

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de “Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó”.

**Santiago, 06 de febrero de 2015**

**RESOLUCION EXENTA N° 59**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el Artículo 9°, letra h) del D.L. 2.224, de 1978, modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978, y a otros cuerpos legales;
- b) Lo establecido en los artículos 85° y 173° al 180°, todos 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, “la Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) La Resolución Exenta N° 779 del 11 de diciembre de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, que 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, en adelante “las Bases”;

- e) La carta N°879842, de fecha 30 de abril de 2014, mediante la cual SAGESA S.A., hizo entrega a la Comisión del Informe Final de los “Estudios Tarificación Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén”, realizado por la empresa consultora GTD Ingenieros Consultores Ltda.;
- f) Lo solicitado por esta Comisión mediante carta CNE N°147 de fecha 09 de mayo de 2014;
- g) Lo comunicado por SAGESA S.A. a través de cartas N° 885073 y N° 888305, de fecha 14 de mayo de 2014 y 27 de mayo de 2014 respectivamente;
- h) Lo informado por esta Comisión mediante carta CNE N°400 de fecha 27 de agosto de 2014;
- i) Lo comunicado por SAGESA S.A. a través de carta N°925258 de fecha 17 de septiembre de 2014;
- j) Lo señalado por esta Comisión mediante carta CNE N°550 de fecha 22 de octubre de 2014;
- k) Lo comunicado por SAGESA S.A. a través de carta N°942358 de fecha 12 de noviembre de 2014;
- l) Lo dispuesto por la Resolución Exenta CNE N° 699 de fecha 29 de diciembre de 2014, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico de “Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó”;
- m) Lo comunicado por SAGESA S.A. a través de la carta N°962635 de fecha 20 de enero de 2015, y
- n) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los precios a nivel de generación y transmisión, así como el establecimiento de planes de expansión en el Sistema Mediano de Cochamó;
- b) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 699 de fecha 29 de diciembre de 2014, de la Comisión, se aprobó el Informe Técnico de “Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó”, en adelante el “Informe Técnico”;
- c) Que, SAGESA S.A., a través de la carta individualizada en el literal m) de Vistos, manifestó su acuerdo con el Informe Técnico y en consecuencia esta Comisión no envió antecedente alguno constitutivo de discrepancia al Panel de Expertos, y
- d) Que, en consecuencia se han cumplido las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se apruebe el Informe Técnico respectivo;

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el siguiente Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó:



**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DEL  
SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ**

**CUADRIENIO 2014-2018**

**Diciembre de 2014**

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE COCHAMÓ .....</b>	<b>5</b>
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
<b>3</b>	<b>ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA.....</b>	<b>7</b>
3.1	CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA.....	8
3.1.1	Caracterización de Instalaciones Existentes .....	8
3.1.2	Valorización de Instalaciones .....	8
3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	11
3.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	12
3.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID .....	13
3.5	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	13
3.6	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP .....	13
3.7	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	14
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA .....</b>	<b>16</b>
4.1	ASPECTOS GENERALES .....	16
4.2	CORRECCIONES .....	16
4.2.1	Recargos.....	16
4.2.2	Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización .....	17
4.2.3	Módulos térmicos.....	17
4.2.4	Proyección de Demanda utilizada.....	18
4.2.5	Plan de Expansión Óptimo.....	18
4.2.6	Costo Incremental de Desarrollo (CID) .....	19
4.2.7	Plan de Reposición Eficiente .....	19
4.2.8	Costo Total de Largo Plazo (CTLP).....	19
4.2.9	Fórmulas de indexación del CTLP y CID .....	19

---

<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS .....</b>	<b>21</b>
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA .....	21
5.2	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA.....	23
5.3	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES .....	24
5.3.1	Costo Total de Largo Plazo indexado a 2014 .....	24
5.3.2	Proyección de Demanda 2014-2018 .....	25
5.3.3	Precios de Nudo de Energía .....	25
5.3.4	Precios de Nudo de Potencia .....	25
5.4	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	26
5.4.1	Indexación Precio de Nudo de la Energía .....	26
5.4.2	Indexación Precio de Nudo de la Potencia .....	27

## 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°394, de fecha 2 de julio de 2013, la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, declaró abierto el proceso 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, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén y estableció sus plazos y condiciones. Aprobándose el Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas, mediante Resolución Exenta N°511, de fecha 14 de agosto de 2013, para los señalados sistemas.

Posteriormente, en cumplimiento a lo dispuesto en la Ley y el DS N°229 de 2005, Reglamento de valorización y Expansión para los SSMM, en adelante “el Reglamento”, por Resolución Exenta N°683, de fecha 30 de octubre de 2013, esta Comisión aprobó las Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos señalados. Así, aprobadas las observaciones formuladas por las empresas, a nuestras Bases Preliminares, se dictó la Resolución Exenta N° 751, de fecha 29 de noviembre de 2013, que aprobó las Bases Definitivas para la realización de los Estudios de los SSMM.

A partir de lo expuesto, y considerando que las empresas no presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos de conformidad al Art. 14 del Reglamento, la Comisión, mediante Resolución Exenta N°779, de fecha 11 de diciembre de 2013, aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los SSMM.

Finalmente, mediante carta N° 888305, de fecha 27 de mayo de 2014, la empresa Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA S.A.) envió a la Comisión el Informe Final del Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó.

De esta manera, y de acuerdo a lo establecido en el inciso quinto del Art. 177 de la Ley, la Comisión expone la revisión y correcciones realizadas al Informe antes señalado para el Sistema Mediano de Cochamó.

## 2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE COCHAMÓ

El Sistema Mediano de Cochamó, perteneciente a la empresa SAGESA, del Grupo SAESA, está ubicado en la Región de los Lagos, abasteciendo principalmente las localidades de Cochamó y Río Puelo.

La Central Térmica Cochamó abastece una extensa red de distribución en 23 kV y está localizada en la zona urbana y en el centro de carga de una red radial atendiendo principalmente el suministro de las actividades relacionadas con la explotación de productos marinos.

La potencia instalada en el sistema en estudio se entrega en la siguiente tabla:

**Tabla 1:** Potencia Instalada en el Sistema, en kW

Centrales	Tipo Unidad Generadora	Potencia Instalada [kW]	VI total (MUSD)	Promedio USD/kW
Térmicas	Térmica Diesel	1.660	830	500

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

#### 2.1.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación

El Sistema eléctrico de Cochamó no posee instalaciones de transmisión, los puntos de retiro están directamente ubicados en los puntos de inyección de las centrales generadoras al sistema de distribución, por lo que corresponde, en lo referente a la revisión del presente Estudio, la identificación y caracterización de las instalaciones asociadas a la generación.

**Tabla 2:** Unidades Generadores Sistema de Cochamó

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Cochamó	Unidad 1	SAGESA S.A.	41°27'20,43" S 72°18'8,62" O	Térmica Diesel	0,83
	Unidad 2	SAGESA S.A.	41°27'20,43" S 72°18'8,62" O	Térmica Diesel	0,83

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Si se revisa la evolución de la Energía y Demanda Máxima ingresada a distribución del Sistema Mediano de Cochamó, se observa principalmente:

- Alta volatilidad en la tasa de crecimiento interanual. Esto se debe principalmente al tamaño del sistema, lo que implica que la conexión y/o desconexión de algún cliente industrial afecte la tasa global del Sistema.

**Tabla 3:** Demanda Histórica Sistema Cochamó

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx.
2003	1.374	295	---	---
2004	1.359	340	-1,09%	15,25%
2005	1.395	385	2,65%	13,24%
2006	2.263	478	62,24%	24,16%
2007	2.665	620	17,77%	29,71%
2008	3.146	598,08	18,05%	-3,54%
2009	2.892	608	-8,08%	1,66%
2010	3.386	647	17,10%	6,41%
2011	4.143	774	22,33%	19,63%
2012	4.576	799,701	10,47%	3,32%
2013	3.666	861	-19,89%	7,67%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 4:** Crecimiento promedio de la demanda histórica

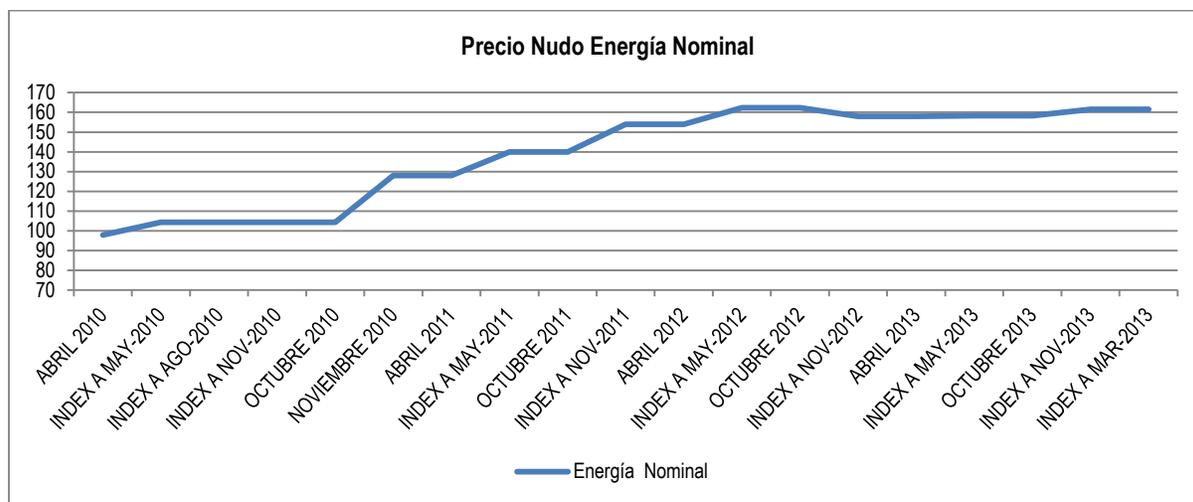
Año	Energía
2003-2012	15,72%
2008-2012	11,98%
2003-2013	12,15%
2008-2013	6,66%

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

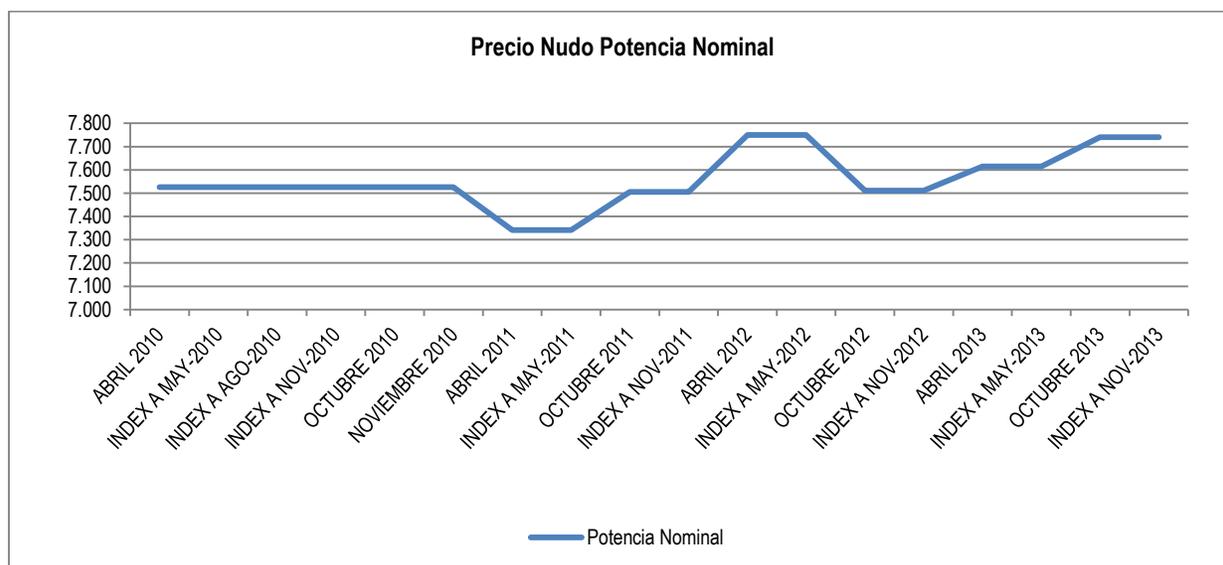
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en el Sistema de Cochamó desde Abril 2010 hasta su última indexación, en Marzo de 2013.

**Figura 1:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía  
Valores Nominales Período 2010-2014



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl).

**Figura 2:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia  
Valores Nominales Período 2010-2014



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

### 3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA

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

### 3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA

#### 3.1.1 Caracterización de Instalaciones Existentes

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

**Tabla 5:** Unidades Generadoras

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (USD/MWh)
Cochamó	Térmica Diesel	1,66	0,26	11,4

Fuente: Estudio SAGESA

#### 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:** Valorización de Instalaciones de Generación Existentes (MUSD)

	Elementos Menores (MUSD)	Equipo Generación	Obras Civiles (MUSD)	Obras Eléctricas (MUSD)	Terreno (MUSD)	Otros (MUSD)	Total (MUSD)
<b>Cochamó</b>	8	563	125	0	79	55	830

Fuente: Estudio SAGESA

La valorización antes presentada considera una vida útil de 20 años para las unidades generadoras térmicas.

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas a emplear en el Plan de Expansión y Proyecto de Reposición Eficiente se presenta en la siguiente Tabla:

**Tabla 7:** Detalle Módulos Térmicos

Item	Unidad	Descripción
Capacidad	kW prime	800
Tipo		Motor Diesel
Combustible ppal		Diesel
Combustible Alternativo		No tiene
Consumo específico	lts/kW	0,238333333

Costo variable no combustible	USD/kWh	9,093446576
Velocidad del generador	rpm	1500
Tasa Indisponibilidad Forzada (Protección , control y medida)	%	5
Control de la unidad Motor	A	ITM1200
	Provee la fábrica	Si
Tensión en bornes	V	400
Transformador		23/0,4kV-1000kVA
Costo Módulo Etapa1	USD	52,6224819
Costo Módulo Etapa2	USD	226,3685014
Costo Módulo Etapa3	USD	94,3202089
Costo Total Módulo		373,3111921
Costo Unitario Total Módulo	USD/kW	155,5463301
Vida Util Etapa1		20,7
Vida Util Etapa2		23

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.2 Valorización de las Instalaciones de Transmisión

En el Sistema de Cochamó se presentan los siguientes datos para la valorización de inversión en transmisión.

**Tabla 8:** VI instalaciones de transmisión en centrales generadoras (MUSD)

Central	Elementos Menores	Obras Civiles	Obras Eléctricas	Terreno	Otros	Total
<b>Cochamó</b>	3	27	231	30	21	311
<b>Total General</b>	3	27	231	30	21	311

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.3 Valorización de Terrenos

Realizando un promedio ponderado de los valores unitarios de terreno de cada localidad con respecto a las superficies dimensionadas de la empresa modelada, se obtuvo como valor unitario 167.857 \$/m<sup>2</sup>.

### 3.1.2.4 Recargos

Existen distintos recargos asociados a cada unidad desde la compra para dejarla operando, los que se expresan en términos porcentuales y generan un alza en el costo final de las

unidades. Los valores presentados por la empresa se resumen en la tabla presentada a continuación:

**Tabla 9: Recargos Unidades Existentes**

Sistema	Tipo	Unidad	Potencia	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Cochamó	Térmica Diesel	Cochamó	825	28,00%	15,00%	0,00%	32,00%	17,00%	1,00%	10,00%	8,00%
Cochamó	Térmica Diesel	Cochamó	825	28,00%	15,00%	0,00%	32,00%	17,00%	1,00%	10,00%	8,00%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 10: Recargos Unidades Candidatas**

Sistema Mediano	Tipo	Potencia (KW)	Módulo	Flete	Bodega	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses	Bienes Intangibles	Costo de Explotación
Cochamó	Diésel	800	1	9,40%	11,30%	10,40%	2,50%	13,00%	7,10%	5,80%	3,10%	1,60%
Cochamó	Diésel	800	2	8,20%	11,80%	7,50%	3,10%	13,10%	7,10%	5,70%	3,00%	1,50%
Cochamó	Diésel	800	3	8,20%	11,80%	7,50%	3,10%	13,10%	7,10%	5,70%	3,00%	1,50%

### 3.1.2.5 Módulos Térmicos

En el caso de las centrales térmicas diesel, el Consultor presentó módulos de tamaño asociado al crecimiento de la demanda de cada sistema.

**Tabla 11: Costos unitarios módulos**

Sistema	Capacidad (kW)	Costo presentado (UDS/kW)	
		Etapa 1	Etapa 2
Cochamó	800	1.043	468

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.6 Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

**Tabla 12: Costos fijos modelados CT Cochamó**

SM	C.F.I. (USD/año)	C.F.D. (USD/año)	Total (USD/año)
Cochamó	242.237	168.137	410.374
<b>Total</b>	<b>242.237</b>	<b>168.137</b>	<b>410.374</b>

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Se procedió 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.

**Tabla 13:** Proyecciones en Cochamó

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (MW)
2012		
2013	5.137	0,91
2014	5.656	1,11
2015	6.105	1,20
2016	6.590	1,30
2017	7.114	1,40
2018	7.679	1,51
2019	8.290	1,63
2020	8.948	1,76
2021	9.659	1,90
2022	10.427	2,05
2023	11.256	2,22
2024	12.150	2,39
2025	13.116	2,58
2026	14.158	2,79
2027	15.284	3,01
Factor de Carga		0,573

Fuente: Estudio SAGESA

Para llevar la proyección anual antes señalada a nivel mensual, el Consultor del Estudio, GTD Consultores Ltda. empleó la estacionalidad promedio ocurrida en el período 1999 – 2013. 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 2007 – 2012 parejo en términos anuales.

**Tabla 14:** Estacionalidad

Mes	Cochamó
ene	7,92%
feb	7,61%
mar	7,69%
abr	7,75%

may	8,46%
jun	8,79%
jul	8,91%
ago	9,23%
sep	8,75%
oct	8,55%
nov	8,22%
dic	8,12%

Fuente: Estudio SAGESA

La empresa en sus planillas de cálculo estimó los bloques horarios según los datos reales del año 2012, no considerando el ajuste de los datos horarios al factor de carga ni a la estacionalidad mensual estimada en los puntos anteriores.

### 3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El plan de expansión considera sólo módulos térmicos. El plan resultante presentado por la empresa es el siguiente:

**Tabla 15:** Plan de Expansión Generación

Año	Capacidad Instalada
	Termoeléctrica (kW)
2013	800
2014	0
2015	800
2016	0
2017	0
2018	0
2019	0
2020	0
2021	800
2022	0
2023	0
2024	0
2025	800
2026	0
2027	0

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID

El CID que resulta de este plan es USD404 por MWh.

### 3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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

**Tabla 16:** Valorización de centrales de reposición cochamo

Central	VI Gx (MUSD)	VI Tx asociado a Gx (MUSD)	Total VI (MUSD)
Cochamó	1179	414	1593
<b>Total SM Cochamó</b>	1179	414	1593

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 17:** Instalaciones de Reposición

Plan de Expansión	Año	P MW
CT Nva 1	2012	0,8
CT Nva 2	2012	0,8
CT Nva 3	2012	0,8
CT Nva 4	2015	0,8
CT Nva 5	2021	0,8
CT Nva 6	2025	0,8

Fuente: Estudio SAGESA

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

**Tabla 18:** Anualidad de Inversión y COMA

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente Gx (MUSD)	AVI Inversión Gx (MUSD)	AVIG <sub>t</sub> (MUSD)	AVI Plan de Reposición Eficiente Tx (MUSD)	AVI Inversión Tx (MUSD)	COMAG <sub>t</sub> (MUSD)
2015	145	131	276	50	0	2.383,20
2016	145	131	276	50	0	2.519,37
2017	145	131	276	50	0	2.677,33
2018	145	131	276	50	0	2.846,67

Fuente: Estudio SAGESA

Tabla 19: Cálculo CTLP

ÍTEM	SSMM
	COCHAMÓ
CTLPG(\$/año)	1.427.095.830
CTLPL(\$/año)	23856500
<b>CTLP(\$/año)</b>	<b>1.450.952.330</b>

Fuente: Estudio SAGESA

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo MUSD 3.041.

### 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 fórmula general de indexación es:

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

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 julio de 2012 – diciembre de 2012 en Cochamó: 482,03 \$/lt.
- $PPI_t$ : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov), WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI <sub>0</sub> :	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 <sub>t</sub> :	Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
TAX <sub>0</sub> :	Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al mes de noviembre de 2012 (0,06).
DOL <sub>t</sub> :	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 \$/USD.
DOL <sub>0</sub> :	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 \$/USD).

Los coeficientes obtenidos para el CID de Energía son:

**Tabla 20:** Coeficientes Energía CID

Coef <sub>1</sub>	IMO	31,10%
Coef <sub>2</sub>	IPC	20,80%
Coef <sub>3</sub>	PPD	46,20%
Coef <sub>4</sub>	Imp	1,90%

**Fuente: Estudio SAGESA**

Los coeficientes obtenidos para el CID de Potencia son:

**Tabla 21:** Coeficientes Potencia CID

Coef <sub>1</sub>	IMO	14,20%
Coef <sub>2</sub>	IPC	22,80%
Coef <sub>3</sub>	PPD	0,00%
Coef <sub>4</sub>	Imp	63,00%

**Fuente: Estudio SAGESA**

Los coeficientes obtenidos para el CTLP de Energía son:

**Tabla 22:** Coeficientes Energía CTLP

Coef <sub>1</sub>	IMO	14,99%
Coef <sub>2</sub>	IPC	11,73%
Coef <sub>3</sub>	PPD	64,19%
Coef <sub>4</sub>	Imp	9,09%

**Fuente: Estudio SAGESA**

Los coeficientes obtenidos para el CTLP de Potencia son:

**Tabla 23:** Coeficientes Potencia CTLP

Coef <sub>1</sub>	IMO	63,60%
Coef <sub>2</sub>	IPC	36,40%
Coef <sub>3</sub>	PPD	0,00%

**Fuente: Estudio SAGESA**

Los coeficientes totales para el CTLP:

**Tabla 24: Coeficientes totales CTLP**

Coef <sub>1</sub>	IMO	14,99%
Coef <sub>2</sub>	IPC	11,73%
Coef <sub>3</sub>	PPD	64,19%
Coef <sub>4</sub>	Imp	9,09%

Fuente: Estudio SAGESA

Los coeficientes totales para el CID:

**Tabla 25: Coeficientes totales CID**

Coef1	IMO	25,35%
Coef2	IPC	21,49%
Coef3	PPD	30,53%
Coef4	Imp	22,63%

Fuente: Estudio SAGESA

## 4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### 4.1 ASPECTOS GENERALES

De la revisión del Estudio, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones, las que se reflejan principalmente en cambio de criterios y correcciones en las metodologías aplicadas.

Se hace presente que los antecedentes de respaldo entregados a esta Comisión no permitieron reproducir a cabalidad los resultados del Estudio, esto debido a que parte de la información fue presentada sólo como dato, sin respaldo. Adicionalmente, se detectaron inconsistencias entre la metodología y los valores descritos en el Estudio y la información empleada en la obtención de los resultados.

### 4.2 CORRECCIONES

A continuación se describen las correcciones realizadas, por la Comisión, al Estudio.

#### 4.2.1 Recargos

Se hace presente que la Comisión utilizó los mismos recargos, tanto para las unidades existentes, como para las unidades candidatas. Asimismo, se modificaron algunos criterios aportados por la empresa en los valores porcentuales de los recargos. Finalmente los valores porcentuales de los recargos sobre el valor FOB utilizados son:

Tabla 26: Recargos utilizados

Sistema	Tipo	Unidad	Potencia	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Cochamó	Térmica Diesel	Cochamó	825	6%	0%	29%	24%	11%	1%	6%	5%
Cochamó	Térmica Diesel	Cochamó	825	6%	0%	29%	24%	11%	1%	6%	5%

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.2 Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

En este punto la Comisión en estricto apego a los formatos y criterios establecidos por Bases, debió reorganizar y sistematizar la información presentada por la empresa.

Así, por ejemplo, en lo que respecta a valorización de inversiones se realizó una nueva clasificación de costos, que implica un traspaso y un aumento directo en la valorización de los Costos de Operación Mantención y Administración.

Por su parte, para el reconocimiento de costos fijos por la entrada de nuevas unidades, se estima una variación de éstos en proporción directa al requerimiento adicional de horas hombres que se genere para la empresa.

Tabla 27: Recargos utilizados

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
241	191	432

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.3 Módulos térmicos

Para el detalle de cada módulo, en la presente revisión se consideraron las 2 etapas propuestas por el Consultor, no obstante no fueron incluidos los terrenos, los cuales serán tratados por separado con la Infraestructura. Adicionalmente, se consideró un valor por sistema, independiente de su ubicación.

Tabla 28: Módulos Térmicos

Sistema	Capacidad Módulo (kW)	Costo Etapa de Instalación (USD/kW)	
		1	2
Cochamó	400	1051,5	427,6
	800	688	375,1

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.4 Proyección de Demanda utilizada

Se corrige la proyección del Indicador de Actividad Económica Regional Inacer considerado por la empresa y se utiliza la propuesta de Consultor Quiroz & Asociados. Esto permite contar con un solo criterio para la proyección de demanda de los distintos modelos.

Aún más, para la Proyección de Demanda, esta Comisión optó por utilizar el Modelo de Ajuste Parcial, dada la mejor calidad de sus estadígrafos.

Por último, se modificó el criterio utilizado para el cálculo del Factor de Carga, utilizándose el promedio para el período 2011-2013.

De esta manera la proyección de demanda utilizada para el análisis es la siguiente

**Tabla 29:** Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2012	4.453	800
2013	4.599	1.012
2014	5.064	1.115
2015	5.638	1.203
2016	6.464	1.299
2017	7.265	1.402
2018	8.474	1.513
2019	9.295	1.634
2020	10.206	1.763
2021	11.217	1.903
2022	12.337	2.055
2023	13.580	2.218
2024	14.957	2.394
2025	16.485	2.585
2026	18.179	2.790
2027	20.057	3.012
Factor de Carga		0,622

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.5 Plan de Expansión Óptimo

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Expansión Óptimo para el período 2014-2027 es el siguiente:

**Tabla 30:** Plan de expansión óptimo

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso
<b>Cochamó_2_1</b>	Diesel	825	2013
<b>MDR2_4_2</b>	Diesel	800	2018
<b>MDR2_4_3</b>	Diesel	800	2022
<b>MDR2_4_4</b>	Diesel	800	2025

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.6 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 31: Valor CID

ÍTEM	SSMM COCHAMÓ
CIDG(\$/año)	132,523
CIDL(\$/año)	0,00
CID(\$/año)	132,523

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.7 Plan de Reposición Eficiente

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

Tabla 32: Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso
Cochamó_1_1	Diesel	825	2013
Cochamó_2_2	Diesel	825	2013
Cochamó_2_3	Diesel	825	2013
MDR2_6_4	Diesel	800	2018
MDR2_6_5	Diesel	800	2022
MDR2_6_6	Diesel	800	2025

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.8 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 33: CTLP

ÍTEM	SSMM COCHAMÓ
CTLPG(\$/año)	1.245.006.423
CTLPL(\$/año)	479.102
CTLP(\$/año)	1.245.485.526

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.9 Fórmulas de indexación del CTLP y CID

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:

<b>Indexación CID COCHAMÓ</b>				
<b>VP Incrementos Inversión</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
Equipos Importados	2,69%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	3,06%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>5,75%</b>	<b>3,06%</b>	<b>0,00%</b>	<b>2,69%</b>
<b>VP Incrementos COMA</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
CVC	91,89%	0%	100%	0%
CVNC	2,35%	0%	0%	100%
Costos Fijos	0,01%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>94,25%</b>	<b>0,01%</b>	<b>91,89%</b>	<b>2,35%</b>
	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
<b>VP Incrementos</b>	<b>100,01%</b>	<b>3,07%</b>	<b>91,89%</b>	<b>5,04%</b>

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 34: Indexadores CID**

<b>Indexación CID</b>	
<b>IPC – Nacional</b>	3,07%
<b>P. Diesel – Nacional</b>	91,89%
<b>PPI – Externo</b>	5,04%

Fuente: Estudio CNE

Finalmente los ponderadores de la fórmula de indexación del CTLP son los siguientes:

<b>Indexación CTLP COCHAMÓ</b>				
<b>VP Incrementos Inversión</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
Equipos Importados	2,82%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	3,57%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>6,39%</b>			
<b>VP Incrementos COMA</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
CVC	71,57%	0%	100%	0%
CVNC	4,67%	0%	0%	100%
Costos Fijos	17,37%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>93,61%</b>	<b>20,94%</b>	<b>71,57%</b>	<b>7,49%</b>
	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
<b>VP Incrementos</b>	<b>100,00%</b>	<b>20,94%</b>	<b>71,57%</b>	<b>7,49%</b>

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 35:** Indexadores CTLP

<b>Indexación CTLP</b>	
<b>IPC – Nacional</b>	20,94%
<b>P. Diesel - Nacional</b>	71,57%
<b>PPI – Externo</b>	7,49%

Fuente: Estudio CNE

## 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:

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

Donde:

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

- NB : Número de barras o nudos del sistema.  
 IAP<sub>j</sub> : 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<sub>jt</sub> : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.  
 CDP<sub>j</sub> : 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:

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

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

$$\boxed{IAE = \left( \sum_{j=1}^{NB} IAE_j \right)}$$

Donde:

$$\boxed{IAEG_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CIDG_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)}$$

$$IAEL_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CIDL_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$IAE_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CID_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.
- IAEG<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en \$/año.
- IAEL<sub>j</sub> : 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<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en \$/año.

## 5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

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.

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

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

$$PNE_j = PNEG_j + PNEl_j$$

Donde:

- PNEG<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.
- PNEl<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en \$/kWh.
- PNE<sub>j</sub> : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en \$/kWh.
- α<sub>Gj</sub> : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.
- α<sub>Lj</sub> : Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía 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  $j$ ,  $CTLPG_j$ , 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  $j$ ,  $CTLPL_j$ , 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  $\alpha_{Gj}$  y  $\alpha_{Lj}$ , para los precios de nudo de energía, se definen mediante las siguientes expresiones:

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

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

### 5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.3 del presente informe, considerando el precio de nudo de la potencia obtenido del “ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM” del 2012, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema antes mencionado se detalla en las secciones siguientes.

Para el caso del CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a junio de 2014 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.7 y empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.3.8, ambas del presente informe.

Los indexadores del CTLP, los valores base a junio de 2014 son los siguientes:

**Tabla 36:** Valores Indexadores utilizados - CTLP

Fechas	IPC	PDiesel Cochamó [\$/m3]	PPI	TAX	Dólar
31-12-2012	108,64	471.638	162,8	0,06	480,57
01-06-2014	114,27	501.727	165,6	0,06	554,64

Fuente: Estudio CNE

#### 5.3.1 Costo Total de Largo Plazo indexado a 2014

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a Junio de 2014 son los siguientes:

**Tabla 37:** CTLP base – CTLP indexado Junio 2014

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Cochamó
31-12-2012	1.245.485.526
<b>01-06-2014</b>	<b>1.332.106.385</b>

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.2 Proyección de Demanda 2014-2018

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 38:** Demanda proyectada período 2014-2018

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2014	5.064	1.115
2015	5.638	1.203
2016	6.464	1.299
2017	7.265	1.402
2018	8.474	1.513

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.3 Precios de Nudo de Energía

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

**Tabla 39:** Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
<b>Cochamó</b>	<b>165,277</b>

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.4 Precios de Nudo de Potencia

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

**Tabla 40:** Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
<b>Cochamó</b>	<b>13.255,18</b>

Fuente: Estudio CNE

## 5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

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

### 5.4.1 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:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left( \alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \cdot \frac{(1+TAX_i)}{(1+TAX_0)} \cdot \frac{(DOL_i)}{(DOL_0)} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[ \frac{(DOL_i)}{(DOL_0)} \cdot \left( \alpha_{PPImot} \cdot \frac{PPImot_i}{PPImot_0} + \alpha_{PPI_P} \cdot \frac{PPI_i - P}{PPI_0 - P} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- $\chi_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $\chi_P$  : 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 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 2014 (114,27).
- $P_{DIESELI}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.
- $P_{DIESELO}$  : Precio vigente del petróleo diesel en Cochamó según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Diciembre de 2013 a mayo de 2014 (484.212 \$/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 que 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 2013 (501.727 %/1).
- $TAX_i$  : 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 2014 (0,06 %/1).
- $PPI_P$  : Producer Price Index- Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

- PPI<sub>0\_P</sub> : Producer Price Index- Commodity publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2013 (202,00).
- DOL<sub>i</sub> : 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 \$/USD.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2014 (554,64 \$/USD).
- PPI<sub>motor\_i</sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.
- PPI<sub>motor\_0</sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a diciembre 2013 (203,80).

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.

**Tabla 41:** Precio de Nudo Potencia

Ponderador	Cochamó
Xe	1,101
Xp	-0,101

Fuente: Estudio CNE

$\alpha_{IPC\_E}$	0,18554
$\alpha_{PDIESEL}$	0,76454
$\alpha_{PPI}$	0,04992
$\alpha_{PPI_{mot}}$	0,11019
$\alpha_{IPC\_P}$	0,80871
$\alpha_{PPL\_P}$	0,08110

## 5.4.2 Indexación Precio de Nudo de la Potencia

La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el “ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM” del 2012. Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Reglamento de Precio de Nudo, específicamente en su artículo 49°.

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{PPI_{mot}} \frac{PPI_{mot_i}}{PPI_{mot_0}} + \alpha_{PPI\_P} \cdot \frac{PPI_{i-P}}{PPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- PPI<sub>motor<sub>i</sub></sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.
- PPI<sub>motor<sub>0</sub></sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a diciembre 2013 (203,80).
- PPI<sub>i\_P</sub> : Producer Price Index- Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>0\_P</sub> : Producer Price Index- Commoditie publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2013 (202,00).
- IPC<sub>i</sub> : Índice de precio al consumidor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de precio al consumidor publicado por el INE correspondiente al mes de abril de 2014 (114,27).
- DOL<sub>i</sub> : 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<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Abril de 2014 (554,64 \$/US\$).

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.

$\alpha_{PPI_{mot}}$	0,11019
$\alpha_{IPC\_P}$	0,80871
$\alpha_{PPI\_P}$	0,08110

**Artículo Segundo:** Conforme a lo dispuesto en el Artículo 178° de la Ley, remítase la presente resolución al Ministerio de Energía.

Anótese y Publíquese en la página web de la Comisión

  
**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía

ARC/CZB/PMW/KOC/JMA/MCL/AOM/mhs.

**Distribución:**

1. Ministerio de Energía
2. Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE
3. Depto. Jurídico, CNE
4. Depto. Eléctrico, CNE
5. Depto. Regulación Económica, CNE
6. Oficina de Partes, CNE