



INFORME TÉCNICO

OBSERVACIONES Y CORRECCIONES A ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN

PRESENTADO POR SAGESA Y CUCHILDEO S.A.

CUADRIENIO 2010-2014

Octubre de 2010

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN	5
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	5
2.1.1	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación	5
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA	5
2.3	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO	6
3	ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA Y CUCHILDEO	8
3.1	CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS.....	8
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES.....	8
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	8
3.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	12
3.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	13
3.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)	13
3.5	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	13
3.6	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP	14
3.7	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	14
4	ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	16
4.1	ASPECTOS GENERALES	16
4.2	ANÁLISIS	16
4.3	CORRECCIONES	16
4.3.1	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	16
4.3.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADA	17
4.3.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	17
4.3.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	17
4.3.5	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	18
4.3.6	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	18
4.3.7	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP.....	18

5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	20
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	20
5.2	COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA	21
5.3	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	22
5.4	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	23
5.4.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2010.....	24
5.4.2	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2010.....	24
5.4.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2010-2014	24
5.4.4	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA	24
5.4.5	PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	25
5.5	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	25
5.5.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	25
5.5.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA	26

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 173° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante SSMM, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Para tal efecto, a través de la Resolución Exenta N°413, de fecha 28 de abril de 2009, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación en generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N°612, de fecha 23 de junio de 2009, la Comisión creó el Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación en generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

A través de Resolución Exenta N°747, de fecha 29 de julio de 2009, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos señalados. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 747, de fecha 2 de septiembre de 2009, la Comisión aprobó las respuestas de las consultas formuladas por las empresas que operan SSMM, a las Bases Preliminares antes indicadas.

Mediante Resolución Exenta N°914, de fecha 9 de septiembre de 2009, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

A partir de lo descrito anteriormente, y lo dictaminado por el Panel de Expertos en su Dictamen N°12-2009, de fecha 7 de octubre de 2009, mediante Resolución Exenta N° 1041, de fecha 9 de octubre de 2009, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Finalmente, mediante carta N° 426035, de fecha 05 de abril de 2010, las empresas Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA) y Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A. (CUCHILDEO) enviaron a la Comisión el informe final del estudio de tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, en adelante e indistintamente “el Estudio”.

En virtud de lo anteriormente expuesto y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 177° de la Ley, el presente informe técnico expone la valorización y expansión del Estudio, así como el resultado de la revisión y corrección realizada por la Comisión, acompañando las correspondientes estructuras tarifarias aplicables para el Sistema Mediano de Hornopirén.

2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN

El SSMM de Hornopirén está compuesto por instalaciones pertenecientes a las empresas eléctricas SAGESA y CUCHILDEO.

La empresa SAGESA es propietaria y operadora de la central Térmica Hornopirén, además forma parte del Grupo de empresas SAESA y está orientada a la actividad de generación de electricidad de la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Por otra parte, CUCHILDEO administra y explota la central hidráulica de igual nombre, situada en la localidad de Hornopirén en la Región de Los Lagos.

La potencia instalada en el SSMM de Hornopirén se entrega en la siguiente tabla:

TABLA 1: Potencia Instalada en el SSMM Hornopirén, en MW

Central	Propietario	Tipo Unidad	Capacidad [MW]
Cuchildeo	CUCHILDEO	Hidráulica	0,765
Hornopirén	SAGESA	Térmica Diesel	2,825

Fuente: Estudio

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

2.1.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación

El sistema eléctrico de Hornopirén no posee instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

TABLA 2: Unidades Generadores SSMM Hornopirén

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad	Capacidad (kW)
Hornopirén	Sincrónico	SAGESA	41°57 36,92"S 72° 29 4,6W	Diesel	2.825
Cuchildeo	Sincrónico	CUCHILDEO	41° 57 47"S 72°28 34" O	Hidráulica	765

Fuente: Estudio

2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

De acuerdo a lo expuesto en el Estudio, en la evolución de la energía y demanda máxima ingresada a distribución en el SSMM Hornopirén se observa principalmente lo siguiente:

- Grandes crecimientos hasta el año 2007, con un marcado descenso del crecimiento en los años 2008 y 2009, producto principalmente de la crisis del virus ISA que ha afectado fuertemente al sector salmonero. No obstante, al observar las tasas promedio para ventanas de 5 y 10 años, éstas resultan ser bastante más moderadas.
- Alta volatilidad en la tasa de crecimiento interanual. Esto se debe principalmente al tamaño del sistema, lo que conlleva que la conexión y/o desconexión de algún cliente industrial afecte la tasa global del sistema.

TABLA 3: Demanda Histórica SSMM Hornopirén

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
1999	1.371,31	349
2000	1.637,32	394
2001	1.979,41	478
2002	2.137,17	518
2003	2.375,80	547
2004	2.608,86	599
2005	2.937,87	654
2006	4.648,01	1.233
2007	7.953,97	1.500
2008	9.719,18	1.668
2009	8.451,70	1.704

Fuente: Estudio

TABLA 4: Tasas de crecimiento histórico de la Demanda

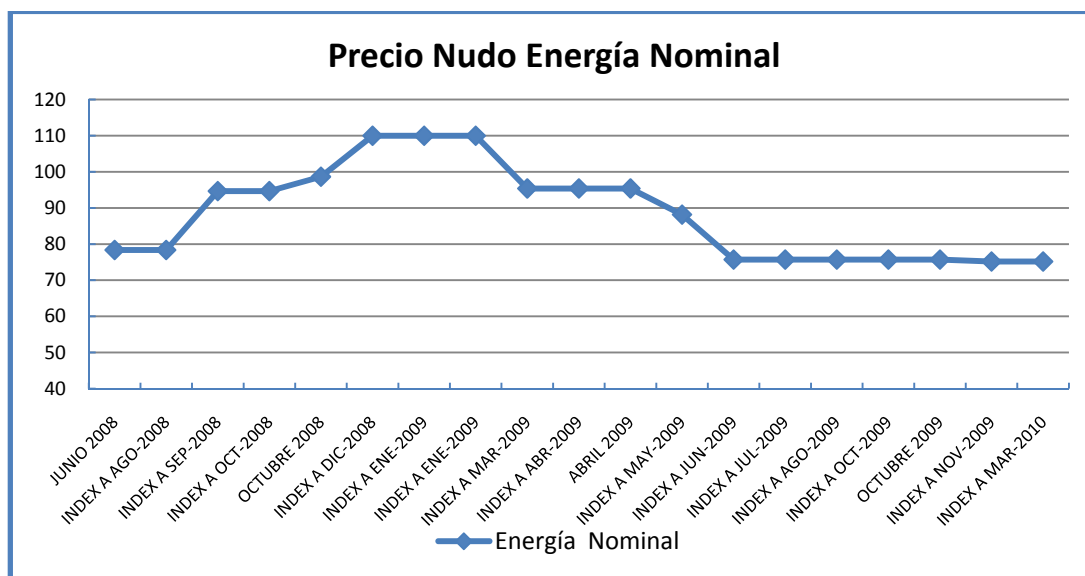
Año	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx
1999		
2000	19%	13%
2001	21%	21%
2002	8%	8%
2003	11%	6%
2004	10%	10%
2005	13%	9%
2006	58%	89%
2007	71%	22%
2008	8%	11%
2009	-1%	2%

Fuente: Estudio

2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

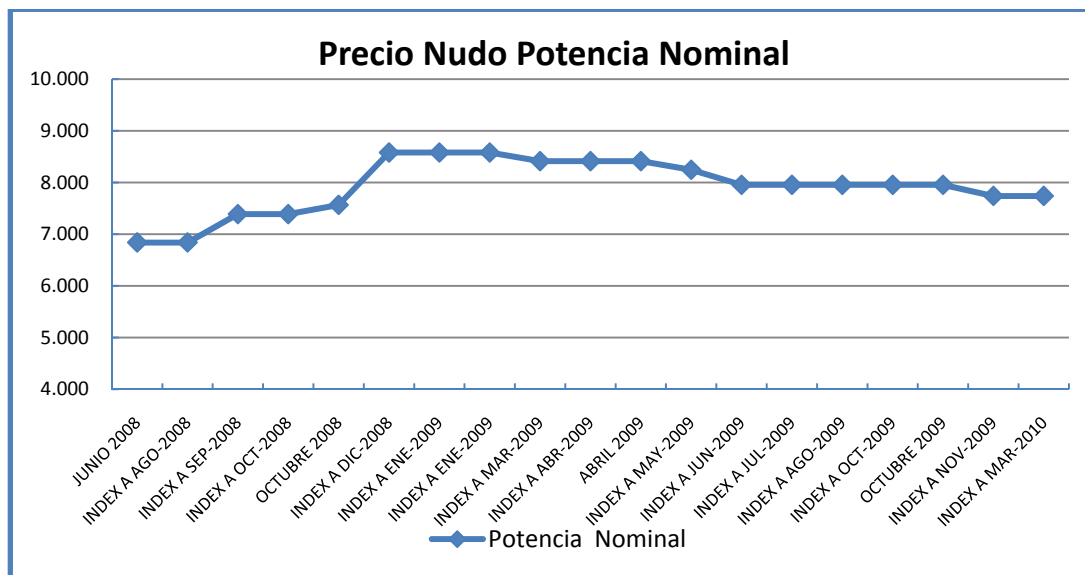
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en el SSMM de Hornopirén desde Junio 2008 hasta su última indexación, en Marzo de 2010.

Figura 1: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Energía
Valores Nominales Período 2008-2010 [\$/kWh]



Fuente: www.cne.cl

Figura 2: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Potencia
Valores Nominales Período 2008-2010 [\$/kW-mes]



Fuente: www.cne.cl

3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA y CUCHILDEO

A continuación se describen los principales contenidos y resultados del Informe final del estudio de costos y expansión del Sistema Mediano de Hornopirén, entregado por SAGESA y CUCHILDEO a la Comisión.

Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir al texto íntegro del Estudio y sus archivos de respaldo, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.cl).

3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES

A continuación se presenta un resumen de las principales características de las unidades generadoras existentes en el SSMM Hornopirén.

TABLA 5: Unidades Generadoras SSMM Hornopirén¹

Sistema	Unidad	Propietario	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)
Hornopirén	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diesel	1	0,315	11,8
Hornopirén	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diesel	1	0,315	11,8
Hornopirén	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diesel	0,825	0,315	11,8
Hornopirén	Unidad 1	Cuchildeo S.A.	Hidroeléctrica	0,765	NA	5,3

Fuente: Estudio

3.1.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

3.1.2.1 Precios unitarios de las instalaciones de generación

El procedimiento empleado por las empresas en la valorización de las unidades generadoras existentes, establece los siguientes precios:

TABLA 6: Resumen de valorización de centrales

Central	Tecnología	Potencia (kW)	VI (MUS\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Cuchildeo	Hidráulica	765	4.906	6.413
Hornopirén	Térmica	2.825	1.547	547

Fuente: Estudio

¹ Información entregada en el Estudio.

La valorización antes presentada considera una vida útil del orden de los 20 años para las unidades generadoras térmicas y del orden de los 40 años para las unidades generadoras hidráulicas.

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas a emplear en los planes de expansión y proyecto de reposición se presenta en la siguiente Tabla:

Tabla 1: Detalle módulos térmicos

Item	Unidad	Descripción	Descripción	Descripción
Capacidad	kW prime	300	825	1200
Tipo		Motor Diesel	Motor Diesel	Motor Diesel
Combustible ppal		Diesel	Diesel	Diesel
Combustible Alternativo		No tiene	No tiene	No tiene
Consumo específico	lts/kWh	0,268	0,238	0,275
Costo variable no combustible	US\$/MWh	14,80	9,09	10,25
Velocidad del generador	rpm	1500	1500	1500
Tasa Indisponibilidad Forzada	%	5	5	5
(Protección , control y medida)	A	ITM400	ITM1200	ITM 2500
Control de la unidad Motor	Provee la fábrica	Si	Si	Si
tensión en bornes	V	400	400	400
Transformador		23/0,4kV-500kVA	23/0,4kV-1000kVA	23/0,4kV-1200kVA
Costo Módulo Etapa1	US\$	526,3	860,5	995,7
Costo Módulo Etapa2	US\$	165,9	386,9	522,0
Costo Módulo Etapa3	US\$	165,9	386,9	522,0
Costo Total Módulo		858,0	1634,3	2039,8
Costo Unitario Total Módulo	US\$/kW	953,4	660,3	566,6
Vida Util Etapa1		22,13	23,10	22,72
Vida Util Etapa2		21,78	21,92	21,57
Vida Util Etapa3		21,78	21,92	21,57
Vida Util Modulo	años	21,99	22,52	22,11

Fuente: Estudio

3.1.2.2 Valorización de las instalaciones de transmisión

En el SSMM de Hornopirén no hay instalaciones de transmisión ni tampoco se evaluaron instalaciones futuras.

3.1.2.3 Valorización terrenos

Para el caso de la Central Térmica Hornopirén se ha utilizado el precio del terreno de compra, el cual resulta un valor de 0,181 UF/m² para las 0,76 hectáreas.

Para el caso de la Central Hidroeléctrica Cuchildeo, dado que no se tiene información debidamente respaldada respecto del precio de compra del terreno, se calculó un precio de 0,135 UF/m² para las 8,3 hectáreas informadas por el propietario.

Conforme a los antecedentes detallados, la valorización de la Central Térmica Hornopirén y la Central Hidroeléctrica Cuchildeo se tradujo en la obtención de los siguientes valores de inversión (VI):

TABLA 8: VI Centrales SSMM Hornopirén

Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Civiles	Obras Eléctricas	Terreno	Total General (MUS\$)
Hornopirén	---	---	6,4	340,5	1.145,70	54,1	1.546,70
Cuchildeo	1.333,20	270,5	---	2.744,10	126,5	431,6	4.905,90

Fuente: Estudio

3.1.2.4 Recargos

a. Fletes

Se caracterizaron los distintos equipos en base a su tamaño, uso y disponibilidad de transporte. En el caso particular de los postes se empleó directamente el recargo utilizado en el VNR 2007 fijado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para la empresa SAESA.

TABLA 9: Recargo de Flete VNR 2007 de SAESA

Empresa	SAESA
Flete Bodega	3,59%
Flete Bodega Poste	3,59%
Flete a Obra Rural	8,32%

Fuente: Estudio

En base a lo anterior el recargo por flete empleado en el Estudio correspondió a la suma de los recargos por flete a bodega y flete a obra, equivalente al 11,91%.

b. Montaje

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

TABLA 2: Recargo de Montaje para valorización de centrales térmicas

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

Fuente: Estudio

c. Otros recargos

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

TABLA 11: Otros Recargos para valorización de centrales térmicas

Descripción	Recargo	Origen
Bodega	5,50%	VNR SAESA
Ingeniería	8,60%	VNR SAESA
Gastos generales	4,20%	VNR SAESA
Intereses Intercalarios	3,48%	VNR SAESA
Bienes Intangibles	2,00%	Límite_VAD 2008[1]

Fuente: Estudio

Se realizó la disquisición respecto de aquellos equipos que son destinados directamente a obras y no requieren bodegaje.

d. Aplicación de los recargos

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

$$CI = \{ \{ (P_{Unitario} + OtrosMateriales) \times (1 + Fletes + Bodega + FO + Montaje) \} \times (1 + Ingeniería + GastosGenrealesg) + Terrenos \} \times (1 + IntereseIntercalarios) + BienesIntangibles + CostoExplotación$$

3.1.2.5 Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

Central Térmica Hornopirén

TABLA 12: Costos fijos informados Central Térmica Hornopirén

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	93.972	47.990
Costos Indirectos	53.348	99.907
TOTAL	147.321	147.898

Fuente: Estudio

Central Hidroeléctrica Cuchildeo

TABLA 13: Costos fijos informados Central Hidroeléctrica Cuchildeo

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	81.257	58.134
Costos Indirectos	80.563	116.181
TOTAL	161.819	174.315

Fuente: Estudio

3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 14: Proyección demanda SSMM Hornopirén

Año	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW-mes)
2009	8.398.771	1.704
2010	8.466.902	1.886
2011	8.747.819	1.949
2012	9.679.441	2.156
2013	10.989.539	2.448
2014	12.846.378	2.862
2015	14.878.272	3.314
2016	16.995.654	3.786
2017	19.080.495	4.251
2018	20.995.244	4.677
2019	23.152.002	5.158
2020	25.581.358	5.699
2021	28.317.767	6.308
2022	31.400.037	6.995
2023	34.871.884	7.768

Fuente: Estudio

Para llevar la proyección anual a nivel mensual se empleó la estacionalidad promedio ocurrida en el período 2006 – 2008. No es posible emplear la estacionalidad de un solo año debido a que la distribución anual resulta ser igualmente volátil que la tasa de crecimiento interanual, por las mismas razones ya descritas. Por otro lado, en el cálculo de la proyección de la demanda de potencia se utilizó el promedio de los factores de carga históricos del período 2004 – 2008.

TABLA 15: Estacionalidad y factor de carga mensual SSMM Hornopirén

Mes	Estacionalidad	Factor de carga
ene	6,68%	0,56
feb	6,61%	0,58
mar	8,23%	0,61
abr	8,66%	0,62
may	8,30%	0,62
jun	8,44%	0,64
jul	8,02%	0,59
ago	9,79%	0,69
sep	8,49%	0,60
oct	9,30%	0,56
nov	8,71%	0,55
dic	8,77%	0,55

Fuente: Estudio

Para desarrollar la proyección de la curva de demanda del SSMM, se calcularon 5 bloques mensuales horarios de potencia, de tal forma que la magnitud y duración de cada uno de ellos minimicen el error cuadrático.

3.3 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 SSMM Hornopirén. El plan resultante es el siguiente:

TABLA 16: Plan de Expansión en Generación

Año	Demanda de Potencia (kW)	Capacidad Instalada		Total (kW)	Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Hidroeléctrica (kW)	Termoeléctrica (kW)		
2008	1.668	765	2.825	3.590	2,15
2009	1.704	0	0	3.590	2,11
2010	1.886	0	0	3.590	1,9
2011	1.949	0	0	3.590	1,84
2012	2.156	0	0	3.590	1,66
2013	2.448	0	825	4.415	1,8
2014	2.862	0	0	4.415	1,54
2015	3.314	0	825	5.240	1,58
2016	3.786	0	0	5.240	1,38
2017	4.251	0	825	6.065	1,43
2018	4.677	0	825	6.890	1,47
2019	5.158	0	0	6.890	1,34
2020	5.699	0	825	7.715	1,35
2021	6.308	0	825	8.540	1,35
2022	6.995	0	1.650	10.190	1,46
2023	7.768	0	0	10.190	1,31

Fuente: Estudio

3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

El CID resultante de la aplicación del Plan de Expansión Óptimo es US\$205 por MWh.

3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Las unidades consideradas en el Proyecto de Reposición Eficiente son similares a las incluidas en el año base, las cuales se presentan en la siguiente Tabla:

TABLA 17: Unidades generadoras Proyecto de Reposición Eficiente

Año	Capacidad (kW)	Descripción	Inversión (MUS\$)
2009	3.240	Módulo Térmico etapas 1, 2 y 3	1.634
		Hidroeléctrica de pasada	4.906
2012	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2014	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2016	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2017	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2019	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2020	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2022	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2023	825	Módulo Térmico etapa 2	387

Fuente: Estudio

3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP

El Costo Total de Largo Plazo corresponde a la suma de los costos totales de largo plazo de generación y transmisión. En el caso del SSMM Hornopirén, la partida de costo de transmisión es nula, debido a que en el horizonte de tarificación no se considera inversión en este segmento.

TABLA 18: 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	629,2	0	629,2	1.031,48	497	1.528,50
2012	629,2	88	717,2	1.190,20	564,6	1.754,80
2013	629,2	88	717,2	1.451,37	564,6	2.015,97
2014	629,2	128,1	757,3	1.816,15	568,2	2.384,31

Fuente: Estudio

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo el cual es de MUS\$2.750,2.

3.7 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.

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

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

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.

IMO₀ : 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.

IPC₀ : 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 Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/litro.

PPD₀ : Precio vigente del Petróleo Diesel en Hornopirén, 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\$).

Los coeficientes obtenidos para el CID son los siguientes:

TABLA 19: Coeficientes Energía CID

	Potencia	Energía
Coef ₁	11,30%	1,50%
Coef ₂	14,00%	0,70%
Coef ₃	0,00%	93,20%
Coef ₄	74,70%	4,60%

Fuente: Estudio

Por su parte los coeficientes obtenidos para el CTLP son los siguientes:

TABLA 20: Coeficientes Energía CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	51,90%	28,00%
Coef ₂	16,80%	1,10%
Coef ₃	0,00%	65,50%
Coef ₄	31,30%	5,40%

Fuente: Estudio

4 ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 ASPECTOS GENERALES

En general, el Estudio aborda de manera completa las materias exigidas por las Bases, no obstante, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones al Estudio entregado por las empresas, ya sea para aplicar un criterio diferente o bien para realizar correcciones en la metodología aplicada.

4.2 ANÁLISIS

En el proceso de revisión del Estudio, para la información correspondiente a inversiones en infraestructura y terrenos, así como los costos fijos de las empresas, se consideraron antecedentes de respaldo empleados por esta Comisión en estudios de similares características, así como la información del Estudio.

En relación a los precios de combustibles en el SSMM de Hornopirén, éstos se obtuvieron de información entregada por SAESA a esta Comisión, no presentando mayores diferencias a los empleados en el Estudio.

Finalmente, el análisis consideró además información recabada por esta Comisión en materias de costos de operación, mantención y administración.

4.3 CORRECCIONES

A continuación se describen las correcciones realizadas por la Comisión al Estudio. Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir a los archivos que respaldan el presente informe, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.cl).

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

En el Estudio se presentan los costos reales informados por las empresas y los costos modelados en base a una empresa eficiente. Sin embargo, entre ellos existe una diferencia importante, siendo mayores los de las empresas eficientes. Según lo expuesto en el Estudio, lo anterior se debe a que las empresas reales aprovechan las economías producto de la integración con las demás empresas del Grupo SAESA.

En el análisis se optó por corregir los costos presentados y considerar aquellos incurridos por una única empresa modelada que opera en el SSMM Hornopirén, en la obtención del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente.

4.3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADA

De acuerdo al análisis realizado por esta Comisión, la consideración de la demanda presentada en el Estudio no es factible dado que presenta tasas de crecimiento no justificadas y excesivamente altas. Finalmente, se optó por utilizar una proyección basada en el “Estudio de Proyección de Demanda para Cochamó, Hornopirén y Edelayén” encargado a la empresa Jorge Quiroz Consultores Asociados, el cual fue presentado por las empresas como antecedente del Estudio.

TABLA 21: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	SSMM Hornopirén	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2008	8.580	2.087
2009	8.399	1.965
2010	8.057	1.798
2011	8.243	1.840
2012	8.959	1.999
2013	9.812	2.190
2014	10.778	2.405
2015	11.282	2.518
2016	11.810	2.636
2017	12.346	2.755
2018	12.885	2.875
2019	13.428	2.997
2020	14.083	3.143
2021	14.770	3.296
2022	15.491	3.457
2023	16.246	3.625

4.3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Expansión Óptimo para el período 2008-2023 es el siguiente:

TABLA 22: Plan de Expansión Óptimo

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso
MT825	Diesel	825	2014
MT825	Diesel	825	2020
Regulador	---	---	2011

4.3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

Considerando el Plan de Expansión Óptimo y en conformidad a lo establecido en las bases del Estudio, el valor del CID es el siguiente:

TABLA 23: CID

ÍTEM	SSMM HORNOPIRÉN
CIDG (\$/kWh)	32,838
CIDL (\$/kWh)	0
CID (\$/kWh)	32,838

4.3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Reposición Eficiente es el siguiente:

TABLA 24: Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [kW]	Año de Ingreso
CHC1	Hidráulica	765	2009
MT825	Diesel	825	2009
MT825	Diesel	825	2009
MT825	Diesel	825	2009
MT825	Diesel	825	2015
MT300	Diesel	300	2014
MT300	Diesel	300	2021
MT300	Diesel	300	2023
Regulador	---	---	2009

4.3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

Considerando el Proyecto de Reposición Eficiente y en conformidad a lo establecido en las bases del Estudio, el valor del CTLP es el siguiente:

TABLA 25: CTLP

ÍTEM	SSMM HORNOPIRÉN
CTLPG (\$/año)	1.213.045.694
CTLPL (\$/año)	0
CTLP (\$/año)	1.213.045.694

4.3.7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación de los CID y CTLP deben ser actualizados. Asimismo el Índice nominal de costo de Mano de Obra de Chile (IMO) ha sido descartado para su uso en la indexación de tarifas, ello debido a que contiene elementos que capturan el aumento de la productividad de la empresa eficiente; así, no todos los aumentos en salarios se traducen en aumentos de costos. En consecuencia se ha empleado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) como indexador de los costos de operación relacionados con remuneraciones.

El siguiente desglose permite determinar la participación de cada indexador en la fórmula de indexación del CID y CTLP:

Indexación CID HORNOPIRÉN				
VP Incrementos Inversión	%	IPC	PPD	PPI
Equipos Importados	31,67%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	5,94%	100%	0%	0%
Obras Civiles	4,79%	100%	0%	0%
TOTAL (%)	42,40%	10,73%	0,00%	31,67%
VP Incrementos COMA	%	IPC	PPD	PPI
CVC	16,70%	0%	100%	0%
CVNC	13,92%	30%	0%	70%
Costos Fijos	26,98%	100%	0%	0%
TOTAL (%)	57,60%	31,16%	16,70%	9,74%
	%	IPC	PPD	PPI
VP Incrementos	100,00%	41,89%	16,70%	41,41%

Indexación CTLP HORNOPIRÉN				
VP Incrementos Inversión	%	IPC	PPD	PPI
Equipos Importados	10,89%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	5,48%	100%	0%	0%
Obras Civiles	17,04%	100%	0%	0%
TOTAL (%)	33,41%	22,52%	0,00%	10,89%
VP Incrementos COMA	%	IPC	PPD	PPI
CVC	42,76%	0%	100%	0%
CVNC	5,13%	30%	0%	70%
Costos Fijos	18,69%	100%	0%	0%
TOTAL (%)	66,59%	20,23%	42,76%	3,59%
	%	IPC	PPD	PPI
VP Incrementos	100,00%	42,75%	42,76%	14,49%

Finalmente los ponderadores de las fórmulas de indexación del CID y CTLP son los siguientes:

TABLA 26: Indexadores CID
Indexación CID

IPC - Nacional	41,89%
P. Diesel - Nacional	16,70%
PPI - Externo	41,41%

TABLA 27: Indexadores CTLP
Indexación CTLP

IPC - Nacional	42,75%
P. Diesel - Nacional	42,76%
PPI - Externo	14,49%

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

A partir de la determinación del CID y el CTLP, incluidas las correcciones indicadas en la sección anterior, a continuación se presentan las fórmulas y estructuras tarifarias que permiten determinar los precios de nudo de energía y potencia, con sus correspondientes fórmulas de indexación.

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema, al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, determinado conforme se indica en la sección 5.2 del presente informe, a las demandas facturadas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left(\sum_{j=1}^{NB} IAP_j \right)$$

Donde:

$$IAP_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.
 IAP_j : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión asociado al nudo o barra j, expresado en \$/año.
 P_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.
 CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de generación y transmisión en el nudo o barra j, expresado en \$/kW/mes.
 T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 4 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, IAEG, IAEL, e IAE, respectivamente, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento de generación o transmisión y el sistema en su conjunto, al aplicar los costos incrementales de desarrollo, determinados conforme a las Bases, a las demandas facturadas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$IAEG = \left(\sum_{j=1}^{NB} IAEG_j \right)$$

$$IAEL = \left(\sum_{j=1}^{NB} IAEL_j \right)$$

$$\text{IAE} = \left(\sum_{j=1}^{\text{NB}} \text{IAE}_j \right)$$

Donde:

$$\text{IAEG}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDG}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAEL}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDL}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAE}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CID}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.
 IAEG_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en \$/año.
 IAET_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión asociado al nudo o barra j, en \$/año.
 IAE_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en \$/año.

Cabe mencionar que las demandas facturadas esperadas de energía y potencia fueron estimadas en base a información entregada por la empresa a la CNE, información que además fue comunicada a la Superintendencia de Electricidad y Combustible a través del proceso de los Costos de Explotación del año 2009.

5.2 COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA

Para la determinación de los ingresos esperados de energía y potencia a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se define el costo de desarrollo de la potencia en cada nudo o barra donde se calculan precios de nudo, considerando los costos de generación y transmisión de una inyección de potencia de punta adicional al sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$\text{CDP}_j = \frac{\text{CDP}}{12} \cdot \text{FpP}_j$$

- j : Nudo o barra j cualquiera en donde se determinan tarifas reguladas a nivel de generación y transmisión, en adelante nudo j .
- CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra j , expresado en $\$/kW/mes$.
- CDP : Costo anualizado de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en $\$$.
- FpP_j : Factor de penalización por pérdidas de marginales de transmisión de potencia, en la barra j .

En consideración de la inexistencia de instalaciones de transmisión en el sistema de Hornopirén se ha considerado un único CDP, esto es, FpP_j igual a 1,0.

5.3 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, y su desagregación en generación y transmisión, en cada nudo o barra j del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 4 años.

$$PNEG_j = CIDG_j \cdot \alpha_{Gj}$$

$$PNEl_j = CIDL_j \cdot \alpha_{Lj}$$

$$PNPG_j = CDP_j \cdot \beta_j$$

$$PNPL_j = CDP_j \cdot (1 - \beta_j)$$

$$PNE_j = PNEG_j + PNEl_j$$

$$PNP_j = PNPG_j + PNPL_j$$

Donde:

- $PNEG_j$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en $\$/kWh$.
- $PNET_j$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j , expresada en $\$/kWh$.
- PNE_j : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j , expresado en $\$/kWh$.
- $PNPG_j$: Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en $\$/kW/mes$.
- $PNPL_j$: Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de transmisión, en el nudo j , expresada en $\$/kW/mes$.
- PNP_j : Precio de nudo de potencia en el nudo j , expresado $\$/kW/mes$.
- α_{Gj} : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al

- segmento de generación, en el nudo j.
- α_{Lj} : Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía asociada al segmento de transmisión, en el nudo j.
- β_j : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de generación, en el nudo j.
- $1 - \beta_j$: Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de transmisión, en el nudo j.

Se define $MAXG_j$ como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación asociado al nudo j, $CTLP_{Gj}$, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo j, $IAEG_j$.

Se define $MAXL_j$ como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión asociado al nudo j, $CTLP_{Lj}$, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión asociado al nudo j, $IAEL_j$.

Los factores de ajuste α_{Gj} , α_{Lj} , β_j y $1 - \beta_j$, para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_{Gj} = \frac{MAXG_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEG_j}$$

$$\alpha_{Lj} = \frac{MAXL_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEL_j}$$

$$\beta_j = \frac{MAXG_j}{MAXG_j + MAXL_j}$$

$$1 - \beta_j = \frac{MAXL_j}{MAXG_j + MAXL_j}$$

5.4 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.3 del presente informe, y considerando un CDP equivalente al precio de nudo de la potencia vigente en el SSMM Hornopirén, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema antes mencionado se detalla en las secciones siguientes.

Para el caso del CID y CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a Junio de 2010 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.7 y empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.3.7, ambas del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID y CTLP, los valores base y a Junio de 2010 son los siguientes:

TABLA 28: Valores Indexadores utilizados - CID y CTLP

Fechas	IPC	Precio Diesel Hornopirén [\$/m3]	PPI	TAX	Dólar
31/12/2008	145,19	510.353	153,30	0,06	651,51
01/06/2010	143,39	369.684	157,10	0,06	520,62

5.4.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2010

En virtud de lo anterior, el valor del CID base e indexado a Junio de 2010 son los siguientes:

TABLA 29: CID base – CID indexado Junio 2010

Actualización	CID (\$/kWh)
Fechas	Hornopirén
31-12-2008	32,838
01-06-2010	28,694

5.4.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2010

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a Junio de 2010 son los siguientes:

TABLA 30: CTLP base – CTLP indexado Junio 2010

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Hornopirén
31-12-2008	1.213.045.694
01-06-2010	1.031.824.527

5.4.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2010-2014

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda:

TABLA 31: Demanda proyectada período 2010-2014

Año	Hornopirén	
	Energía [kWh]	Dda. Facturada [kW]
2010	8.056.941	1.619
2011	8.243.056	1.657
2012	8.958.554	1.800
2013	9.812.304	1.972
2014	10.777.834	2.166

5.4.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

Los precios de nudo resultantes para la energía son los que a continuación se indican:

TABLA 32: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Hornopirén	92,234

5.4.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

Los precios de nudo resultantes para la potencia son los que a continuación se indican:

TABLA 33: Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Hornopirén	7.525,88

5.5 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las fórmulas de indexación para los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación se describe en las secciones siguientes.

5.5.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{PN_Energía_i}{PN_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left(\alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0} \right]$$

Donde:

- χ_E : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- χ_P : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel 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 Abril de 2010 (100,86).
- P_{DIESEL_i} : Precio vigente del Petróleo Diesel en Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.
- P_{DIESEL_0} : Precio vigente del Petróleo Diesel en Hornopirén, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Diciembre de 2009 a Mayo de 2010 (369.684 \$/m3).

PPI _i	: U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en el cual se aplique la indexación.
PPI ₀	: U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de Diciembre de 2009 (157,10).
TAX _i	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Aysén, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
TAX ₀	: Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Aysén, correspondiente al mes de Mayo de 2010 (0,06 %/1).
DOL _i	: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel 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 Abril de 2010 (520,62 \$/US\$).
IPM _i	: Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
IPM ₀	: Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe SAGESA a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican:

Ponderador	Barra
	Hornopirén
X _E	0,79689
X _P	0,20311

α _{IPC_E}	0,42754
α _{PDIESEL}	0,42760
α _{PPI}	0,14486
α _{DOL}	0,49900
α _{IPC_P}	0,22200
α _{IPM}	0,27900

5.5.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la potencia, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{PN_Potencia_i}{PN_Potencia_0} = \alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0}$$

Donde:

- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Abril de 2010 (520,62 \$/US\$).
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Abril de 2010 (100,86).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Aysén, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- TAX₀ : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Aysén, correspondiente al mes de Mayo de 2010 (0,06 %/1).
- IPM_i : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- IPM₀ : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican.

α_{DOL}	0,49900
α_{IPC_P}	0,22200
α_{IPM}	0,27900