDADES GENERADORAS

La empresa entregó información e su inventario físico y precios respaldados con cotizaciones de algunos elementos.

El consultor analizó la información para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones, precios de la empresa y precios utilizados en los últimos estudios de VAD.

Tanto para las unidades térmicas como hidráulicas se procedió a analizar los costos unitarios de las unidades generadoras de acuerdo a lo indicado en el literal b del punto número 3 de las Bases para la Realización del Estudio de Sistemas Medianos.

Para el caso de las unidades térmicas e hidráulicas, se ajustaron los valores de las cotizaciones de equipos generadores, entregadas tanto por la empresa como de proyectos recientes, a Diciembre de 2012 mediante la aplicación de factor de actualización CPI; finalmente, se presentaron los antecedentes en un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en las abscisas y el precio unitario (US$/kW) en ordenadas.

TABLA 38: COTIZACIONES DE UNIDADES TÉRMICAS EN US$

Característica	Capacidad (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US$)	Costo Ajustado Dic-12 (US$)	Costo Unitario (US$/kW)
Generador Térmico	400	Cummins	14-may-09	71.000	76.227	190,57
Generador Térmico	656	Cummins	14-may-09	114.000	122.393	186,57
Generador Térmico	800	Cummins	14-may-09	137.000	147.087	183,86
Generador Térmico	1.000	Cummins	14-may-09	195.000	209.357	209,36
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	436.000	464.851	193,69
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	290.500	309.723	193,58
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	145.300	154.915	193,64
Generador Térmico	800	Cummins	05-abr-11	152.059	155.233	194,04
Generador Térmico	400	Finning	04-sep-12	85.000	84.337	210,84
Generador Térmico	800	Cummins	03-ene-13	176.888	176.366	220,46
Generador Térmico	580	Finning	10-jun-13	167.500	164.700	283,97
Generador Térmico	800	Finning	01-jul-13	189.000	185.768	232,21

FIGURA Nº 2: GRÁFICO REGRESIÓN COSTO UNITARIO UNIDADES TÉRMICAS

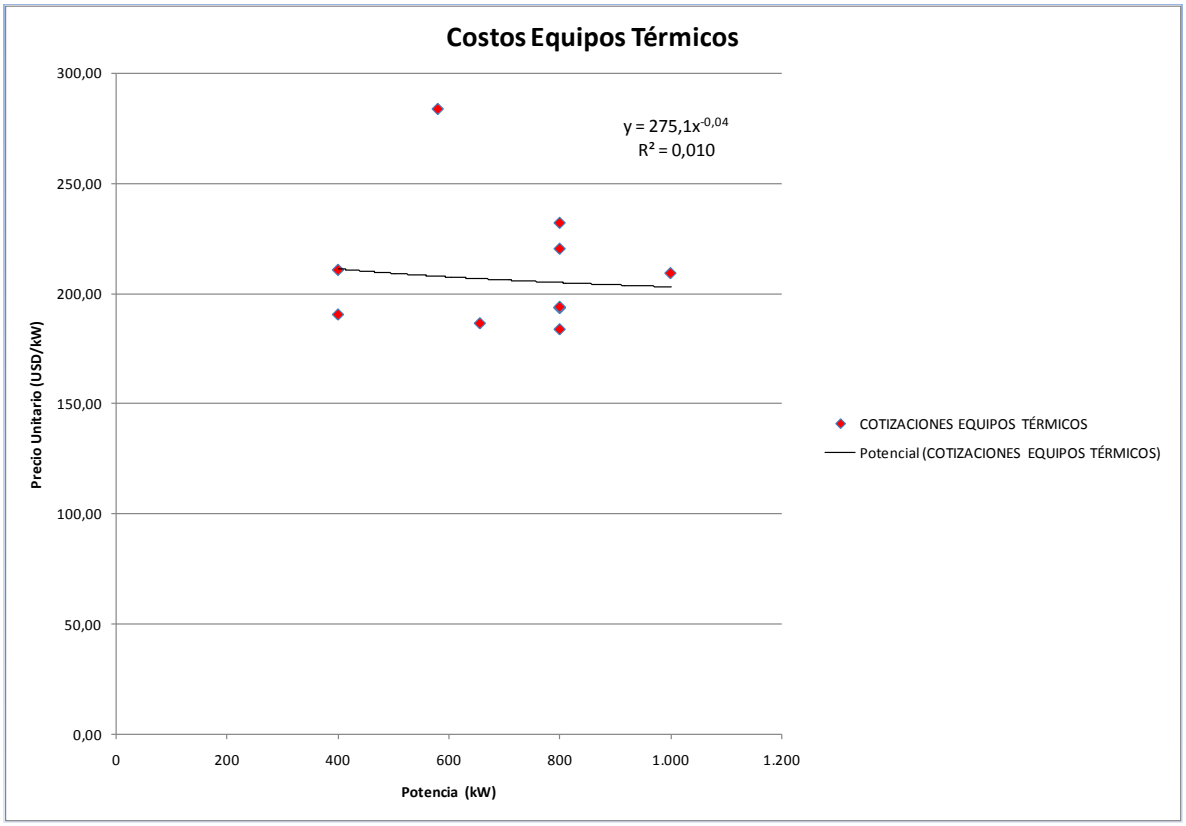
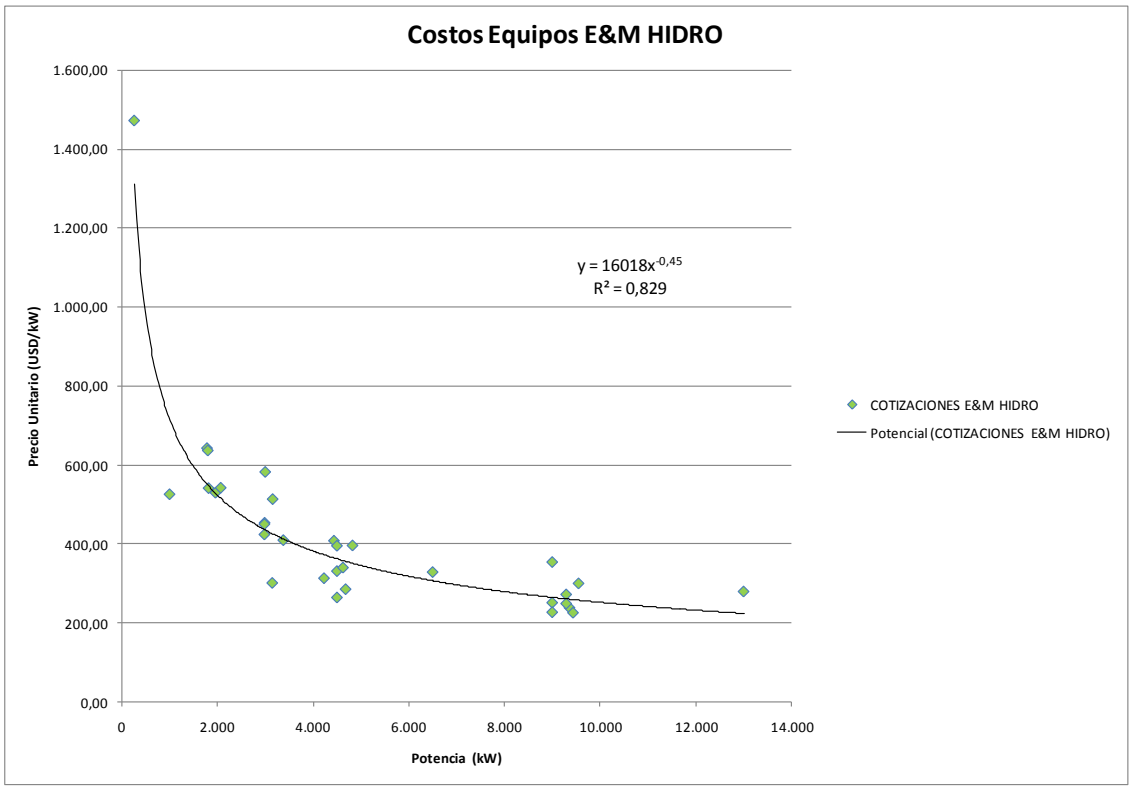


TABLA 39: COTIZACIONES DE UNIDADES HIDRÁULICAS EN US$

Característica	Unidades	Capacidad (kW)	Capacidad Total (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US$/€)	Costo Ajustado Dic-12 (US$)	Costo Unitario (US$/kW)
Generador Hidráulico	1	260	260	Hydro Power Plant	13-oct-09	€ 260.000	382.408	1.470,80
Generador Hidráulico	1	3.156	3.156	Mantex	26-jul-10	€ 1.254.420	1.620.285	513,43
Generador Hidráulico	2	4.437	8.519	Mantex	02-ago-10	€ 2.663.580	3.477.252	408,2
Generador Hidráulico	1	4.229	4.229	TecnoRecursos	01-abr-11	USD 1.298.400	1.325.505	313,43
Generador Hidráulico	1	3.000	3.000	Romatech	30-may-11	USD 1.719.000	1.746.668	582,22
Generador Hidráulico	1	2.983	2.983	Mantex	12-jul-11	€ 902.180	1.264.979	424,06
Generador Hidráulico	1	2.988	2.988	Gugler	29-sep-11	€ 998.880	1.355.150	453,59
Generador Hidráulico	1	1.960	1.960	Mantex	11-oct-11	€ 775.020	1.038.062	529,62
Generador Hidráulico	1	2.983	2.983	Mantex	11-oct-11	€ 1.002.580	1.342.855	450,17

Característica	Unidades	Capacidad (kW)	Capacidad Total (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US$/€)	Costo Ajustado Dic-12 (US$)	Costo Unitario (US$/kW)
Generador Hidráulico	2	1.000	2.000	HNAC	27-oct-11	USD 1.036.900	1.051.463	525,73
Generador Hidráulico	1	1.783	1.783	Dentelli	02-nov-11	USD 1.128.500	1.145.316	642,35
Generador Hidráulico	1	2.070	2.070	Reflex	07-nov-11	USD 1.105.832	1.122.310	542,18
Generador Hidráulico	1	1.800	1.800	Reflex	07-nov-11	USD 1.128.640	1.145.458	636,37
Generador Hidráulico	1	1.816	1.816	Cink	08-nov-11	€ 715.000	982.951	541,27
Generador Hidráulico	2	3.378	6.756	Mantex	05-nov-12	€ 2.135.024	2.768.081	409,72
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	Errázuriz & Asociados	07-ene-13	USD 2.271.000	2.264.304	251,59
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	Errázuriz & Asociados	07-ene-13	USD 2.991.700	2.982.879	331,43
Generador Hidráulico	3	3.147	9.441	CINK	31-ene-13	€ 2.098.000	2.846.275	301,48
Generador Hidráulico	1	9.292	9.292	Mantex	31-ene-13	€ 1.865.731	2.531.165	272,4
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.224.390	3.188.767	354,31
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.598.580	3.558.822	395,42
Generador Hidráulico	1	13.000	13.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.678.130	3.637.494	279,81
Generador Hidráulico	2	6.500	13.000	HMEC	01-feb-13	USD 4.323.590	4.275.822	328,91
Generador Hidráulico	2	4.680	9.360	Gugler	04-feb-13	€ 1.956.840	2.673.997	285,66
Generador Hidráulico	1	9.361	9.361	Gugler	04-feb-13	€ 1.636.260	2.235.928	238,86
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	HNAC	05-feb-13	USD 2.069.421	2.046.558	227,4
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	HNAC	05-feb-13	USD 2.408.629	2.382.018	264,67
Generador Hidráulico	1	9.550	9.550	Scotta	05-feb-13	€ 2.120.000	2.867.591	300,27
Generador Hidráulico	2	4.825	9.650	Scotta	05-feb-13	€ 2.827.000	3.823.906	396,26
Generador Hidráulico	2	4.626	9.252	Mantex	28-mar-13	€ 2.463.297	3.147.593	340,21
Generador Hidráulico	1	9.435	9.435	Gugler	22-abr-13	€ 1.633.260	2.133.583	226,14
Generador Hidráulico	1	9.292	9.292	Mantex	16-may-13	€ 1.799.131	2.316.685	249,32

FIGURA Nº 3: GRÁFICO REGRESIÓN COSTO UNITARIO UNIDADES HIDRÁULICAS



Los detalles de las cotizaciones utilizadas se encuentran en anexos a este informe.

II. EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OTRAS INSTALACIONES

Sobre la base de cotizaciones y antecedentes disponibles por el Consultor de proyectos de características similares e información proporcionada por la empresa, se procedió a valorizar las distintas instalaciones de cada central. El detalle de los precios se puede apreciar en anexos.

Para el caso de la central hidráulica Cuchilldeo se determinó el VI, que corresponde al costo que involucraría la materialización de dichas centrales en el presente, aplicando las técnicas constructivas actuales y diseñándolas para servir las demandas eléctricas del sistema.

Para la valorización del costo de las obras civiles de la central se dispuso de planos constructivos, se cubicaron las cantidades de materiales y de faenas requeridas para su construcción, asignándose a continuación a las cantidades resultantes los precios unitarios directos incluidos en el anexo correspondiente. Además, se incorporó el costo indirecto correspondiente a Gastos Generales y Utilidades del Contratista

El ítem de Gastos Generales considera todos los costos que debe asumir quien construye y que no corresponde a un costo directo; dependen principalmente del tamaño y plazo de la obra, como

también de su complejidad y exigencias del mandante; refleja los gastos de la estructura que una empresa necesita para llevar a cabo sus actividades ordinarias, en general considera los gastos de administración de la empresa que ejecuta las obras.

Adicionalmente, cada contratista puede determinar libremente de acuerdo a sus políticas, estudios, análisis, el margen de utilidad que desea obtener.

De acuerdo a los antecedentes revisados correspondientes al proyecto, y considerando las características de aislamiento geográfico del emplazamiento de las obras y su falta de conectividad, como también la dificultad de acceso a servicios a nivel local, para la determinación de gastos generales y utilidades se consideró un 40% del Costo Directo de construcción.

III. RECARGOS

En base a información entregada por la empresa relativa a los recargos para líneas de transmisión utilizadas en el cálculo del VNR de distribución del año 2011 aprobado por SEC, el Consultor procedió a establecer un conjunto de recargos los cuales se indican a continuación:

i. FLETES

Para la determinación de los costos asociados a fletes de equipos y materiales se consideró el recargo utilizado en el VNR; el valor utilizado fue de 9,88% que corresponde a la suma de flete a bodega (2,18%) y flete a obra rural (7,70%).

En el caso específico de las centrales hidráulicas, el flete considerado para las obras civiles fue un recargo 77 US$/m3 para los hormigones y 0,1 US$/kg para otros materiales como enfierraduras.

ii. MONTAJE

Se agruparon los equipos según la experiencia del Consultor en esta materia, generando diferentes recargos por concepto de montaje, conforme a la siguiente tabla:

TABLA 40: Recargo de Montaje para Valorización de Centrales

Equipos	Recargo
Banco de batería, TTCC, transformadores de poder pequeños, transformadores SSAA	3%
Containers, portones, estanques, cierros metálicos	5%
Generadores térmicos, cables y otros elementos eléctricos	10%
Luminarias	11%
Desconectador bajo carga	15%
Trafos de poder, trafos SSAA, reconectadores, pararrayos, interruptores	18%
Desconectador cuchilla, funicular, puentes grúa, malla a tierra	20%
Sistema de comunicaciones, tableros centralizados, semitrailer	25%
Edificio albañilería, metálico, oficina madera-albañilería	33%
Postes	60%

iii. OTROS RECARGOS

En base a la información de la empresa para equipos de distribución y antecedentes disponibles por el Consultor, se aplicaron también los siguientes recargos:

TABLA 41: Otros Recargos para Valorización de Centrales

Descripción	Recargo	Fuente
Bodega	11,76%	VNR Saesa
Ingeniería	10,05%	VNR Saesa
Gastos generales	5,45%	VNR Saesa
Intereses intercalarios	3,75%	VNR Saesa
Bienes intangibles	2,00%	Límite VAD 2012

iv. APLICACIÓN DE LOS RECARGOS

El valor de inversión de las instalaciones puestas y habilitadas en terreno se determinó en base a la siguiente expresión:

$$CI = \{\{(PUnitario + OtrosMateriales) \cdot (1 + Fletes + Bodega + FO + Montaje)\}(1 + Ingeniería + GastosGenerales) + Terrenos\} \cdot (1 + InteresesIntercalarios) + BienesIntangibles + CostoExplotación$$

Cabe señalar que los recargos y estructura de es la misma que se aplica para los módulos de expansión.

v. COSTOS DE INVERSIÓN

El detalle del inventario y su catálogo de precios se puede encontrar en anexo a este informe. A partir de los antecedentes anteriores se obtiene la valorización de las centrales del SM Hornopirén, la cual se muestra a continuación.

- Valor de inversión instalaciones de generación

TABLA 42: VI actualizado generación

Valor de Inversión (Miles de US$)								
Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Gen.	Total general
Hornopirén	**473**	**275**	**16**	0	**297**	**1.936**	**2.864**	**5.860**
Cuchildeo	473	275	9	0	247	908	2.499	4.410

Valor de Inversión (Miles de US$)								
Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Gen.	Total general
Hornopirén	0	0	7	0	50	1.028	365	1.450
Total general	**473**	**275**	**16**	**0**	**297**	**1.936**	**2.864**	**5.860**

- Valor de inversión instalaciones de transmisión asociadas a generadores

TABLA 43: VI actualizado transmisión en centrales generadoras

Valor de Inversión (Miles de US$)								
Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Transm.	Total general
Hornopirén	0	0	**3**	**616**	**31**	0	**144**	**794**
Cuchildeo	0	0	0	154	10	0	22	187
Hornopirén	0	0	3	462	21	0	122	607
Total general	**0**	**0**	**3**	**616**	**31**	**0**	**144**	**794**

IV. VALORIZACIÓN DE TERRENOS

Para valorizar los terrenos se cuenta con las escrituras de compraventa de algunos de los emplazamientos actuales, los cuales se presentan en el anexo correspondiente.

Para aquellas centrales, que no se cuenta con escrituras o antecedentes del costo del terreno, en este primer informe, se utilizaron valores cotizados a partir de muestras puntuales de terrenos de similares características y ubicaciones. Al respecto el análisis realizado se proporciona en documento anexo a esta entrega.

C. ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

I. MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN

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 (2015 al 2018) 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 horizontes 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 teniendo en cuenta el marco de las consideraciones generales establecidas en las Bases del Estudio, y de los alcances respecto de la metodología general.

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 5 bloques de potencia y en períodos

mensuales, lo anterior de acuerdo a lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las BTD, y del Informe de Avance N°1.

c) Definición Reserva Óptima de Potencia y Energía, a partir de los estudios de control de frecuencia y criterios establecidos en el capítulo N°6 de la Norma Técnica, y a falta de éstos, los criterios de operación vigentes, conforme establece el punto 9-14 de la NT de SyCS aplicable en SSMM.
d) Catastro y análisis general de los proyectos de Generación disponibles en la zona, a partir de los antecedentes públicos disponibles, y de los proyectos puestos en conocimiento del Consultor por la CNE.
e) Caracterización de los diferentes tipos y tamaños de unidades generadoras térmicas e hidráulicas, con posibilidad de ser incluidas en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de generación y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, de acuerdo a los costos unitarios correspondientes.
f) Análisis del aporte de energía y potencia esperado para las centrales hidroeléctricas, a partir de estudios hidrológicos que relacionen la estadística de generación con las estadísticas fluvio y pluviométricas y de caudales disponibles.
g) Caracterización de los diferentes tipos de instalaciones de transmisión con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por componentes, insumos o servicios.
h) Determinación de la estructura de personal e infraestructura administrativa óptima, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las Bases Técnicas Definitivas.
i) Costos de Falla de corta y larga duración, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales t) del Capítulo II de las Bases, que estable el costo de falla de corta duración en 14.408,42 US$/MWh.
j) Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal g) 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 Factoring: 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 el informe principal.

D. ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO – DETERMINACIÓN MÓDULOS EXPANSIÓN

I. CATASTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN LA ZONA

En el marco del desarrollo de los Estudios de Sistemas Medianos, cuyos alcances son la determinación del CTLP y CID, así como el Plan de Expansión Obligatorio de la generación transmisión, el Consultor debe identificar y evaluar las diferentes alternativas de incorporación de capacidad adicional al sistema en un horizonte de 15 años.

Antes de plantear las alternativas de generación a considerar en el diseño del Plan de Expansión, es importante catastrar la disponibilidad de proyectos hidroeléctricos que se están estudiando en la zona.

En las siguientes tablas, se han seleccionado proyectos de generación tanto en trámite como con calificación ambiental aprobada desde el año 2010 a la fecha, para las regiones X y XI; obtenidos del servicio de evaluación ambiental:

TABLA 44: PROYECTOS EN SISTEMA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL AL 11/04/2014

NOMBRE PROYECTO	TITULAR	FECHA PRESENTACIÓN	ESTADO
Parque Eólico Chiloé	ECOPOWER S.A.C	29-nov-2013	En Calificación
Proyecto Parque Eólico Aurora	AM Eólica Llanquihue SpA	10-oct-2013	En Calificación
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Chanleufu	Central Hidroeléctrica Chanleufú	12-jul-2013	Aprobado
Parque Eólico Cateao	Eólica Cateao Sp.A.	27-may-2013	En Calificación
Modificación Parque Eólico Ancud	Viento Austral SpA.	17-may-2013	Aprobado
Parque Eólico Pichihué	Andes Mainstream SpA	5-nov-2012	En Calificación
Ampliación Central Hidroeléctrica de Pasada la Arena	Empresa Electrica La Arena SpA	3-ago-2012	Aprobado
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	11-jul-2012	Aprobado
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	7-dic-2011	Aprobado
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	30-nov-2011	Aprobado
Hidroeléctrica de Pasada Collil	Maderas Tantauco S.A.	9-sep-2011	Aprobado
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	13-abr-2011	Aprobado
Parque Eólico Llanquihue	Sociedad Contractual Minera El Toqui	10-dic-2010	Aprobado
Parque Eólico San Pedro	Ener-Renova	30-nov-2010	Aprobado

Cabe mencionar, que sólo son sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental centrales generadoras cuyo tamaño sea mayor a 3 MW. Se verificó que todos los proyectos revisados inyectan al Sistema Interconectado Central (SIC); por lo tanto, ninguno de los proyectos puede ser incluido en el Plan de Expansión.

Por otro lado y para este mismo efecto, con fecha 29 de Enero de 2014, la CNE envió a las empresas operadoras y Consultores el siguiente listado de proyectos:

TABLA 45: PROYECTOS HIDRÁULICOS ENTREGADOS A CNE

Sistema	Empresa	Proyecto	Potencia [MW]	Tipo	Fecha Estimada Operación
Aysén	Energiaustral	Aguas Claras	18	Hidro-pasada	Sep-17
Palena	Confidencial[1]	Hidro Palena 1	0,32	Hidro-pasada	Ene-17
Palena	Confidencial	Hidro Palena 2	0,32	Hidro-pasada	Ene-18
Palena	Hidroeléctrica de Puyuhuapi Spa	Hidro Puyuhuapi	1,4	Hidro-pasada	Nov-14

Como se aprecia en la tabla de la CNE, ninguno de los proyectos identificados se conectaría al Sistema Mediano de Hornopirén. Por lo anterior, queda descartada su consideración en el plan de expansión de generación.

II. MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Considerando los déficit de capacidad de generación del Sistema, identificados en el capítulo precedente, el catastro de proyectos hidroeléctricos factibles de incorporar en el mediano plazo (5.2.6), así como los tipos y tamaños de unidades de generación térmica existentes (5.2.1), en este capítulo se presentan los módulos de generación térmica e hidroeléctrica a considerar para la elaboración de los Planes de Expansión, así como los valores de inversión asociados.

i. MÓDULOS TÉRMICOS

Los módulos térmicos utilizados consideran bloques de potencia de 800. El tamaño fue escogido e consideración a la tasa de crecimiento de demanda del sistema en el mediano plazo.

A su vez cada para la determinación del costo de los módulos, se escalaron en etapas constructivas en el tiempo:

- Etapa I: corresponde a la instalación del primer módulo de este tipo en el punto de generación ampliado. Considera además de la unidad generadora con su transformador, la adquisición del terreno y la construcción de las instalaciones comunes que permitirán soportan el tren de inversiones que se podrá instalar en la misma central.

- Etapa II: corresponde al costo de la ampliación de un punto de generación que ya contaba con al menos un módulos de generación de igual característica haciendo uso de las instalaciones que ya se encontraban construida en dicha subestación.

Para la valorización de los módulos térmicos considerados en el plan de expansión se diseñaron considerando la siguiente estructura:

[1] De acuerdo a los antecedentes entregados por la CNE, se solicitó la reserva del titular del proyecto

TABLA 46: ESTRUCTURAS MÓDULOS TÉRMICOS

Ítem
Estanque y red de combustible general
Estanque y red de combustible individual
Obras Civiles
Motor-generador
Contenedor
Equipos eléctricos
Terreno

El detalle del cálculo de los costos de inversión, vida útil y elementos considerados se encuentra en Anexo a este documento. El resumen de dichos módulos se presenta a continuación:

TABLA 47: DETALLE MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA HORNOPIRÉN

Partida	Etapa	800 kW - Hornopirén
Estanque y red de combustible general	1	113,0
Estanque y red de combustible individual	1	26,6
Obras Civiles	1	382,8
Motor-generador	1	273,5
Contenedor	1	69,3
Equipos eléctricos	1	157,1
Terreno	1	23,1
TOTAL MÓDULO 1		1.045,4
VIDA ÚTIL MÓDULO 1		20,75
Estanque y Red combustible individual	2	26,6
Obras civiles	2	9,9
Motor-Generador	2	273,5
Contenedor	2	69,3
Equipos eléctricos	2	88,2
TOTAL MÓDULO 2		467,5
VIDA ÚTIL MÓDULO 2		23,01

TABLA 48: COSTO MATERIALES Y RECARGOS MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA HORNOPIRÉN (MUS$)

Etapa	800 kW - Materiales	800 kW - Recargos
1	637,5	407,8
2	290,5	177,0
Total	928,1	584,8
% VI	61%	39%

ii. MÓDULO HIDROELÉCTRICO

No se consideraron módulos hidroeléctricos para este sistema.

E. ANEXO: COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

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

1. Costos Fijos (CF)

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 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.

Dado que los costos fijos modelados por el consultor resultaron mayores a los informados por la empresa, para efectos de la proyección de estos costos en el plan de expansión, los costos modelados por el consultor fueron escalados hasta igualar los informados. El cálculo de estos parámetros se encuentra contenido en el anexo correspondiente, y se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 49: PARAMETRIZACIÓN DE COSTOS FIJOS

Tipo	VI	Costos Fijos (Incrementales VI)	Costos Fijos (Aditivos)	Costos Fijos (Estructura)
	(M$)	% sobre VI	US$/unidad	US$
Hornopirén termo	2.057	1,28%	38.243	352.175
Hornopirén hidro	4.597	0,94%	147.165	276.473
TOTAL	**6.655**		**185.408**	**628.648**

2. Costos Variables No Combustible (CVNC)

Para la determinación de los costos variables se analizó la metodología descrita en el Anexo N°4 de las Bases del estudio, al respecto se puede comentar que no se dispuso de la diversa información ahí señalada para la determinación de los CVNC. Dado lo anterior, se analizó información disponible identificando los costos que se tienen en los SSMM analizados definiendo como CVNC un valor representativo de las máquinas existentes en dichos sistemas.

Cabe señalar que con este procedimiento se refleja apropiadamente el costo que por este concepto existe en los sistemas, a su vez se tiene que los valores obtenidos son comparables con aquellos definidos en las revisiones de los procesos tarifarios anteriores.

El valor aplicado para cada sistema se obtuvo como el promedio ponderado de los CVNC de las máquinas existentes. Se muestra a continuación el detalle del cálculo:

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Costo Variable no Combustible (US$/MWh)
Hornopirén	Unidad 1	Térmica Diesel	0,75	11,80
	Unidad 2	Térmica Diesel	0,75	11,80
	Unidad 3	Térmica Diesel	0,75	11,80
	Unidad 4	Térmica Diesel	0,75	11,80
Nuevos Módulos SM Hornopirén				11,80

3. Rendimientos Unidades Térmicas Diesel

La elección del rendimiento de los módulos de expansión térmicos se efectuó utilizando información de máquinas existentes en el parque actual y de catálogos de máquinas de este tipo.

Se utilizó como rendimiento de las máquinas térmicas el valor calculado para el SM de Aysén, este valor es consistente con aquel que presentan las máquinas existentes en sistema y aquellas que presentan catálogos de máquinas similares.

Asimismo, en la valorización de los costos de operación se ha incorporado la pérdida de eficiencia que presentan las máquinas al operar a niveles de carga menor que los nominales, de acuerdo a información contenida en catálogos de máquinas de este tipo. Los factores utilizados son los siguientes:

TABLA 50: PONDERACIÓN COSTOS VARIABLES PARA OPERACIÓN A MENOR CARGA

P. despachada (P.U)	Ponderación costo variable
0,0% - 50,0%	1,0721
50,0% - 75,0%	1,0142
75,0%-100,0%	1,0000

4. costos de energía no suministrada

Para efectuar el cálculo de la energía no suministrada, tanto para las etapas de cálculo del CID como del CTLP, se simularon los balances de generación – demanda que se presentan para las distintas condiciones medias de operación incorporando la combinación de fallas de las unidades de generación.

Para la anterior se utilizó la información de los despachos que se obtienen de modelo PLP con el cual se simulan los costos de operación del CID y el CTLP.

Luego, para cada uno de los despachos anteriores, se aplica una combinatoria de estados de operación de las centrales, en ellos las centrales pueden estar en operación o no. Dada la probabilidad de falla de cada uno de las unidades generadoras, la probabilidad de ocurrencia del estado de operación queda dado por la multiplicatoria de la probabilidad del estado de operación de cada unidad.

En cada uno de los estados anteriores se revisa el diferencial que se produce entre la potencia pérdida y la reserva en giro que queda en las máquinas en operación no falladas. Luego, la diferencia entre los valores anteriores resulta ser la potencia no suministrada. Para hacer consistente la determinación del cálculo de costo de falla con la determinación de las reservas operacionales, se ha considerado que el tiempo por el cual se prolonga una falla de corta duración es de 15 minutos, valor que permiten calcular la energía no suministrada del estado de operación.

La energía no suministrada del estado de operación analizado se multiplica por la probabilidad de ocurrencia del estado de operación correspondiente, obteniendo la energía fallada esperada. Luego, la suma de todas las energía falladas esperadas multiplicada por el costo de falla de corto plazo resultará en la costo de la energía no suministrada.