



**GOBIERNO DE CHILE**  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**INFORME TÉCNICO CON OBSERVACIONES Y  
CORRECCIONES A ESTUDIO PRESENTADO POR  
EMPRESA ELÉCTRICA DE MAGALLANES S.A.**

**Periodo 2008-2010**

**Agosto de 2008**

**ÍNDICE**

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA .....	6
2.1	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación.....	6
2.2	Evolución Histórica de la Demanda .....	9
3	ESTUDIO CONTRATADO POR EDELMAG .....	11
3.1	Valorización de Instalaciones Existentes .....	11
3.2	Determinación de Costos de la Empresa Eficiente .....	11
3.2.1	Costos Directos Centrales Generadoras.....	12
3.2.2	Costos variables de operación .....	12
3.2.3	Resumen de costos directos e indirectos.....	13
3.3	Proyección de la Demanda .....	14
3.4	Plan de Expansión Óptimo.....	14
3.5	Costo Incremental de Desarrollo (CID) .....	14
3.6	Costo Total de Largo Plazo (CTLP).....	14
3.7	Fórmulas de Indexación.....	15
4	REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA.....	16
4.1	Aspectos Generales.....	16
4.2	Correcciones Específicas.....	16
4.2.1	Costos Fijos de Infraestructura Asociada a la Generación.....	16
4.2.2	Dimensionamiento y remuneraciones del personal de la central .....	16
4.2.3	Gastos Varios .....	17
4.2.4	Precio del Petróleo Diesel .....	17
4.2.5	Costos Variables no Combustibles.....	17
4.2.6	Intereses Intercalarios .....	17
4.3	Proyecto de Reposición Eficiente .....	18
4.4	Fórmulas de Indexación.....	18
4.4.1	Fórmulas Indexación CTLP .....	19
5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS .....	20

---

5.1	Fórmulas para Ingreso Anual Equivalente de Energía y Potencia.....	21
5.2	Costo de Desarrollo de la Potencia.....	22
5.3	Fórmulas para Precios de Nudo de Energía y Potencia .....	23
5.4	Precios de Nudo de Energía y Potencia Resultantes .....	24
5.4.1	CTLP Indexado a julio de 2008 .....	25
5.4.2	Proyección de demanda 2008-2010.....	25
5.4.3	Precios de Nudo de Energía y Potencia.....	25
6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	
	26	
6.1.1	Indexación Precio de Nudo de la Potencia.....	26
6.1.2	Indexación Precio de Nudo de la Energía .....	27

## **1 INTRODUCCIÓN**

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 19.940, publicada en el Diario Oficial el 13 de marzo de 2004, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante Sistemas Medianos o 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° 495, de fecha 7 de agosto de 2007, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el registro de usuarios e instituciones interesadas e implementar la modalidad de participación ciudadana en el primer proceso de tarificación en generación y transmisión del sistema mediano de Puerto Williams. Para dicha convocatoria no se presentaron usuarios e instituciones interesadas, declarándose desierto dicho registro a través de la Resolución Exenta N° 621, de fecha 11 de septiembre de 2007.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 647, de fecha 24 de septiembre de 2007, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la realización de los estudios de valorización y expansión del sistema mediano de Puerto Williams. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 707, de fecha 22 de octubre de 2007, la Comisión aprobó respuestas a las observaciones de la empresa operadora a las Bases Preliminares antes indicadas.

Mediante Resolución Exenta N° 785, de fecha 2 de noviembre de 2007, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la realización del estudio de valorización y expansión del sistema mediano de Puerto Williams.

Mediante Resolución Exenta N° 116, de fecha 5 de marzo de 2008, la Comisión aprobó la comunicación de Costos Unitarios Recomendados por la Comisión Nacional de Energía, de instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización del Estudio del Sistema Mediano de Puerto Williams.

A partir de lo descrito anteriormente, mediante carta EEMG N° 337/2008-G de fecha 14 de abril de 2008, la Empresa Eléctrica de Magallanes, en adelante EDELMAG o indistintamente la Empresa, ha enviado a esta Comisión el Informe Final del “Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Puerto Williams”, en adelante el Estudio, encargado a la empresa SYSTEP Ingeniería y Diseños, en adelante el Consultor.

En virtud de lo anterior, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 177, inciso final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, el presente informe técnico entrega las

observaciones y correcciones al Estudio, así como las correspondientes estructuras tarifarias aplicables al Sistema Mediano de Puerto Williams durante el periodo 2008-2010.

## **2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA**

La ciudad de Puerto Williams está ubicada en la ribera norte de la isla Navarino, al Sur de Tierra del Fuego. Es la capital tanto de la agrupación de Comunas de Cabo de Hornos y Antártica como de la Provincia de la Antártica Chilena, perteneciente a su vez a la XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

La comuna tiene una superficie total de 21.551,10 Km<sup>2</sup> de los cuales solamente 0,80 son destinados a uso urbano. Posee alrededor de 2.500 habitantes, principalmente colonos y funcionarios de las Fuerzas Armadas, siendo la ciudad más austral del país.

Su principal fuente de recursos naturales se centra en la madera, la crianza de ganado tanto ovino como bovino y en mayor medida la pesca artesanal. La única forma de comunicación de la isla es la vía marítima y aérea. Tiene un clima esteparico frío, zona de tundra, con temperaturas bajas y homogéneas y precipitaciones que superan los 2.000 mm anuales.

El sistema eléctrico de Puerto Williams es operado por EDELMAG con demandas máximas para el año 2006 de 844 kW y 3.357 MWh.

A diciembre de 2006, la capacidad instalada del sistema alcanzaba los 2.690 kW, basada en motores diesel, operando estos en forma aislada debido a la inexistencia de redes de interconexión con otros sistemas eléctricos del país.

### **2.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación**

El sistema eléctrico de Puerto Williams no posee instalaciones de transmisión, por lo que corresponde, en lo referente a la revisión del presente Estudio, la identificación y caracterización de las instalaciones asociadas a la generación y a la subestación propiamente tal.

El Cuadro 1, identifica las instalaciones de generación que componen este sistema eléctrico a diciembre de 2006, indicando sus características más relevantes.

Cuadro 1: Instalaciones de Generación Existentes

CARACTERÍSTICAS DE UNIDADES GENERADORAS									
		CAT. 3508	CAT. 3412	CAT. 3508B	CUMMINS D1	CUMMINS D2	PETWOB	DETROIT	
Unidades Generadoras	Sistema	Puerto Williams	Puerto Williams	Puerto Williams	Puerto Williams	Puerto Williams	Puerto Williams	Puerto Williams	
	Propietario	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	
	Giro (1)	G-T-D	G-T-D	G-T-D	G-T-D	G-T-D	G-T-D	G-T-D	
	Región	XII	XII	XII	XII	XII	XII	XII	
	Provincia	Antártica Chilena	Antártica Chilena	Antártica Chilena	Antártica Chilena	Antártica Chilena	Antártica Chilena	Antártica Chilena	
	Coordenadas [UTM 19 PSAD 56]	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	407.969/4.094.411	
	Tipo Unidad generadora (2)	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	
	Capacidad [MW]	0,73	0,35	0,59	0,25	0,25	0,25	0,25	
	Potencia Mínima [MW]	0,34	0,175	0,29	0,14	0,14	0,126	0,125	
	Año Fabricación o Construcción	2005	1993	2004	1995	1995	2007	2003	
	Vida Útil	20	20	20	20	20	20	20	
	Tasa de Indisponibilidad Forzada	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
	Días Mantenimiento Anual (mantenimiento promedio considerando overhaul)	29	27	29	26	26	26	26	
	Tiempo de Partida [minutos]	3 MIN	3 MIN	3 MIN	3 MIN	3 MIN	3 MIN	3 MIN	
	Tipo Turbina (3)	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	Ciclo Diesel	
	Tipo Generador (4)	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico	
	Número de Polos Generador	4	4	4	4	4	4	4	
	Velocidad [r. p. m.]	1500	1500	1000	1500	1500	1500	1800	
	Tipo Refrigeración (5)	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO							
	Tipo Lubricación (6)	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40	ACEITE 15W40
Tensión en Bornes	400	400	400	400	400	400	400		
Transformador elevador de tensión (7)	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV	0,4/13,2 KV		
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene		
Subestación en que Inyecta	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams	SE Puerto Williams		
Termoeléctricas	Tipo Combustible	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	
	Consumo Específico	0,294	0,296	0,26	0,272	0,278	0,288	0,306	
	Combustible Alternativo	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	
	Consumo Específico	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	

# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

8

	Alternativo							
	Costo Variable no Combustible (operando en base)	22,01	27,68	29,48	30,34	30,34	30,34	30,34
	Estanque de Combustibles (M3)	1,5	0,6	3	1			0,3
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO
Otros (19)	Equipos de Control	CONTROL MEDIANTE SATEC. Y SISTEMA COTROL DE UNIDAD						
	Equipos de Medida	CONTROL MEDIANTE SATEC. Y SISTEMA COTROL DE UNIDAD						
	Protecciones	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR
	Banco de Baterías	NO	NO	24 V.	24V	24V.	24V.	NO
	Tipo de Fundación	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON
	Edificios o Galpones	GALPON	GALPON	GALPON	CONTENEDOR	CONTENEDOR	CONTENEDOR	UNIDAD MOVIL
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Síncrona +	40,56	40,56	40,56	34,04	34,04	34,04	
	Reactancia Síncrona -	41,56	41,56	41,56	53,9	53,9	53,9	
	Reactancia Síncrona 0	8,44	8,44	8,44	31,21	31,21	31,21	
Fecha de Puesta en Servicio	mes/año	*	*	01/08/2005	*	*	01/06/2007	*
Frecuencia entre mantenimiento mayor	Horas	22000	20000	22000	20000	20000	20000	20000



En el siguiente cuadro se presentan las instalaciones y equipos más relevantes de la subestación según lo informado por el Consultor. Estos son, las unidades de transformación, los equipos asociados a la barra y las cabeceras de los alimentadores.

**Cuadro 2: Instalaciones y equipos relevantes en la subestación**

Tipo de Instalación y/o Equipo	Equipo	Detalle	Cantidad
Transformador	Lepper 630 kVA	0.4/13.2kV, Yd1	1
	Rhona 800 kVA	0.4/13.2kV, Yd1	1
	Tusan 400 kVA	0.4/13.2kV, Yd1	2
	Tusan 45 kV	0.4/13.2 kV, Dy1	1
Cabecera Alimentador 1	Desconectador Cuchilla	S&C, 15kV	2
	Interruptor	NOVA Form 6, 15kV, 650A	1
	Transformador de Corriente	Areva, 25x50/5-5A, 15kV, 50Hz	3
Cabecera Alimentador 2	Desconectador Cuchilla	S&C, 15kV	2
	Interruptor	NOVA Form 5, 15kV, 650A	1
	Transformador de Corriente	Areva, 25x50/5-5A, 15kV, 50Hz	3
Cabecera Alimentador 3	Desconectador Cuchilla	S&C, 15kV	2
	Interruptor	NOVA Form 5, 15kV, 650A	1
	Transformador de Corriente	Areva, 25x50/5-5A, 15kV, 50Hz	3
Equipos de Barra	Desconectador Fusible	S&C, 100A máx.- 50A. Positrol	4
		S&C, 100A máx.- 1A. Positrol	1
		S&C, 100A máx.- 3A. Positrol	1
	Desconectador Cuchilla	S&C, 15kV	2
	Transformador de Potencial	Siemens, 8400/120V, 15kV, 50Hz, 200VA	3
	Barra	13.2 kV, Cu 2/0 AWG	1
	Construcción Subestación		1
	Iluminación		1

## 2.2 Evolución Histórica de la Demanda

La siguiente información de la evolución histórica de la demanda, en el sistema de Puerto Williams, ha sido presentada en el Informe de Avance N°1 del Estudio, y corresponde a las ventas de energía en dicho sistema. El siguiente cuadro muestra las ventas históricas anuales de energía.

**Cuadro 3: Ventas de Energía Sistema P Williams**

Año	Energía alimentadores	Dda máxima	Factor de carga
	MWh	kW	
2002 (*)	2.083	655	0,482
2003	2.658	625	0,486
2004	3.416	823	0,474
2005	3.662	920	0,454
2006	3.357	844	0,454
2007	2.799	703	0,455

(\*) Se les descontaron los días en que no hay información

Se observan decrecimientos importantes en los dos últimos años.

### 3 ESTUDIO CONTRATADO POR EDELMAG

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

#### 3.1 Valorización de Instalaciones Existentes

A continuación se presenta la valorización de las instalaciones de generación existentes en Puerto Williams realizada por el Consultor.

**Cuadro 4: Resumen Valorización de Instalaciones Existentes**

Concepto de costo	MUS\$
Valorización de Unidades generadoras	1.227,9
Valorización de subestación elevadora	251,5
A) Valorización de Edificios (incluyendo terrenos)	844,9
B) Valorización vehículos	90,9
C) Valorización otros equipos	331,1
E) Otros	-
<b>Total Costos VI</b>	<b>2.746,3</b>

En la valorización de las instalaciones existentes mostradas en el cuadro N°4, el Consultor consideró información entregada por la Empresa, visita a las instalaciones de Puerto Williams, cotizaciones de equipos e infraestructura y datos actualizados a partir del “Estudio de Sistemas Medianos 2006”.

#### 3.2 Determinación de Costos de la Empresa Eficiente

Como parte de la modelación de los costos de la central generadora, el Consultor utilizó los resultados obtenidos del estudio de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, para modelar una empresa propietaria y administradora de esos sistemas, incluyendo el de Puerto Williams. Así, los costos asociados a las centrales de estos sistemas, estarán conformados por los costos directos de la central, más los que se les asigne de esta empresa administradora.

### 3.2.1 Costos Directos Centrales Generadoras

Para modelar los costos directos, el Consultor asignó el personal de acuerdo al Cuadro 5.

**Cuadro 5: Costos Directos de Personal**

CARGO	COMPENSACIÓN 2006 (US\$)	PORCENTAJE ASIGNACIÓN		
		DX	GX	TX
Administrativo	14.077	50%	50%	0%
Ingeniero	46.018	50%	50%	0%
Operador	15.419	0%	100%	0%
Operador	13.359	0%	100%	0%
Operador	16.567	0%	100%	0%
Operador	15.937	0%	100%	0%
Operador	14.902	0%	100%	0%
Técnico	20.942	0%	100%	0%
Técnico	23.072	100%	0%	0%
<b>Total Gx</b>	<b>127.173</b>			

Por otro lado, los gastos fijos asociados al personal de la central estimados por el Consultor ascienden a MUS\$ 83,04.

De acuerdo al detalle presentado, los costos directos de la central térmica modelo alcanzan MUS\$ 210,2 al año.

### 3.2.2 Costos variables de operación

Estos costos fueron modelados por el Consultor, considerando el consumo específico de combustible de las unidades generadoras, el precio del petróleo diesel, restricciones de operación y costos variables no combustibles de generación (CVNC).

Los precios de los combustibles utilizados, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio, corresponden al promedio del período de seis meses que finaliza el mes de diciembre de 2006 considerando un valor de 401,718 [\$/lt].

Los CVNC modelados por el consultor se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 6: CVNC considerados por el Consultor

Tipo de Unidad	Unidad	Capacidad (kW)	CVNC US\$/MWh		
			Base	Semi Base	Punta
Existentes	CAT3508	730	22,01	30,82	77,04
	CAT3412	350	27,68	38,75	96,86
	CAT3508B	590	29,48	41,27	103,17
	CUMMINS1	250	30,34	42,47	106,17
	CUMMINS2	250	30,34	42,47	106,17
	PETWOB	250	30,34	42,47	106,17
Candidatas	MD-C15	360	27,49	38,49	96,22
	MD-C18	400	26,84	37,58	93,95
	MD-3412	540	23,03	32,24	80,61
	MD-3508B	590	29,48	41,27	103,17
	MD-C32	800	21,76	30,46	76,15

### 3.2.3 Resumen de costos directos e indirectos

Cuadro 7: Resumen de Costos Directos e Indirectos

Concepto de Costo	MUS\$
Costos variables de generación: combustibles	674,1
Costos variables no combustibles	80,6
Costos fijos personal	
personal local	127,2
oficina central	87,2
Costos fijos no personal	
costos locales	83,0
oficina central (incluye oficinas y equipamiento)	102,3
Total Costos de COMA	1.154,4

### 3.3 Proyección de la Demanda

En el Cuadro 8 se indica la proyección de energía y potencia utilizada por el consultor.

**Cuadro 8: Proyección de Demanda**

Año	Demanda Energía MWh	Demanda Potencia kW
2007	2.799,2	703,0
2008	2.679,8	654,6
2009	2.864,5	698,1
2010	3.051,3	742,0
2011	3.240,3	786,2
2012	3.328,8	805,8
2013	3.420,0	826,1
2014	3.514,0	846,9
2015	3.610,9	868,3
2016	3.710,8	890,4
2017	3.813,9	913,1
2018	3.920,2	936,5
2019	4.029,8	960,5
2020	4.142,8	985,3
2021	4.259,4	1.010,8

### 3.4 Plan de Expansión Óptimo

De acuerdo a lo señalado por el Consultor en su informe, el Plan de Expansión Óptimo para el período 2006-2021 es vacío, debido a que no se requieren nuevas instalaciones para abastecer óptimamente la demanda.

### 3.5 Costo Incremental de Desarrollo (CID)

Considerando que el Plan de Expansión Óptimo es nulo, y en conformidad a lo establecido en las bases del estudio, se omite el cálculo del CID del sistema de Puerto Williams.

### 3.6 Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión que se incurran de un proyecto de reposición eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de

largo plazo durante el horizonte de tarificación correspondiente a los años 2008 a 2010.

#### a) Costo Total de Largo Plazo de Puerto Williams

De acuerdo a lo que señala el Consultor, el Proyecto de Reposición Eficiente determinado, tal que elimina las posibles ineficiencias de las instalaciones existentes, se especifica en los siguientes cuadros:

**Cuadro 9: Proyecto de Reposición Eficiente Puerto Williams**

Unidad	Tipo	Potencia (KW)	Fecha de incorporación	Estado
CAT 3508	Motor Diesel	730	Ene-06	Existente
CAT 3508 B	Motor Diesel	590	Ene-06	Existente
CAT 3412	Motor Diesel	350	Ene-06	Existente
CUMMINS 1	Motor Diesel	250	Ene-18	Futura

**Cuadro10: Costo Total de Largo Plazo**

CTLPG [\$/año]	685.149.125
CTLPL [\$/año]	14.740.721
CTLP [\$/año]	699.889.846

### 3.7 Fórmulas de Indexación

De acuerdo a lo señalado en el Informe Final del Estudio, la fórmula de indexación se diseñó considerando los pesos relativos de las partidas de costos de la determinación del CTLP.

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IMO \times \frac{IMO(i)}{IMO(0)} + \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

Los ponderadores de la fórmula de indexación se muestran en el Cuadro 11

**Cuadro 11: Estructura de la Fórmula de Indexación del CTLP**

Formula de Indexación del CTLP	
IMO - Nacional	25,1%
IPC - Nacional	17,3%
P. Diesel - Nacional	46,6%
PPI - Externo	11,0%

## 4 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE 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 lo anterior, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones al Estudio entregado por la Empresa, ya sea para aplicar un criterio diferente de análisis, en algunos casos, o para realizar correcciones, en otros.

### 4.2 Correcciones Específicas

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

#### 4.2.1 Costos Fijos de Infraestructura Asociada a la Generación

El Consultor valorizó un camión Mercedes Benz en MUS\$73,90, pero, de acuerdo a los datos de la contabilidad de la empresa, el camión fue adquirido en MUS\$19,76. Luego, se corrigió su valor según la contabilidad.

Finalmente, el valor total de costos asociados a infraestructura, considerando las correcciones realizadas por esta Comisión, resulta igual a MUS\$512,76.

#### 4.2.2 Dimensionamiento y remuneraciones del personal de la central

En el Estudio, se consideró una dotación de 5 operadores para la central Puerto Williams, la cual considera un esquema de 3 turnos de operación.

El nivel de remuneraciones fue corregido, considerando lo informado por la empresa al Consultor, de acuerdo a lo mostrado en el siguiente cuadro:

**Cuadro 12: Compensación Promedio Mensual**

NIVEL JERÁRQUICO	INFORMACION EDELMAG (US\$)
N8aa (Administrativo)	1.173
N4 (Ingeniero)	3.835
N8aaaaa (operador)	1.270
N7a (Técnico)	1.834



### **4.2.3 Gastos Varios**

De acuerdo a lo señalado en el informe del Consultor, los gastos fijos asignados a generación, se valorizan en MUS\$83,9. Estos no incluyen gastos de personal, ni combustibles ni lubricantes para generación.

De la revisión de los ítemes incluidos en esta partida de costos, esta Comisión estimó que algunos de ellos ya estaban considerados dentro de otros, o bien no formaban parte de la empresa eficiente, como por ejemplo los eventos sociales y aportes a la comunidad, entre otros. Asimismo, se modificó la asignación a Generación de otros ítemes, tales como materiales diversos y asesorías diversas, entre otros. Luego, los gastos fijos asignados a generación, en consideración a lo señalado, se valorizan en MUS\$57,68.

### **4.2.4 Precio del Petróleo Diesel**

El Consultor utilizó, para el precio del petróleo diesel, un valor de 0,76720 US\$/lt. Esta Comisión corrigió el valor señalado, a 0,74745 US\$/lt, en consistencia con la información entregada por la Empresa.

### **4.2.5 Costos Variables no Combustibles**

Los costos variables no combustibles presentados por el Consultor, se consideran excesivos en comparación con los contenidos en otros estudios similares. Al respecto, se estima que 16,8 US\$/MWh corresponde a un valor representativo para unidades similares a las utilizadas en el Plan de Reposición Eficiente, elaborado por esta Comisión.

### **4.2.6 Intereses Intercalarios**

El valor de 8,45% para los intereses intercalarios, presentado por el Consultor, fue determinado en base a flujos de gastos realizados en un período que comprende la construcción completa de la nueva central de Puerto Williams. El período señalado resulta muy superior al que se debe considerar para la instalación de cada nueva unidad generadora y sus equipos asociados. En consistencia con lo anterior, el valor señalado se ajustó a 2,93%.

### 4.3 Proyecto de Reposición Eficiente

Dentro de las correcciones realizadas por la Comisión, se determinó que las unidades CAT3412 648 kW resultan ser las más eficientes para ser utilizadas en el Proyecto de Reposición Eficiente.

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, y las correcciones realizadas por la Comisión, el Proyecto de Reposición Eficiente es el siguiente:

**Cuadro 13: Proyecto de Reposición Eficiente**

Unidad	Fecha Ingreso	Fecha Retiro	Tipo	Potencia [kW]	Valor Inversión [US\$]
CAT-3214	Ene-07	Dic-30	Motor Diesel	648	241.860
CAT-3214	Ene-07	Dic-30	Motor Diesel	648	241.860
CAT-3214	Ene-07	Dic-30	Motor Diesel	648	241.860
Alimentador PW 1	Ene-07	Dic-30	Instalaciones SSEE		27.023
Alimentador PW 2	Ene-07	Dic-30	Instalaciones SSEE		27.023
Alimentador PW 3	Ene-07	Dic-30	Instalaciones SSEE		27.023
Barra PW	Ene-07	Dic-30	Instalaciones SSEE		16.316

De acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente resultante de incorporar las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, el CTLP resultante para el sistema es el siguiente:

**Cuadro 14: Costo Total de Largo Plazo**

<b>CTLPG (MUS\$)</b>	1.163,28
<b>CTLPG (MM\$)</b>	613,72

### 4.4 Fórmulas de Indexación

Se ha considerado que las fórmulas de indexación propuestas por el Consultor son satisfactorias, pues representan adecuadamente la incidencia de las principales componentes de los costos.

No obstante lo anterior, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación deben ser actualizados, en virtud de las correcciones descritas precedentemente. Asimismo, los índices de remuneraciones, de salarios o de mano de obra, han sido descartados para su uso en la indexación de tarifas. Ello, debido a que estos índices contienen 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 desglose mostrado en el cuadro siguiente, permite determinar la participación de cada indexador en la fórmula correspondiente.

**Cuadro 15: Ponderadores Fórmula de Indexación**

ITEM	CTLP MM\$	Particip. %	Cód_Index
CVC	331.58	54.03%	PD
CVNC	26.52	4.32%	Imp
Costo de Falla	0.06	0.01%	IPC
Costos Fijos Directos	105.80	17.24%	IPC
Costos Fijos Indirectos	65.41	10.66%	IPC
AVI Inversiones	53.26	8.68%	Imp
AVI Infraestructura	31.08	5.06%	Imp
<b>Total</b>	<b>613.72</b>	<b>100%</b>	

Indexador	PD	Imp	IPC
Ponderador	54.03%	18.06%	27.91%

#### 4.4.1 Fórmulas Indexación CTLP

Para el CTLP se consideró el valor presente de los años a tarificar.

$$\text{Puerto Williams} = 0,2791 \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + 0,5403 \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left( 0,1806 \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left( \frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} \right) \times \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right)$$

IPC<sub>i</sub> 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, en %/1.

IPC<sub>0</sub> Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Diciembre de 2006 (124,23 %/1).

PPD<sub>i</sub> Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Williams, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/lt.

PPD <sub>0</sub>	Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Williams, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo julio-diciembre de 2006 (394,34 \$/lt).
PPI <sub>i</sub>	U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics –U.S. Department of Labour ( <a href="http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate">http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate</a> , PPI Commodity Data, Group : All commodities, Item : All commodities, Series ID : WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
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 Julio de 2006 (166,80 %/1).
d1 <sub>i</sub>	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
d1 <sub>0</sub>	Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Noviembre de 2006 (0,06 %/1).
DOL <sub>i</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 \$/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 Diciembre de 2006 (527,58 \$/US\$).

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

## 5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

A partir de la determinación del 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 en cada sistema, 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 3 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 esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (1)$$

IAP : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 3 años, del sistema de generación y transmisión, expresado en \$/año.

$P_{jt}$  : Potencia de punta consumida en el nudo  $j$ , en el año  $t$ , expresada en kW.

$CDP_j$  : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra  $j$ , expresado en \$/kW/mes.

NB : Número de Barras o nudos del sistema.

T : Número de años considerados en el período tarifario (3).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 3 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 de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$IAEG = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CIDG_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (2)$$

$$IAEL = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CIDL_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (3)$$

$$IAE = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CID_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (4)$$

- IAEG : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del segmento de generación, en \$/año.
- IAET : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del segmento de transmisión, en \$/año.
- IAE : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del sistema en su conjunto, en \$/año.

## 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:

$$CDP_j = \frac{CDP}{12} \cdot FpP_j \quad (5)$$

- $j$  : 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 a la ausencia de instalaciones de transmisión en el sistema de Puerto Williams, 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  $j$  del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 3 años.

$$\text{PNEG}_j = \text{CIDG}_j \cdot \alpha_G \quad (6)$$

$$\text{PNEL}_j = \text{CIDL}_j \cdot \alpha_L \quad (7)$$

$$\text{PNPG}_j = \text{CDP}_j \cdot \beta \quad (8)$$

$$\text{PNPL}_j = \text{CDP}_j \cdot (1 - \beta) \quad (9)$$

$$\text{PNE}_j = \text{PNEG}_j + \text{PNEL}_j \quad (10)$$

$$\text{PNP}_j = \text{PNPG}_j + \text{PNPL}_j \quad (11)$$

$$\text{PNP}_j = \text{PNPG}_j + \text{PNPL}_j \quad (12)$$

- $\text{PNEG}_j$  : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ , expresada en \$/kWh.
- $\text{PNEL}_j$  : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo  $j$ , expresada en \$/kWh.
- $\text{PNE}_j$  : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo  $j$ , expresado en \$/kWh.
- $\text{PNPG}_j$  : Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ , expresada en \$/kW/mes.
- $\text{PNPL}_j$  : Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de transmisión, en el nudo  $j$ , expresada en \$/kW/mes.
- $\text{PNP}_j$  : Precio de nudo de potencia en el nudo  $j$ , expresado \$/kW/mes.
- $\alpha_G$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación.

- $\alpha_L$  : Factor de ajuste para la componentes del precio de nudo de energía asociada al segmento de transmisión.
- $\beta$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de generación.
- $1 - \beta$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de transmisión.

Se define MAXG como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación, CTLPG, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación, IAEG.

Se define MAXL como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión, CTLPL, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión, IAEL.

Los factores de ajuste  $\alpha_G$ ,  $\alpha_L$ ,  $\beta$  y  $1 - \beta$ , para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_G = \frac{\text{MAXG} \times (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \times \text{IAEG}} \quad (13)$$

$$\alpha_L = \frac{\text{MAXL} \times (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \times \text{IAEL}} \quad (14)$$

$$\beta = \frac{\text{MAXG}}{\text{MAXG} + \text{MAXL}} \quad (15)$$

$$1 - \beta = \frac{\text{MAXL}}{\text{MAXG} + \text{MAXL}} \quad (16)$$

#### 5.4 Precios de Nudo de Energía y Potencia Resultantes

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4 del presente informe, y considerando el CDP utilizado en el proceso de valorización, expansión y tarificación de los sistemas medianos más reciente, los precios de nudo de energía y potencia resultantes se detallan en las secciones siguientes.



Los valores base y los valores al 1° de julio de 2008 de los indexadores utilizados son los siguientes:

Cuadro 16: Indexadores

Fecha Indexación	Dólar	Diesel Puerto Williams	D. Int.	IPM	PPI	IPC
31-12-2006	527,58	394,34	6,0%	88,26	166,80	124,23
01-07-2008	493,61	478,47	6,0%	99,76	181,00	139,70

#### 5.4.1 CTLP Indexado a julio de 2008

Para el caso del CTLP, los valores obtenidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados al 1° de julio de 2008 mediante las fórmulas de indexación y ponderadores presentados en la sección 4.4 del presente informe. Luego, los valores base e indexado a julio de 2008 del CTLP son los siguientes:

Cuadro17: CTLP Base e Indexado a Julio 2008

Fecha	Puerto Williams \$/Año
31-12-2006	613.723.471
01-07-2008	707.491.766

#### 5.4.2 Proyección de demanda 2008-2010

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiera la sección 5.1 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda para el período 2008-2010:

Cuadro18: Demanda Proyectada Puerto Williams

Año	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]
2008	2.679.826	655
2009	2.864.521	698
2010	3.051.336	742

#### 5.4.3 Precios de Nudo de Energía y Potencia

Los precios de nudo resultantes para la energía y la potencia, son los que a continuación se indica:

Cuadro19: Precios de Nudo de Energía y Potencia

P. N. ENERGÍA \$/kWh	P. N. POTENCIA \$/kW-mes
227,37	7.035,55

## 6 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.

### 6.1.1 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:

Precio por potencia en la barra de retiro =

$$\text{Precio Base de Potencia} \cdot \left( \alpha_{\text{DOL}} \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} + \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + \alpha_{\text{IPM}} \cdot \frac{\text{IPM}_i}{\text{IPM}_0} \right)$$

Donde:

**Precio Dólar** : 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<sub>0</sub>** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de junio de 2008 (493,61 \$/US\$).

**IPC<sub>i</sub>** : 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, en %/1.

**IPC<sub>0</sub>** : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de junio de 2008 (139,70 %/1).

**TAX<sub>i</sub>** : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.

**TAX<sub>0</sub>** : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de junio de 2008 (0,06 %/1).

$IPM_i$  : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.

$IPM_0$  : Valor de IPM, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2008 (99,76).

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:

$\alpha_{DOL}$	=	0,499
$\alpha_{IPC}$	=	0,222
$\alpha_{IPM}$	=	0,279

### 6.1.2 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:

Precio de la energía en la barra de retiro =

$$\text{Precio Base de Energía} \cdot \left[ \alpha_{IPC} \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PDIESEL} \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left( \alpha_{PPI} \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left( \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \times \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right]$$

Donde:

$IPC_i$  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, en %/1.

$IPC_0$  Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de junio de 2008 (139,70 %/1).

PPD <sub>i</sub>	Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Williams, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/lt.
PPD <sub>0</sub>	Precio vigente del Petróleo Diesel en Puerto Williams, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo enero – junio de 2008 (478,47 \$/lt).
PPI <sub>i</sub>	U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics –U.S. Department of Labour ( <a href="http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate">http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate</a> , PPI Commodity Data, Group : All commodities, Item : All commodities, Series ID : WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
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 enero de 2008 (181,00 %/1).
TAX <sub>i</sub>	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
TAX <sub>0</sub>	Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de junio de 2008 (0,06 %/1).
DOL <sub>i</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 \$/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 junio de 2008 (493,61 \$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe la Empresa 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:

$$\alpha_{IPC} = 0,2791$$

$$\alpha_{PDIESEL} = 0,5403$$

$$\alpha_{PPI} = 0,1806$$