



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**INFORME TÉCNICO CON OBSERVACIONES Y
CORRECCIONES A ESTUDIO PRESENTADO POR
EMPRESA EDELAYSÉN S. A.**

CUADRIENIO 2007-2010

Agosto de 2006

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	5
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	6
2.1.1	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación.....	6
2.1.2	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Transmisión	7
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA	7
2.3	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO	8
3	ESTUDIO REALIZADO POR EDELAYSÉN	9
3.1	IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES	9
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES	9
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	9
3.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	13
3.2.1	DEMANDA EN PUNTOS DE RETIRO.....	13
3.2.2	ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN MENSUAL	13
3.3	PRECIO DE COMBUSTIBLES.....	14
3.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)	14
3.4.1	SISTEMA AYSÉN.....	14
3.4.2	SISTEMA PALENA.....	15
3.4.3	SISTEMA GENERAL CARRERA.....	15
3.5	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)	15
3.5.1	SISTEMA AYSÉN.....	15
3.5.2	SISTEMA PALENA.....	16
3.5.3	SISTEMA GENERAL CARRERA.....	16
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	16
4	REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	18
4.1	ASPECTOS GENERALES.....	18
4.2	CORRECCIONES ESPECÍFICAS.....	18
4.2.1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA EN SISTEMA AYSÉN.....	19
4.2.2	NÚMERO DE ANUALIDADES DE INSTALACIONES EXISTENTES EN CTLP	21
4.2.3	ANUALIDAD DE INVERSIÓN Y VALOR RESIDUAL DE CTLP	21
4.2.4	ACTUALIZACIÓN DE COMA EN EL CID.....	22
4.2.5	ACTUALIZACIÓN DE ENERGÍA EN EL CID.....	22
4.2.6	ACTUALIZACIÓN DE COMA EN EL CTLP	23

4.2.7	ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS DE ADMINISTRACIÓN A NIVEL EMPRESA.....	23
4.2.8	FECHA DE VALORIZACIÓN DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN	26
4.2.9	TASA DE CAMBIO.....	27
4.2.10	PRECIOS DE COMBUSTIBLES	27
4.2.11	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN CID y CTLP.....	28
4.2.12	DESARROLLO DE SISTEMAS PALENA Y GENERAL CARRERA.....	28
4.2.13	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	29
4.2.14	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	38
5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	41
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	41
5.2	COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA	42
5.3	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	43
5.4	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	44
5.4.1	CID INDEXADO A 2006	45
5.4.2	CTLP INDEXADO A JULIO DE 2006.....	45
5.4.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2007-2010	46
5.4.4	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA	46
5.4.5	PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	46
5.5	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	47
5.5.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA	47
5.5.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	48
6	PLANES DE EXPANSIÓN	51
6.1	EXPANSIÓN SISTEMA AYSÉN.....	51
6.2	EXPANSIÓN SISTEMA PALENA	52
6.3	EXPANSIÓN SISTEMA GENERAL CARRERA	52
	ANEXO Nº 1 : FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA CID Y CTLP	53
	ANEXO Nº 2 : PETRÓLEO DIÉSEL COYHAIQUE	61

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, mediante Resolución Exenta N° 139, de fecha 11 de marzo de 2005, 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 de sistemas medianos de Aysén y Magallanes.

Dicha convocatoria no tuvo interesados, a partir de lo cual mediante Resolución Exenta N° 342, de fecha 13 de junio de 2005, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la realización de los estudios de valorización y expansión en SSMM, al mismo tiempo que se identificó a los sistemas medianos y empresas responsables de la realización de los referidos estudios. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 425, de fecha 11 de julio de 2005, la Comisión aprobó las respuestas de las consultas formuladas por las empresas que operan SSMM, a las Bases Preliminares aprobadas mediante la Resolución Exenta N° 342 antes indicada.

Mediante Resolución Exenta N° 428, de fecha 12 de julio de 2005, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la realización de los estudios de valorización y expansión en SSMM.

A partir de lo descrito anteriormente, mediante carta GR N° 172 de fecha 1 de junio de 2006, la empresa Edelaysén S. A. ha enviado a esta Comisión el Informe Final del *“Estudio de Tarificación para los Sistemas Aysén, Palena y Carrera”* encargado a la empresa GTD Ingenieros Consultores Ltda., en adelante el Estudio.

En virtud de lo anteriormente expuesto y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 104-5, inciso final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, 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 a los sistemas Aysén, Palena y General Carrera, durante el cuatrienio 2007-2010.

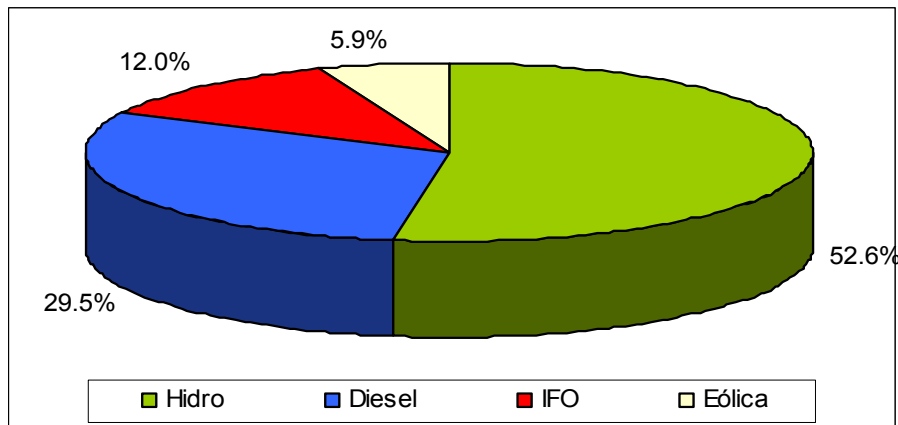
2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS

La empresa Edelaysén S. A. entrega suministro de energía eléctrica a clientes pertenecientes a las provincias de Coyhaique, Aysén, Capitán Prat y General Carrera en la XI Región Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y además a la provincia de Palena ubicada en la X Región de Los Lagos. De acuerdo al último censo del año 2002, la provincia de Aysén tiene 22.353 habitantes y la provincia de Coyhaique tiene 50.041 habitantes, las que en su conjunto representan un 80% de la población total de la XI Región¹.

La empresa Edelaysén S. A. desarrolla en la zona actividades de generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, disponiendo para ello de unidades generadoras hidráulicas, eólicas y térmicas a petróleo. Edelaysén es propietaria y operadora de los sistemas eléctricos de Aysén, Palena y General Carrera, además de los sistemas eléctricos de Puerto Cisne e Islas Huichas de capacidad instalada menor a 1.500 [kW]. El sistema Aysén tiene una potencia total instalada de 33.460 [kW]² y su energía generada se destina en un 95% al suministro de 23.279 clientes regulados³.

En la figura 1 se muestra la capacidad instalada de generación por tipo de combustible en el Sistema Eléctrico de Aysén.

**Figura 1: Capacidad Instalada por Tipo de Combustible
Sistema Eléctrico Aysén - Julio 2005**



Fuente: Estudio Edelaysén S. A.

¹ De acuerdo al último Censo efectuado en el país, la XI Región Región de Aysen del General Carlos Ibáñez del Campo tiene un total de 89.986 habitantes. Fuente: www.censo2002.cl.

² Capacidad Instalada al 31 de Diciembre del año 2005. Fuente: www.edelaysen.cl.

³ Valor informado en el Informe Final de Edelaysén.

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación

El sistema eléctrico de Aysén tiene instalaciones de generación hidráulicas, térmicas y eólicas, mientras que los sistemas eléctricos de Palena y General Carrera sólo cuentan con generación hidráulica y térmica.

El Cuadro 1 presentado a continuación, identifica las instalaciones de generación que componen cada sistema eléctrico, indicando las características técnicas más relevantes del parque generador existente.

Cuadro 1: Instalaciones de Generación Existentes

Máquinas	Tipo	Potencia [kW]
Sistema Aysén		
Teh_Man_1	Térmica	1.915
Teh_Man_2	Térmica	1.915
Teh_Cat_3	Térmica	2.350
Teh_Cat_5	Térmica	708
Teh_Cat_7	Térmica	1.825
Ays_Cat_3	Térmica	1.200
Ays_Cat_4	Térmica	1.200
Ays_Cat_5	Térmica	1.400
Ays_Cat_6	Térmica	1.200
Ays_Gilkes	Hidráulica	3.000
Ays_Zmec_1	Hidráulica	900
Ays_Zmec_2	Hidráulica	2.700
Lag_Atr_1	Hidráulica	5.500
Lag_Atr_2	Hidráulica	5.500
Eol_A_Bag_1	Eólica	660
Eol_A_Bag_2	Eólica	660
Eol_A_Bag_3	Eólica	660
Sistema Palena		
Chaiten_1	Térmica	292
Chaiten_2	Térmica	200
Palena_1	Térmica	225
Futale_1	Térmica	230
RAzul_1	Hidráulica	350
RAzul_2	Hidráulica	350
RAzul_3	Hidráulica	350
RAzul_4	Hidráulica	350
LagoVerde_1	Térmica	250
Sistema General Carrera		
ChileChico_1	Térmica	282
ChileChico_2	Térmica	282
ChileChico_4	Térmica	400
Traro_1	Hidráulica	320
Traro_2	Hidráulica	320

Fuente: Estudio Edelaysén S. A.

2.1.2 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Transmisión

El sistema eléctrico de Aysén es el único que tiene un sistema de transmisión asociado. El Cuadro 2 presenta las líneas que componen el sistema de transmisión de Aysén.

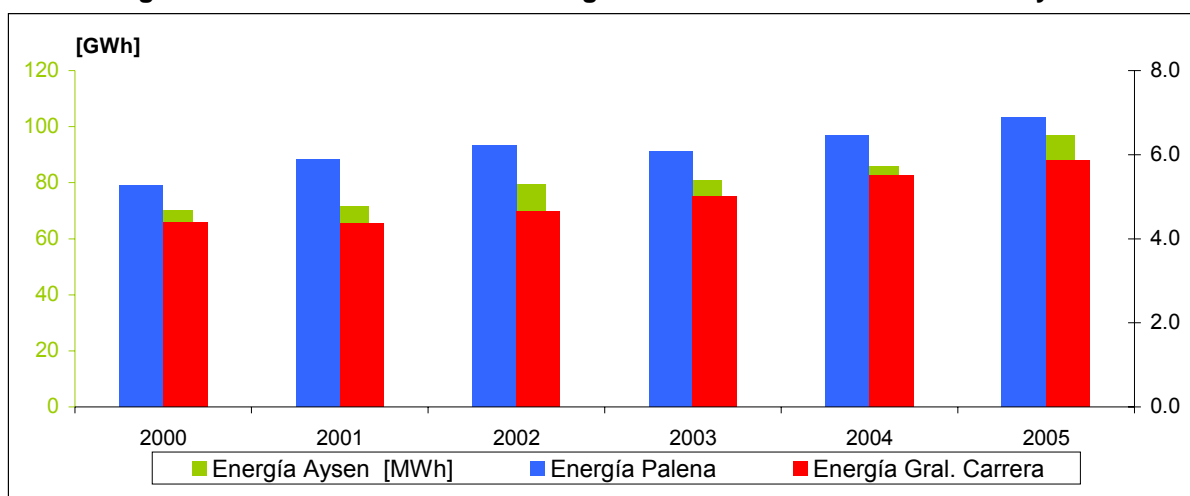
Cuadro 2: Sistema de Transmisión del Sistema Aysén

Inicio de línea	Fin de línea	Tensión [kV]
Aysén	Alto Baguales	33
Aysén	Chacabuco	33
Alto Baguales	S/E Alto Baguales	33
Alto Baguales	Villa Ortega	33
Villa Ortega	Mañihuales	33
Villa Ortega	Villa Ñirehuao	33
S/E Alto Baguales	Tehuelches	23
Tehuelches	Lago Atravesado	23

2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

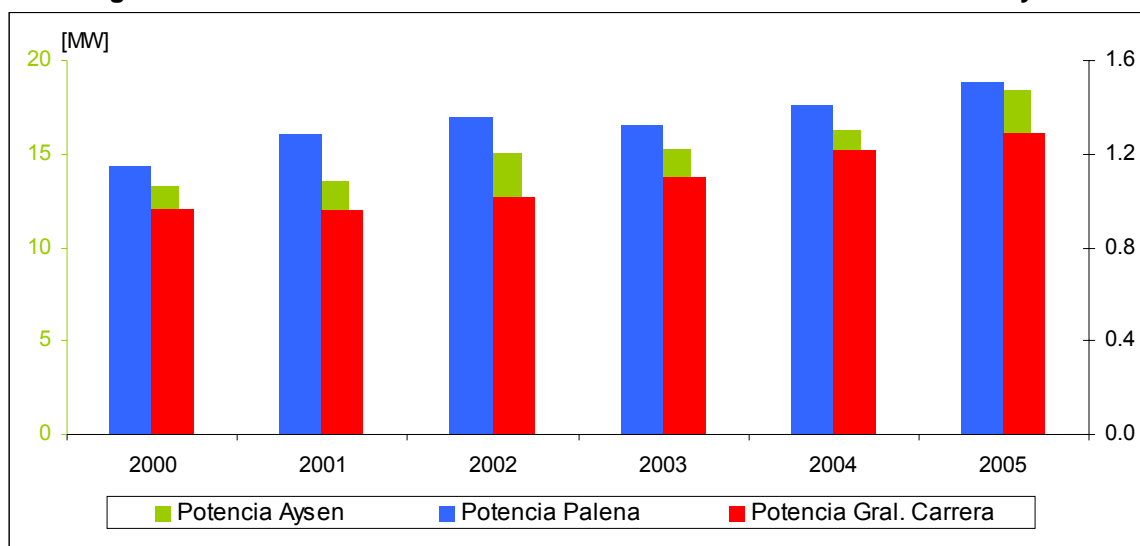
A continuación se presenta la demanda histórica de energía y potencia de los sistemas Aysén, Palena y General Carrera. El sistema que tiene una mayor demanda de energía es el de Aysén representando un 88% de la energía demandada el año 2005. Los datos históricos con los cuales se elaboraron las siguientes figuras corresponden a las respectivas demandas de energía y potencia entre los años 2000 y 2005 en cada sistema eléctrico.

Figura 2: Demanda Histórica de Energía en Sistemas Eléctricos de Edelaysén



Fuente: Estudio Edelaysén S. A.

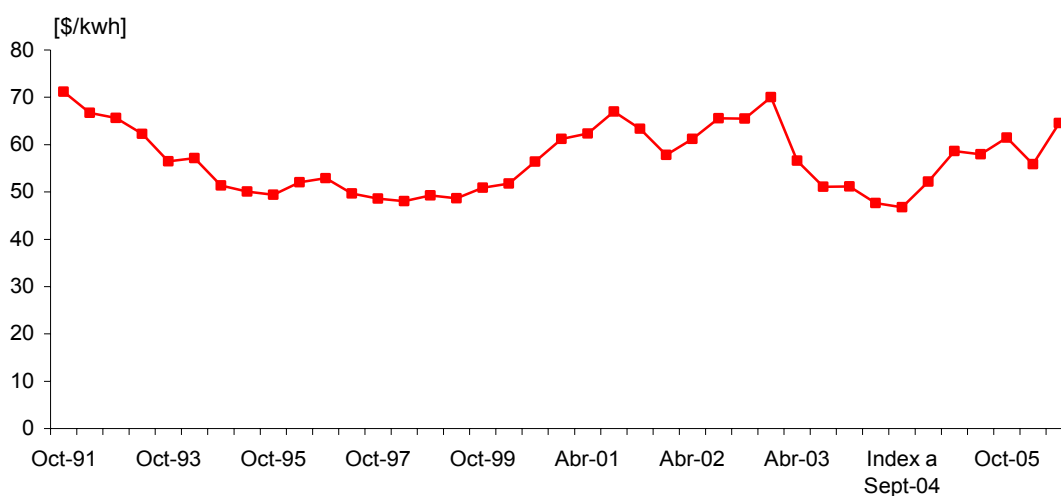
Figura 3: Demanda Histórica de Potencia en Sistemas Eléctricos de Edelayésn



Fuente: Estudio Edelayésn S. A.

2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

En la Figura 4 se muestra la evolución histórica del Precio de Nudo Medio del sistema Aysén. Para el sistema Aysén se cuenta con datos de fijación de precios de nudo, desde Abril de 1991 hasta la fijación de Abril de 2006. Los sistemas Palena y General Carrera no cuentan con datos históricos de precio de nudo debido a que la presente fijación de tarifas es la primera que se realiza en estos sistemas .

Figura 4: Evolución Histórica del Precio de Nudo Medio
Valores Reales Período 1991-2006Fuente: www.cne.cl.

3 ESTUDIO REALIZADO POR EDELAYSÉN

A continuación se describen los contenidos y resultados principales del Estudio entregado por la empresa EDELAYSÉN S. A., en adelante la Empresa. 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 IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES

Las características técnicas de las unidades generadoras existentes corresponden a las indicadas en el Cuadro 1 de la sección 2.1.1. El Estudio contiene la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los SSMM de la Empresa.

De acuerdo a lo señalado en el Estudio se observa una gran variedad de potencias instaladas, así como también se observa que en los tres sistemas en estudio se encuentran unidades térmicas e hidráulicas. Además en el sistema Aysén se encuentran 3 unidades eólicas de 660 [kW].

El sistema eléctrico de Aysén es el único que posee transmisión. Las principales líneas de transmisión se encuentran en 33 [kV], alcanzando 58,25 [km] y 55,84 [km] las líneas de mayor longitud. El Cuadro 3 presenta las principales características de las líneas de transmisión existentes.

Cuadro 3: Líneas de Transmisión en Aysén

Línea	Tensión [KV]	Largo [km]
Aysén-Baguales	33	58, 25
Aysén-F(P)7	33	55,84
F(P)7-Baguales	33	2,41
F(P)7-Villa Ortega	33	23,06
Villa Ortega - Mañihuales	33	41,36
Villa Ortega - Ñirehuao	33	27,65
Aysén - Chacabuco	33	13,16 y 2,1
Baguales - Tehuelche (interconexión)	23	8,3 y 5,3
Lago Atravesado - Tehuelche	23	21,00

3.1.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

3.1.2.1 Precios Unitarios de Instalaciones de Generación Existentes

El Estudio presenta el procedimiento seguido para la valorización de las unidades generadoras. En general, se recurrió a cotizaciones y adquisiciones tanto de la Empresa como de proyectos similares de otras empresas.

A partir de lo anterior, el Estudio presenta los siguientes precios unitarios de generación:

Cuadro 4: Valorización de Instalaciones de Generación Existentes

Central	Potencia [kW]	Precio Unitario [US\$/kW]	Inversión [US\$]
Sistema Aysén			
Central Térmica Tehuelche	8.688	620	5.388.035
Central Térmica Aysén	5.000	519	2.594.820
Central Hidroeléctrica Aysén	8.045	1.781	14.331.620
Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	11.212	1.720	19.280.996
Central Eólica Alto Baguales	1.980	1.831	3.625.835
Sistema Palena			
Central Térmica Chaitén	492	889	437.167
Central Hidroeléctrica Río Azul	1.400	2.215	3.101.510
Central Térmica Futaleufú	225	1.270	285.854
Central Térmica Palena	225	1.270	285.854
Central Térmica Lago Verde	250	NI ⁴	NI ⁴
Sistema General Carrera			
Central Térmica Chile Chico	964	892	859.915
Central Hidroeléctrica El Traro	640	2.131	1.364.099

La valorización antes presentada considera una vida útil de 15 años para las unidades generadoras térmicas, 20 años para las unidades generadoras eólicas y 30 años para las unidades hidráulicas.

3.1.2.2 Valorización Unidades Generadoras consideradas en el Plan de Expansión Óptimo y en el Plan de Reposición Eficiente

El plan de expansión óptimo de cada sistema consideró como horizonte de estudio el período comprendido entre los años 2006 y 2020. La expansión de los sistemas Aysén y Palena considera unidades térmicas e hidráulicas, mientras que la expansión del sistema General Carrera sólo considera unidades térmicas. Los resultados del Estudio son los que a continuación se indica:

Cuadro 5: Valorización de Unidades Generadoras del Plan de Expansión Óptimo

Unidad	Tipo	Potencia [kW]	Año Ingreso	Inversión [MUS\$]
Sistema Aysén				
Futura_1	Térmica	3.000	2.007	3.710
Futura_2	Térmica	3.000	2.007	3.710
Futura_4	Térmica	3.000	2.009	3.710
Futura_3	Hidráulica	3.000	2.011	5.400
Futura_5	Térmica	3.000	2.012	3.710
Futura_6	Térmica	3.000	2.013	3.710
Futura_15	Hidráulica	3.000	2.014	5.400
Futura_7	Térmica	3.000	2.016	3.710
Futura_16	Hidráulica	3.000	2.017	5.400

⁴ Valor no informado.

Unidad	Tipo	Potencia [kW]	Año Ingreso	Inversión [MUS\$]
Futura_8	Térmica	3.000	2.018	3.710
Futura_9	Térmica	3.000	2.019	3.710
Futura_10	Térmica	3.000	2.020	3.710
Sistema Palena				
Futura_1	Térmica	600	2007	347
Futura_2	Térmica	600	2007	347
Futura_3	Hidráulica	750	2009	3.000
Futura_4	Hidráulica	750	2009	3.000
Futura_5	Térmica	600	2020	347
Futura_1	Térmica	600	2007	347
Sistema General Carrera				
Futura_1	Térmica	600	2007	373
Futura_2	Térmica	600	2007	373
Futura_3	Térmica	600	2011	373
Futura_4	Térmica	600	2015	373
Futura_5	Térmica	600	2018	373
Futura_6	Térmica	600	2021	373
Futura_7	Térmica	600	2040	373
Futura_1	Térmica	600	2007	373

El plan de reposición eficiente de cada sistema se consideró como horizonte de estudio el período comprendido entre los años 2006 y 2020. La expansión de los sistemas Aysén y Palena considera unidades térmicas e hidráulicas, mientras que la expansión del sistema General Carrera considera sólo unidades térmicas. Los resultados del Estudio son los que a continuación se indican:

Cuadro 6: Valorización del Plan de Reposición Sistema Aysén

Máquinas	Año de Ingreso	Potencia Nominal [kW]	Inversión [MMUS\$]	Tipo
Eol_A_Bag_1	2006	660	1,09	Eólica
Eol_A_Bag_2	2006	660	1,09	Eólica
Eol_A_Bag_3	2006	660	1,09	Eólica
Lag_Atr_1	2006	5.500	8,18	Hidráulica
Lag_Atr_2	2006	5.500	8,18	Hidráulica
Ays_Zmec_1	2006	3.300	5,32	Hidráulica
Ays_Zmec_2	2006	3.300	5,32	Hidráulica
Teh_Repo_1	2006	3.000	3,91	Térmica
Teh_Repo_2	2006	3.000	3,91	Térmica
Teh_Repo_3	2006	3.000	3,91	Térmica
Ays_Cat_3	2006	1.200	0,62	Térmica
Ays_Cat_4	2006	1.200	0,62	Térmica
Ays_Cat_5	2006	1.400	0,73	Térmica
Ays_Cat_6	2006	1.200	0,62	Térmica
Term_Pot	2006	3.000	3,71	Térmica
Futura_1	2008	3.000	3,71	Térmica
Futura_2	2011	3.000	5,40	Hidráulica
Futura_3	2009	3.000	3,71	Térmica
Futura_4	2012	3.000	3,71	Térmica
Futura_5	2013	3.000	3,71	Térmica

Máquinas	Año de Ingreso	Potencia Nominal [kW]	Inversión [MMUS\$]	Tipo
Futura_6	2016	3.000	3,71	Térmica
Futura_7	2018	3.000	3,71	Térmica
Futura_8	2019	3.000	3,71	Térmica
Futura_9	2021	3.000	3,71	Térmica
Futura_17	2014	3.000	5,40	Hidráulica
Futura_18	2017	3.000	5,40	Hidráulica

Cuadro 7: Valorización del Plan de Reposición Sistema Palena

Máquinas	Año de Ingreso	Potencia Nominal [kW]	Inversión [MMUS\$]	Tipo
Chaiten_1_Repo	2006	300	0,32	Térmica
Futale_1_Repo	2006	300	0,32	Térmica
Palena_1_Repo	2006	600	0,48	Térmica
Palena_2_Repo	2006	600	0,48	Térmica
Razul_1	2006	350	0,76	Hidráulica
Razul_2	2006	350	0,76	Hidráulica
Razul_3	2006	350	0,76	Hidráulica
Razul_4	2006	350	0,35	Hidráulica
Futura_1	2007	600	0,35	Térmica
Futura_2	2009	750	1,50	Hidráulica
Futura_3	2009	750	1,50	Hidráulica
Futura_4	2040	600	0,35	Térmica

Cuadro 8: Valorización del Plan de Reposición Sistema General Carrera

Máquinas	Año de Ingreso	Potencia Nominal [kW]	Inversión [MMUS\$]	Tipo
ChileChico_1	2000	600	0,41	Térmica
ChileChico_2	2000	600	0,41	Térmica
ChileChico_4	2000	600	0,41	Térmica
Traro_1	2000	320	0,67	Hidráulica
Traro_2	2000	320	0,67	Hidráulica
Futura_1	2009	600	0,35	Térmica
Futura_2	2013	600	0,35	Térmica
Futura_3	2016	600	0,35	Térmica
Futura_4	2019	600	0,35	Térmica
Futura_5	2021	600	0,35	Térmica

La valorización antes presentada considera una vida útil de 15 años para las unidades generadoras térmicas y 30 años para las unidades hidráulicas.

3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

3.2.1 DEMANDA EN PUNTOS DE RETIRO

Se utilizó la relación estadística entre el consumo promedio por cliente AT y BT y el PIB nacional, y relación estadística entre el Número de cliente AT y BT y el PIB nacional para realizar las proyecciones de demanda de energía para el periodo 2007-2021, considerando como año base el año 2006. De esta manera se determinan las proyecciones de ventas de energía total, tomando el producto entre los consumos promedios por cliente AT y BT y los números de clientes AT y BT, respectivamente.

Para llevar las ventas de energía a los puntos de retiro se utiliza un factor de pérdidas en distribución. Debido a que no se cuenta con mediciones para determinar las pérdidas de distribución, se utiliza la energía neta generada histórica y la venta de energía histórica para determinar las pérdidas de energía anuales de transmisión-distribución, y se asume que del promedio de pérdidas históricas, el 50 % corresponden a distribución y el otro 50 % corresponden a transmisión. El Cuadro 9 muestra las proyecciones de energía por sistema en los puntos de retiro.

Cuadro 9: Proyección de Demanda Estudio

Año	Sistema Aysén		Sistema Palena		Sistema Gral. Carrera	
	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]
2004	85.805	16.298	6.451	1.410	5.522	1.214
2005	97.031	18.430	6.899	1.508	5.867	1.290
2006	109.440	20.787	7.410	1.620	6.353	1.397
2007	116.770	22.180	7.743	1.693	6.784	1.492
2008	127.788	24.272	8.077	1.766	7.245	1.593
2009	135.202	25.681	8.410	1.839	7.737	1.701
2010	143.254	27.210	8.743	1.912	8.262	1.817
2011	151.511	28.778	9.077	1.985	8.823	1.940
2012	160.069	30.404	9.410	2.057	9.422	2.072
2013	168.959	32.092	9.743	2.130	10.061	2.212
2014	178.192	33.846	10.077	2.203	10.744	2.362
2015	187.781	35.667	10.410	2.276	11.474	2.523
2016	197.737	37.559	10.743	2.349	12.253	2.694
2017	208.073	39.522	11.077	2.422	13.084	2.877
2018	218.804	41.560	11.410	2.495	13.973	3.072
2019	229.943	43.676	11.743	2.568	14.921	3.281
2020	241.505	45.872	12.076	2.640	15.934	3.503
2021	253.506	48.152	12.410	2.713	17.016	3.741

3.2.2 ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN MENSUAL

Para elaborar una proyección para las curvas de demanda en los distintos nudos de retiro, y para la curva de demanda total agregada del mismo, se utiliza el crecimiento promedio del comportamiento histórico de la energía. La proyección obtenida para cada nudo de retiro se ajusta a la proyección anual de energía de cada sistema.

Una vez realizado el ajuste indicado se desagregan dichas curvas en 12 períodos mensuales y se caracterizan en cada mes a través de 5 escalones horarios de potencia. La duración de cada uno de ellos se determina de forma tal que se minimiza el error cuadrático medio.

Los escalones de potencia se determinan para el año 2004, y se utilizan los periodos de duración de dichos escalones para los años de siguientes, ya que la proyección de las curvas de demanda mantiene la forma de estas.

3.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES

El Estudio consideró para todos los análisis los precios de combustibles de la fijación de precios de nudo de Abril 2006. El Cuadro 10 muestra los valores de combustibles utilizados:

Cuadro 10: Precio de Combustibles Estudio

Diesel Coyhaique [US\$/ton]	Diesel Aysén [US\$/ton]	IFO Coyhaique [US\$/ton]
693,28	690,66	507,88

3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

3.4.1 SISTEMA AYSÉN

Una vez determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID por barra en el sistema Aysén. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos.

Cuadro 11: Costo Incremental de Desarrollo Sistema Aysén

Barra	CIDGj [\$/kWh]	CIDLj [\$/kWh]	CID [\$/kWh]
Aysén23	91,54	0,06	91,60
Chacab33	85,94	0,03	85,97
Mañi33	80,84	0,05	80,89
Ñire33	74,98	0,04	75,02
Tehuel23	68,34	0,08	68,41

3.4.2 SISTEMA PALENA

Una vez determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID del sistema Palena. Sin embargo, en este sistema se realiza el cálculo de manera uninodal a diferencia del sistema Aysén. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos.

Cuadro 12: Costo Incremental de Desarrollo Sistema Palena

Barra	CIDGj [\$/kWh]	CIDLj [\$/kWh]	CID [\$/kWh]
Palena	89,66	0	89,66

3.4.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

Una vez determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID en el sistema General Carrera. En este sistema, al igual que en el sistema Palena, se realiza el cálculo de manera uninodal. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos.

Cuadro 13: Costo Incremental de Desarrollo Sistema General Carrera

Barra	CIDGj [\$/kWh]	CIDLj [\$/kWh]	CID [\$/kWh]
General Carrera	189,21	0	189,21

3.5 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

3.5.1 SISTEMA AYSÉN

Para calcular el CTLP se consideró el plan de reposición eficiente presentado en 3.1.2.2. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos en el sistema Aysén.

Cuadro 14: Costo Total de Largo Plazo Sistema Aysén

F Act.	Año	AVI [MUS\$]	COMA [MUS\$]	AVI + COMA [MUS\$]	(AVI + COMA)/(1+r) [MUS\$]
1,00	2006	5.761	7.180	12.941	
0,91	2007	5.761	8.124	13.885	12.623
0,83	2008	6.240	9.725	15.965	13.195
0,75	2009	6.733	10.736	17.469	13.125
0,68	2010	6.733	11.906	18.639	12.731
FRC 4 años:					0,3155
CTLP [MUS\$/año]					16.301

3.5.2 SISTEMA PALENA

Para calcular el CTLP se consideró el plan de reposición eficiente presentado en 3.1.2.2. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos en el sistema Palena.

Cuadro 15: Costo Total de Largo Plazo Sistema Palena

F Act.	Año	AVI [MUS\$]	COMA [MUS\$]	AVI + COMA [MUS\$]	(AVI + COMA)/(1+r) [MUS\$]
1,00	2006	457	567	1.024	
0,91	2007	510	581	1.090	991
0,83	2008	510	538	1.047	866
0,75	2009	829	651	1.479	1.111
0,68	2010	829	652	1.481	1.011
FRC 4 años:					0.3155
CTLP [MUS\$/año]:					1.255

3.5.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

Para calcular el CTLP se consideró el plan de reposición eficiente presentado en 3.1.2.2. La tasa de cambio utilizada en el cálculo es de 528,77 [\$/US\$]. El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 07 Resultados de CID y CTLP. El cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos en el sistema General Carrera.

Cuadro 16: Costo Total de Largo Plazo Sistema General Carrera

F Act.	Año	AVI [MUS\$]	COMA [MUS\$]	AVI + COMA [MUS\$]	(AVI + COMA)/(1+r) [MUS\$]
1.00	2006	295	1.132	1.426	
0.91	2007	295	1.185	1.480	1.345
0.83	2008	295	1.252	1.547	1.278
0.75	2009	435	1.414	1.850	1.390
0.68	2010	435	1.491	1.926	1.316
FRC 4 años:					0.3155
CTLP [MUS\$/año]:					1.681

3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

El valor de las inversiones de cada sistema eléctrico en estudio se ve afectado por tres factores: precio de materiales y equipos importados, precio de materiales nacionales y precio de mano de obra. La fórmula de indexación propuesta en el Estudio es la siguiente:

$$VI_{Act.} = \left[fp1 * \left(VI_{Mat\&Eq.Imp} * \frac{PrecioDólar_i}{Dol_0} * \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + fp2 * \left(VI_{Mat\&Eq.Nac.} * \frac{IPMN_i}{IPMN_0} \right) + fp3 * \left(VI_{ManoObra} * \frac{IR_i}{IR_0} \right) \right]$$

Donde:

fp1	0,6259
fp2	0,2739
fp3	0,1002

Precio Dólar : Valor promedio de los últimos 30 días hábiles del tipo de cambio observado del dólar en EEUU, publicado por el Banco Central.

ISS e IPM : Índices General de Remuneraciones y de Precios al por Mayor, publicados por el INE, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.

DOL0 : Valor promedio en el mes de febrero del año 2006 del dólar observado en EEUU, publicado por el Banco Central (525,70 [\$/US\$]).

ISSo e IPMo : Diciembre del año 2005 de 258,75 y 215,59 respectivamente.

Los ponderadores de indexación de las componentes del COMA se muestran en el siguiente Cuadro⁵:

Cuadro 17: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

Destino de Costo y/o Gasto	Importados	Nacionales
Costos Fijos de Operación Generacion	9,41%	90,59%
Costos Fijos Mantención Generacion	66,96%	33,04%
Costos Fijos Lineas de Transmision	50,00%	50,00%
Costos Fijos Mantención Subestaciones	30,00%	70,00%
Costos Fijos Administracion	0,00%	100,00%

⁵ El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo 08 del Estudio (Ponderadores de Indexación).

4 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 ASPECTOS GENERALES

En general, el Estudio aborda de manera muy general las materias exigidas por las Bases, destacándose que el texto principal del Estudio no es lo suficientemente claro y explícito en lo referente a las metodologías y datos utilizados. El Estudio remite a anexos la mayoría de los cálculos y metodologías utilizadas, luego, el cuerpo del Estudio no es completamente autocontenido ya que se debe recurrir a los anexos y archivos de respaldo para el seguimiento y trazabilidad de los resultados.

Los archivos de respaldo entregados contienen los principales datos y cálculos utilizados en la realización del Estudio. No obstante lo anterior, en algunos casos, dichos datos y cálculos no coinciden con lo expuesto en el texto principal del Estudio, observándose inconsistencias que no ha sido posible reproducir o corregir. Entre otras, se identifican las siguientes inconsistencias :

- a) Para los sistemas Palena y General Carrera, la proyección de demanda presentada en el Anexo N° 2 del Estudio (Archivo "*Anexo 2.doc*") no coincide con la demanda utilizada en los archivos que respaldan el cálculo del CID.
- b) Para los mismos sistemas identificados en el literal anterior, las fechas de inversión del Plan de Expansión de generación no coinciden con el inicio de la operación de los proyectos asociados a dichas inversiones.
- c) La valorización de las instalaciones de generación existentes presentada en el cuerpo del Estudio⁶, no coincide con la información de los archivos de respaldo ("*Val Sist. Aysén.xls*").

Finalmente, se constata que existe numerosa información que se supone es el resultado de cálculos realizados, pero pese a esto aparecen valores digitados, sin vínculo, referencia, ni justificación suficiente.

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).

⁶ Cuadro 4 del presente informe.

4.2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA EN SISTEMA AYSÉN

A juicio de esta Comisión, la proyección de la demanda presentada en el Estudio para el sistema Aysén, está sobredimensionada pues ésta no guarda relación con su comportamiento histórico. En particular, se observa un elevado crecimiento para los primeros años del horizonte, con tasas anuales de 12,8 %, 6,7 % y 9,4 %, para los años 2006, 2007 y 2008, respectivamente, esto es, una tasa promedio de 9,6 % para el periodo 2006-2008.

En virtud de lo anterior, se ha corregido la proyección de demanda del sistema Aysén, de acuerdo a los siguientes criterios y consideraciones:

- Para los consumos a nivel de distribución pertenecientes a clientes regulados en baja tensión, considerando como base la información histórica de los años 1999 a 2005 entregada por la Empresa en el Anexo N° 2 “Proyección de la Demanda” del Estudio, se proyecta la demanda a través de su tendencia lineal.
- Para los consumos a nivel de distribución pertenecientes a clientes regulados en alta tensión, considerando como base la información histórica de los años 1999 a 2005 entregada por la Empresa en el Anexo N° 2 “Proyección de la Demanda” del Estudio, se proyecta la demanda mediante la tasa de crecimiento promedio histórica (7,2% anual).
- Se consideran pérdidas para distribución y transmisión –agregadas- iguales a 10,58 % respecto de las ventas, porcentaje correspondiente al promedio histórico de las pérdidas. El señalado porcentaje de pérdidas se asigna en partes iguales (5,29 %) a los segmentos de distribución y generación, utilizando el mismo criterio del Estudio.
- La proyección de demanda en el punto de retiro corresponde a la proyección total (Clientes de alta tensión más Clientes de baja tensión) a nivel de distribución, más las pérdidas en distribución (5,29% respecto de las ventas a nivel de distribución).
- La proyección de demanda a nivel de generación (generación neta), utilizada para la modelación de la operación del sistema, corresponde a la proyección total (Clientes de alta tensión más Clientes de baja tensión) a nivel de distribución, más las pérdidas totales distribución-transmisión (10,58% respecto de las ventas a nivel de distribución).
- La potencia de punta se obtiene considerando un factor de carga a nivel de sistema igual a 0,601.

El cuadro siguiente muestra los datos históricos así como los resultados obtenidos para las proyecciones de ventas a clientes AT y BT, además de las pérdidas a nivel de distribución.

Cuadro 18: Proyección de Demanda AT y BT, y Pérdidas en Distribución corregidas por CNE

Año	Clientes AT		Clientes BT		Sistema		Pérdidas Dx	
	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]
1999*	31.758		29.426		61.184		3.237	
2000*	33.243	4,7%	33.177	12,7%	66.420	8,6%	3.514	8,6%
2001*	34.110	2,6%	33.945	2,3%	68.055	2,5%	3.600	2,5%

Año	Clientes AT		Clientes BT		Sistema		Pérdidas Dx	
	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Energía [MWh]	Tasa [%]
2002*	38.372	12,5%	37.058	9,2%	75.429	10,8%	3.990	10,8%
2003*	37.337	-2,7%	39.331	6,1%	76.669	1,6%	4.056	1,6%
2004*	39.401	5,5%	42.093	7,0%	81.494	6,3%	4.311	6,3%
2005*	47.449	20,4%	44.707	6,2%	92.156	13,1%	4.875	13,1%
2006	50.852	7,2%	47.174	5,5%	98.026	6,4%	5.186	6,4%
2007	54.499	7,2%	49.640	5,2%	104.139	6,2%	5.509	6,2%
2008	58.408	7,2%	52.107	5,0%	110.515	6,1%	5.846	6,1%
2009	62.597	7,2%	54.573	4,7%	117.171	6,0%	6.198	6,0%
2010	67.087	7,2%	57.040	4,5%	124.127	5,9%	6.566	5,9%
2011	71.899	7,2%	59.506	4,3%	131.405	5,9%	6.951	5,9%
2012	77.056	7,2%	61.973	4,1%	139.029	5,8%	7.355	5,8%
2013	82.582	7,2%	64.440	4,0%	147.022	5,7%	7.777	5,7%
2014	88.505	7,2%	66.906	3,8%	155.412	5,7%	8.221	5,7%
2015	94.853	7,2%	69.373	3,7%	164.226	5,7%	8.688	5,7%
2016	101.657	7,2%	71.839	3,6%	173.496	5,6%	9.178	5,6%
2017	108.948	7,2%	74.306	3,4%	183.254	5,6%	9.694	5,6%
2018	116.762	7,2%	76.772	3,3%	193.534	5,6%	10.238	5,6%
2019	125.137	7,2%	79.239	3,2%	204.376	5,6%	10.811	5,6%
2020	134.112	7,2%	81.705	3,1%	215.817	5,6%	11.417	5,6%

* : Información histórica presentada en el Estudio

De acuerdo a los criterios y consideraciones detalladas en los literales precedentes, se obtiene la proyección de demanda, tanto a nivel de punto de retiro como a nivel de generación neta, mostradas en el Cuadro 19:

Cuadro 19: Proyección de Demanda en Punto de Retiro y Generación Neta corregidas por CNE

Año	Punto de Retiro			Generación Neta		
	Energía [MWh]	Tasa [%]	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Potencia [MW]
1999*	64.420		12,2	67.657		12,9
2000*	69.934	8,6%	13,3	73.448	8,6%	14,0
2001*	71.655	2,5%	13,6	75.255	2,5%	14,3
2002*	79.419	10,8%	15,1	83.410	10,8%	15,8
2003*	80.724	1,6%	15,3	84.780	1,6%	16,1
2004*	85.805	6,3%	16,3	90.116	6,3%	17,1
2005*	97.031	13,1%	18,4	101.906	13,1%	19,4
2006	103.211	6,4%	19,6	108.397	6,4%	20,6
2007	109.648	6,2%	20,8	115.157	6,2%	21,9
2008	116.361	6,1%	22,1	122.207	6,1%	23,2
2009	123.369	6,0%	23,4	129.567	6,0%	24,6
2010	130.693	5,9%	24,8	137.260	5,9%	26,1
2011	138.357	5,9%	26,3	145.308	5,9%	27,6
2012	146.383	5,8%	27,8	153.738	5,8%	29,2

Año	Punto de Retiro			Generación Neta		
	Energía [MWh]	Tasa [%]	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Tasa [%]	Potencia [MW]
2013	154.799	5,7%	29,4	162.577	5,7%	30,9
2014	163.633	5,7%	31,1	171.854	5,7%	32,6
2015	172.914	5,7%	32,8	181.601	5,7%	34,5
2016	182.674	5,6%	34,7	191.852	5,6%	36,4
2017	192.948	5,6%	36,6	202.642	5,6%	38,5
2018	203.772	5,6%	38,7	214.010	5,6%	40,6
2019	215.187	5,6%	40,9	225.999	5,6%	42,9
2020	227.234	5,6%	43,2	238.651	5,6%	45,3

* : Información histórica presentada en el Estudio

4.2.2 NÚMERO DE ANUALIDADES DE INSTALACIONES EXISTENTES EN CTLP

En el cálculo del CTLP, en el Estudio se ha considerado el ingreso de las instalaciones existentes a partir del año 2004. Lo anterior conduce, erradamente, a reconocer que dichas instalaciones prestarán servicio por 16 años (2004-2019), lo cual redundaría directamente en el número de anualidades consideradas y, por lo tanto, en los valores residuales de éstas y sus anualidades.

Considerando lo anterior, se ha corregido en el cálculo del CTLP el año de ingreso de las instalaciones existentes, las cuales operarán entre los años 2005 y 2019, correspondientes a los 15 años de planificación del Estudio. Los valores de CTLP corregidos, presentados en el presente informe, incorporan dicha corrección.

4.2.3 ANUALIDAD DE INVERSIÓN Y VALOR RESIDUAL DE CTLP

De acuerdo a lo establecido en las Bases para el cálculo del CTLP, las anualidades de los valores de inversión, ya sea en generación o transmisión, se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual actualizado al año de ingreso de cada una de ellas. El procedimiento correcto para realizar dicha anualización, es a través del factor de anualización mostrado en la siguiente fórmula:

$$F_{\text{ANUALIZACIÓN}} = \frac{r \cdot (1+r)^N}{(1+r)^N - 1}$$

Donde,

- r : Tasa de actualización, igual a 10 %.
 N : Número de anualidades.

El número de anualidades, N, debe corresponder a los años en que la instalación se encuentra en operación dentro del horizonte de planificación. Sin embargo, el Estudio ha considerado un número de anualidades igual a los años de vida útil de la instalación.

En virtud de lo anterior, se corrige el cálculo de la anualidad de inversión y descuento del valor residual, considerando para dicho cálculo, el número de anualidades en que la instalación se encuentra en operación dentro del horizonte de planificación de 15 años.

4.2.4 ACTUALIZACIÓN DE COMA EN EL CID

Las Bases, a través de las expresiones presentadas en el Anexo N° 1 de las mismas, establecen que la actualización de los costos incrementales de operación, administración y mantenimiento se determina a partir de las siguientes expresiones:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \times FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \times FPROL_{jtl} - COML_{0l} \times FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right]$$

Para las anteriores expresiones, el anexo antes indicado señala que :

“Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las dos fórmulas precedentes.”

Los señalado en el párrafo precedente no ha sido considerado en el Estudio, luego, los valores resultantes del Estudio deben ser corregidos conforme a lo indicado.

4.2.5 ACTUALIZACIÓN DE ENERGÍA EN EL CID

Para determinar el valor presente de los incrementos anuales de generación de energía inyectada al sistema, asociadas a los incrementos anuales de demanda de energía presentes en cada nudo j del sistema, VPGIE_j, las Bases establecen la siguiente expresión:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \times FPROG_{jtg} - EG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

A partir de lo anterior, esta Comisión entiende que la energía de cada unidad generadora y del sistema en su conjunto también debe ser estimada asumiendo que ésta se consume en la mitad del respectivo año, por lo cual ésta debe ser llevada a valores correspondientes al final de cada año para efectos de ser incorporados en la fórmula precedente, pues de otro modo no existiría consistencia entre las expresiones que determinan los términos VPCOMG y VPCOML, y la expresión que determina VPGIE.

De este modo, existe completa consistencia entre los costos incrementales de operación, administración y mantenimiento, y los incrementos anuales de generación de energía. Tal condición no ha sido considerada en el Estudio, luego, los valores resultantes del Estudio deben ser corregidos conforme a lo indicado.

4.2.6 ACTUALIZACIÓN DE COMA EN EL CTLP

Las Bases, a través de las expresiones presentadas en el Anexo N° 2 de las mismas, establecen que el CTLP total se determina a partir de la suma del CTLPG y CTLPL, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\text{CTLPG} = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[\text{AVIG}_t + \text{COMAG}_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{CTLPL} = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[\text{AVIL}_t + \text{COMAL}_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

Para las anteriores expresiones, el anexo antes indicado señala que :

“Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.”

Los señalado en el párrafo precedente no ha sido considerado en el Estudio, luego, los valores resultantes del Estudio deben ser corregidos conforme a lo indicado.

4.2.7 ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS DE ADMINISTRACIÓN A NIVEL EMPRESA

El cálculo del valor de los costos fijos de operación y mantenimiento, está respaldado en el archivo “02 CALCULO FINAL COM&A_Rev (5).xls”, el cual en su hoja “COM&A_Total”, presenta la tabla “Costos Fijos EDELAYSSEN por centros de costos al 31.12.04, tomados de Base de Datos, no considera remuneraciones” que se muestra a continuación:

Cuadro 20 : Costos Fijos por Centro de Costo presentados por el Estudio

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION	SISTEMAS AISLADOS	GERENCIA OPERACIONES	DISTRIBUCION	ADMINISTRACIÓN	TOTAL [\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	231.053.168	55.637.956	22.798.619	39.438.056	0	6.736.357	37.904	355.702.060
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	46.093.754	429.138	7.188.306	2.168.540	0	142.279	12.505.290	68.527.306
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	249.533	0	0	0	77.342	1.817.539	1.742.306	3.886.721
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	1.237.582	0	0	0	0	0	0	1.237.582
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	3.671.214	460.605	565.274	645.588	0	0	323.422.053	328.764.735
COSTOS FIJOS DISTRIBUCION	279.743	804	181.597	1.373.000	0	261.660.692	2.032.782	265.528.619
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	282.584.995	56.528.503	30.733.796	43.625.184	77.342	270.356.867	339.740.336	1.023.647.023

En la misma Hoja se realiza un prorateo de los Costos Fijos de Administración mediante un procedimiento que no está debidamente explicitado ni justificado, cuyo resultado se presenta en la tabla “Redistribución del costo de Administración a los centros de costos de Generación y Distribución” que se muestra a continuación:

Cuadro 21 : Redistribución de Costos de Administración presentados por el Estudio

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION	SISTEMAS AISLADOS	DISTRIBUCION	TOTAL [\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	24.624	5.929	2.430	4.203	718	37.904
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	10.289.094	95.793	1.604.581	484.064	31.760	12.505.290
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	265.582	0	0	0	1.476.725	1.742.306
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0	0	0	0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	222.238.905	27.882.972	34.219.175	39.081.000	0	323.422.053
COSTOS FIJOS DISTRIBUCION	0	0	0	0	2.032.782	2.032.782
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	232.818.204	27.984.694	35.826.186	39.569.267	3.541.984	339.740.336

De acuerdo con la tabla anterior, los Costos Fijos de Administración se prorratan únicamente en los centros de costos de generación, asignando un valor cero a la Distribución, lo cual no resulta correcto pues se trata de una empresa integrada verticalmente, en la cual los costos fijos deben ser asignados a las distintas actividades que ésta realiza, incluidas las actividades asociadas a distribución.

Por otra parte, dentro de los archivos complementarios al texto principal del Estudio se encuentra el archivo “01 Ax1-p4 COM&A.doc”, en cuya página 52 se enumeran los costos considerados en los Costos Fijos de Administración. De la revisión realizada, se observa que no sólo se presentan gastos que corresponden a generación y/o transmisión, sino que

también se incluyen gastos que son exclusivos de la actividad de distribución tales como “LECTURA DE MEDIDORES”, “REPARTO BOLETAS”, “SERVICIO RECAUDACION” y “COSTO CORTE, REPOSICION Y CONEXIÓN”, entre otros, lo cual confirma lo indicado en el párrafo precedente.

En virtud de lo anterior, se ha corregido la asignación de los costos fijos de administración, asignándolos en proporción a los costos fijos de cada centro de costos, respecto del total de costos fijos de la Empresa.

Para tal efecto se han concentrado los costos de la fila “COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISIÓN” (\$ 77.342) en el centro de costos “AYSÉN GENERACION” y se han concentrado los costos de la fila “COSTOS FIJOS DISTRIBUCIÓN” en el centro de costos “DISTRIBUCIÓN” (\$ 263.495.836). A partir de lo anterior, los costos de cada centro de costos y el porcentaje que representa sobre el total de la Empresa, excluidos los costos fijos de administración, son los que a continuación se indica:

Cuadro 22: Peso de cada Centro de Costos en el Costo Fijo Total de la Empresa

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION	SISTEMAS AISLADOS	DISTRIBUCION	TOTAL [\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	231.053.168	55.637.956	22.798.619	39.438.056	6.736.357	355.664.156
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	46.093.754	429.138	7.188.306	2.168.540	142.279	56.022.017
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISIÓN	326.875	0	0	0	1.817.539	2.144.414
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	1.237.582	0	0	0	0	1.237.582
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	3.671.214	460.605	565.274	645.588	0	5.342.681
COSTOS FIJOS DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	263.495.836	263.495.836
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	282.382.593	56.527.699	30.552.199	42.252.184	272.192.011	683.906.686
FACTOR DE REPARTICIÓN DE COSTOS FIJOS ADMINISTRACIÓN	41,29%	8,27%	4,47%	6,18%	39,80%	100%

De la tabla anterior se obtiene que el centro de costos “DISTRIBUCIÓN” tiene un peso igual al 39,8 %, luego, los costos fijos de administración totales (\$ 323.422.053) deben ser asignados en esa proporción al centro de costos “DISTRIBUCIÓN”, es decir, \$ 128,720,629.

Los resultados obtenidos producto de la corrección a la asignación de los Costos Fijos de Administración se muestran a continuación :

Cuadro 23: Redistribución de Costos de Administración corregida por CNE

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION	SISTEMAS AISLADOS	DISTRIBUCION	TOTAL [€]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	24.624	5.929	2.430	4.203	718	37.904
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	10.289.094	95.793	1.604.581	484.064	31.760	12.505.290
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISIÓN	265.582	0	0	0	1.476.725	1.742.306
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0	0	0	0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	133.539.794	26.732.162	14.448.250	19.981.217	128.720.629	323.422.053
COSTOS FIJOS DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	2.032.782	2.032.782
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	144.119.093	26.833.884	16.055.261	20.469.484	132.262.614	339.740.336

4.2.8 FECHA DE VALORIZACIÓN DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

No obstante la corrección presentada en la sección precedente, el Estudio indexa los resultados obtenidos a partir de la variación del IPC y CPI observada durante el periodo Diciembre 2004 - Marzo 2006. Al respecto, esta Comisión estima que dicha indexación no es consistente con los supuestos y consideraciones establecidos en las Bases, razón por la cual no corresponde aplicar indexación alguna, sino luego de obtenidos los resultados para el CID y CTLP en cada sistema.

En virtud de lo anterior y considerando la corrección descrita en la sección 4.2.6, los valores definitivos para los costos fijos por unidad de capacidad instalada para los sistemas Aysén, Palena, sin remuneraciones, en [US\$/kW] del 31.12.04, son los que a continuación se indica:

Cuadro 24: Costos Fijos Unitarios—sin remuneraciones- corregidos por CNE

DESTINO	AYSEN	GENERAL CARRERA	PALENA
COSTOS FIJOS OPERACIÓN	12,28	41,11	17,12
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	2,95	9,14	3,81
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0,20	0,00	0,00
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0,06	0,00	0,00
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	7,15	41,11	17,12
COSTOS FIJOS DISTRIBUCION	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	22,65	91,36	38,05

Los valores definitivos para el costo fijo por concepto de remuneraciones en los sistemas Aysén, Palena y General Carrera, en [US\$/kW] del 31.12.04, son los que a continuación se indica:

Cuadro 25: Costos Fijos Unitarios -por remuneraciones- corregidos por CNE

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	8,89	90,67	36,68
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	2,13	20,15	8,15
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0,15	0,00	0,00
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0,05	0,00	0,00
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	5,18	90,67	36,68
COSTOS FIJOS DISTRIBUCION	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	16,39	201,50	81,51

Finalmente, los valores definitivos para los costos fijos totales en los sistemas Aysén, Palena y General Carrera, en [US\$/kW] del 31.12.04, son los que a continuación se indica:

Cuadro 26: Costos Fijos Unitarios Totales corregidos por CNE

DESTINO DE COSTO y/o GASTO	AYSEN GENERACION	CARRERA GENERACION	PALENA GENERACION
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	21,17	131,79	53,80
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	5,08	29,29	11,96
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0,35	0,00	0,00
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0,11	0,00	0,00
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	12,33	131,79	53,80
COSTOS FIJOS DISTRIBUCION	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTOS FIJOS SISTEMA	39,04	292,86	119,56

4.2.9 TASA DE CAMBIO

En consistencia con lo establecido en las Bases para valorización de instalaciones (valor de Diciembre de 2004), la tasa de cambio que debe ser utilizada el estudio corresponde al dólar observado promedio para diciembre de 2004, el cual tiene un valor de 576,17 [\$/US\$].

Lo anterior representa una corrección al Estudio, pues éste utiliza una tasa de cambio de 528,77 [\$/US\$].

4.2.10 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En las Bases está establecido que los precios de los combustibles deben corresponder a los precios promedio de cada combustible, para los 6 meses anteriores a realización del Estudio. Sin embargo, el Estudio presenta los precios de combustibles correspondientes a la fijación de precios de nudo de abril de 2006, lo cual no se ajusta a las Bases.

En consecuencia, esta Comisión ha corregido los valores de los precios de combustibles, y en consistencia con las Bases se ha utilizado el promedio del periodo Agosto 2005 – Enero 2006, de acuerdo a los valores informados semanalmente por la Empresa a esta Comisión para el sistema Aysén. Los resultados obtenidos, son los que a continuación se indican:

Cuadro 27: Precios de Combustibles corregidos por CNE

DIÉSEL COYHAIQUE
[US\$/m3]
512,99

El detalle de la serie utilizada para el cálculo de los precios de combustible se encuentra en el Anexo N°2.

4.2.11 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN CID y CTLP

El Estudio considera un horizonte de planificación comprendido entre los años 2006 y 2020, el cual no se ajusta a los criterios y consideraciones establecidas en las Bases.

En consistencia con lo establecido en las Bases para la valorización de las instalaciones (Diciembre 2004) y la determinación de los costos fijos de la Empresa (Año 2004), entre otros, el horizonte de planificación -no inferior a 15 años- que corresponde considerar, es el comprendido entre los años 2005 y 2019, ambos inclusive.

En consecuencia, para la elaboración del Plan Óptimo de Expansión y el Plan de Reposición Eficiente, corresponde considerar un horizonte de planificación comprendido entre los años 2005 y 2019, y por ende, para el cálculo del CID se debe considerar el año 2004 como año base.

4.2.12 DESARROLLO DE SISTEMAS PALENA Y GENERAL CARRERA

El desarrollo óptimo de un sistema eléctrico siempre contempla un determinado nivel de sobreinstalación en generación, el cual permite abastecer la potencia de punta y mantener las reservas necesarias para preservar la seguridad y calidad de servicio exigida por la normativa vigente. En algunos casos resulta económico aceptar cierto nivel de sobreinstalación con el fin de aprovechar las economías de escala que presentan las unidades generadoras de mayor tamaño y/o aprovechar la posibilidad de reducir los costos de operación del sistema.

No obstante lo anterior, y en consideración de los niveles de demanda presentes y futuros presentados en el Estudio, no se justifica el acelerado crecimiento de la capacidad instalada presentado en el Estudio para el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición de los los sistemas Palena y General Carrera.

El Estudio presenta un Plan de Expansión Óptimo para el sistema General Carrera, en el cual se incorporan 2 unidades generadoras el año 2007, alcanzando una sobreinstalación por sobre el 60% de la demanda máxima proyectada. Por otra parte, el Estudio presenta un Plan de Expansión Óptimo para el sistema Palena en el cual se realizan prácticamente todas las inversiones en generación antes del año 2011, alcanzando un nivel de sobreinstalación por sobre el 150% de la demanda máxima proyectada, dejando sólo una inversión en generación para el resto del horizonte de planificación.

Para el Proyecto de Reposición Eficiente, en ambos sistemas, el Estudio presenta un parque generador existente excesivamente sobredimensionado. En el caso del sistema General Carrera, la capacidad instalada en generación inicial supera el 65% la demanda máxima proyectada. En el caso del sistema Palena dicha sobreinstalación bordea el 100%.

A juicio de esta Comisión, tanto el Plan de Expansión Óptimo como el Proyecto de Reposición Eficiente de los sistemas Palena y General Carrera, carecen de justificación y fundamento. Por otra parte, la mayoría de los módulos de expansión en generación corresponden a unidades térmicas las cuales no reducen los costos de operación, luego, no se justifica anticipación alguna para la inversión en dichas unidades.

Por lo tanto, se ha corregido el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente de los sistemas Palena y General Carrera, conforme a las demás correcciones presentadas en la sección 4.2 del presente informe.

4.2.13 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En virtud de las correcciones detalladas en las secciones precedentes, en particular, la corrección de la proyección de demanda en el sistema Aysén, precios de combustible en los tres sistemas, y desarrollo de los sistemas Palena y General Carrera, se corrige el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, para los sistemas Aysén, Palena y General Carrera.

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se han utilizado los siguientes criterios y consideraciones:

- a) La capacidad instalada en generación debe superar en todo instante la proyección de demanda máxima.
- b) Se considera una reserva de 10% para todas las unidades generadoras, con excepción de las unidades generadoras eólicas en las cuales no se considera reserva. Por lo tanto, la capacidad instalada en generación, menos el 10% de la capacidad de los generadores que aportan reserva, debe superar en todo instante la proyección de demanda máxima. Esta reserva también se consideró en la simulación de la operación óptima del sistema, por lo que los costos obtenidos reconocen los sobrecostos asociados a dicha reserva.
- c) Se considera el precio Diesel de Coyhaique como precio representativo del Diesel en los sistemas Aysén, Palena y General Carrera, considerando un valor igual a 512,99 [US\$/m³] correspondiente al promedio Agosto 2005 – Enero 2006, en consistencia con lo establecido en las Bases.
- d) Como combustible, sólo se utiliza Diesel, ya que de acuerdo a lo expuesto en el Estudio, no existe suministro de petróleo pesado en la zona.
- e) Como función objetivo de la expansión del sistema, tanto para el Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente, se considera aquella que

minimiza el valor actualizado de inversión, operación, mantenimiento y falla, para el horizonte de planificación.

- f) Para cada una de centrales hidroeléctricas, en los tres sistemas se consideró una disponibilidad del recurso hídrico igual al promedio de los valores presentados en el Estudio. Dicha disponibilidad se incorpora a la modelación de éstas centrales a través de un factor de planta que afecta su potencia máxima. De acuerdo a la información presentada en el Estudio, estos factores corresponden a 0,737 para las centrales hidroeléctricas ubicadas en Aysén, 0,465 para Lago Atravesado, 0,95 para las centrales hidroeléctricas ubicadas en Palena, y 0,91 para la central hidroeléctrica El Traro.
- g) Para la obtención de los costos de operación esperados, la simulación de la operación óptima de cada sistema se realizó utilizando el modelo uninodal COSTE4. Los archivos de entrada y salida utilizados, se encuentran disponible en el sitio web www.cne.cl.
- h) Para la simulación de la operación óptima de cada sistema, se utilizan las tasas de salida forzada de las unidades generadoras, entregadas en el Estudio. Considerando dichas tasas, se construyen las correspondientes secuencias de falla, a través de un sorteo de Montecarlo, en las cuales una o más unidades generadoras podrán estar fuera de servicio. Los resultados obtenidos corresponderán a los valores promedio de todos los escenarios considerados, ponderados por la probabilidad de ocurrencia del escenario correspondiente. El número de escenarios utilizados es de 10.000.

Las características específicas de la expansión en cada uno de los sistemas de la Empresa, se detallan en las secciones siguientes.

4.2.13.1 Plan de Expansión Óptimo Sistema Aysén

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo del sistema Aysén se consideró el parque existente detallado en el cuadro siguiente.

Cuadro 28: Parque Generador Inicial para Plan de Expansión Aysén

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]
TEH_MAN_1	2004	GTT1	Motor Diesel	1.915
TEH_MAN_2	2004	GTT2	Motor Diesel	1.915
TEH_CAT_3	2004	GTT3	Motor Diesel	2.350
TEH_CAT_5	2004	GTT5	Motor Diesel	708
TEH_CAT_7	2004	GTT7	Motor Diesel	1.825
AYS_CAT_3	2004	GTA3	Motor Diesel	1.200
AYS_CAT_4	2004	GTA4	Motor Diesel	1.200
AYS_CAT_5	2004	GTA5	Motor Diesel	1.400
AYS_CAT_6	2004	GTA6	Motor Diesel	1.200
AYS_GILKES	2004	GHA2	Hidráulica	3.000
AYS_ZMEC_1	2004	GHA3	Hidráulica	900
AYS_ZMEC_2	2004	GHA4	Hidráulica	2.700

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]
LAG_ATR_1	2004	GHL1	Hidráulica	5.500
LAG_ATR_2	2004	GHL2	Hidráulica	5.500
EOL_A_BAG_1	2004	GEB1	Eólica	660
EOL_A_BAG_2	2004	GEB2	Eólica	660
EOL_A_BAG_3	2004	GEB3	Eólica	660

Para el Plan de Expansión del sistema Aysén se han considerado como candidatas, todas las unidades generadoras presentadas en el Estudio, esto es, las unidades existentes y las futuras. La expansión del sistema con que se obtiene el menor valor actualizado de inversión, operación y falla, mantenimiento y administración, se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 29: Plan de Expansión Generación Aysén corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2008	FU01	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_2*	2010	FU02	Motor Diesel	3.000	4.010.000
Futura_3	2011	FU03	Hidráulica	3.000	5.400.000
Futura_Eolica_Bag5	2012	GEB4	Eólica	1.980	3.259.080
Futura_4	2013	FU04	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_5	2015	FU05	Hidráulica	5.500	8.182.491
Futura_7	2017	FU07	Hidráulica	3.000	5.400.000
Futura_6	2018	FU06	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_8	2019	FU08	Motor Diesel	3.000	3.710.000

* : Incluye inversión para conexión de central, por un monto igual a 300.000 US\$.

Adicionalmente, los factores de prorrata que conforme a las Bases permiten asociar las inversiones en generación y transmisión, a la demanda incremental de cada una de las barras de retiro, se calculan mediante factores GLDF obtenidos de la simulación multinodal de la operación óptima del sistema, utilizando el modelo OSE2000.

En cuanto al sistema de transmisión de Aysén, no se consideró necesario realizar cambios en la expansión. Sin embargo, de acuerdo a las correcciones descritas en el presente informe, los cálculos para obtener el CID en transmisión se corrigen consistentemente.

Cuadro 30: Instalaciones de Transmisión para Plan de Expansión Aysén

INSTALACIÓN	AÑO	TIPO	R [Ohm]	X [Ohm]	LONGITUD [km]	MVA/cto
-------------	-----	------	---------	---------	---------------	---------

Aysen33->Altoba33	2004	Tramo de Línea	24,3359	20,4586	55,84	11,4
Aysen33->Chacab33	2004	Tramo de Línea	5,4774	5,4483	13,16 y 2,1	15,3
Altoba33->Sealtoba33	2004	Tramo de Línea	1,0503	0,8830	2,41	11,4
Altoba33->Vortega33	2004	Tramo de Línea	32,0443	9,2893	25,47	5,5
Vortega33->Mani33	2004	Tramo de Línea	57,4655	16,6586	41,36	5,5
Vortega33->Nire33	2004	Tramo de Línea	38,4215	11,1380	27,65	5,5
Sealtoba23->Tehuel23	2004	Tramo de Línea	5,7496	4,9404	8,3 y 5,3	8,0
Tehuel23->Latrave23	2004	Tramo de Línea	5,7918	7,3924	21,00	10,6
Aysen33->Aysen23	2004	SSEE	0,0	0,7362	-	6,5
Sealtoba33->Sealtoba23	2004	SSEE	0,0	0,6730	-	6,5

El Plan de Expansión de transmisión corresponde al presentado en el Estudio, de acuerdo a lo que a continuación se indica:

Cuadro 31: Plan de Expansión Transmisión Aysén

INSTALACIÓN	AÑO	VALOR INVERSIÓN [MUS\$]
300 kVAr, Chacabuco 33 kV	2007	10
300 kVAr, Cachabuco 33 kV	2008	10
6,5 MVA, Aysen23/33	2014	95

De acuerdo al Plan de Expansión Óptimo resultante al incorporar al Estudio las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, la aplicación de las fórmulas establecidas en las Bases resulta en el siguiente CID para el sistema Aysén:

Cuadro 32: CID Generación Aysén corregido por CNE

CIDGj	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
Aysen23	109,80	63,27
Chacab33	111,72	64,37
Mañi33	120,74	69,57
Ñire33	116,33	67,03
Tehuel23	110,14	63,46

Cuadro 33: CID Transmisión Aysén corregido por CNE

CIDLj	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
Aysen23	-0,07	-0,04
Chacab33	0,10	0,06
Mañi33	0,08	0,05
Ñire33	0,08	0,04
Tehuel23	0,12	0,07

Cuadro 34: CID Total Aysén corregido por CNE

CIDj	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
Aysen23	109,73	63,23
Chacab33	111,82	64,43

Mañi33	120,82	69,61
Ñire33	116,41	67,07
Tehuel23	110,27	63,53

4.2.13.2 Plan de Expansión Óptimo Sistema Palena

El parque generador existente considerado en el Plan de Expansión Óptimo para el sistema Palena, es el presentado en el cuadro siguiente.

Cuadro 35: Parque Generador Inicial para Plan de Expansión Palena

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]
Chaiten_1	2004	CHA1	Motor Diesel	292
Chaiten_2	2004	CHA2	Motor Diesel	200
Palena_1	2004	PAL1	Motor Diesel	225
Futale_1	2004	FTL1	Motor Diesel	230
RAzul_1	2004	RAZ1	Hidráulica	350
RAzul_2	2004	RAZ2	Hidráulica	350
RAzul_3	2004	RAZ3	Hidráulica	350
RAzul_4	2004	RAZ4	Hidráulica	350
LagoVerde_1	2004	LAV1	Motor Diesel	250

De acuerdo a la criterios, consideraciones y correcciones expuestas en el presente informe, el Plan de Expansión Óptimo resultante para el sistema Palena se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 36: Plan de Expansión Generación Palena corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2009	FUT1	Motor Diesel	600	350.000
Futura_2	2010	FUT2	Hidráulica	750	1.500.000
Futura_3	2016	FUT3	Hidráulica	750	1.500.000

De acuerdo al Plan de Expansión Óptimo resultante al incorporar al Estudio las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, el CID resultante para el sistema Palena es el siguiente:

Cuadro 37: CID Generación Palena corregido por CNE

CIDj	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
Palena	60,80	35,03

4.2.13.3 Plan de Expansión Óptimo Sistema General Carrera

El parque generador existente considerado en el Plan de Expansión Óptimo para el sistema General Carrera, es el presentado en el cuadro siguiente.

Cuadro 38: Parque Generador Inicial para Plan de Expansión General Carrera

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]
ChileChico_1	2004	CHI1	Motor Diesel	282
ChileChico_2	2004	CHI2	Motor Diesel	282
ChileChico_4	2004	CHI4	Motor Diesel	400
Traro_1	2004	TRA1	Hidráulica	320
Traro_2	2004	TRA2	Hidráulica	320

De acuerdo a la criterios, consideraciones y correcciones expuestas en el presente informe, el Plan de Expansión Óptimo resultante para el sistema general Carrera se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 39: Plan de Expansión generación General Carrera corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2007	FUT1	Motor Diesel	600	350.000
Futura_2	2011	FUT2	Hidráulica	320	670.068
Futura_3	2013	FUT3	Motor Diesel	600	350.000
Futura_4	2014	FUT4	Hidráulica	320	670.068
Futura_5	2017	FUT5	Motor Diesel	600	350.000

De acuerdo al Plan de Expansión Óptimo resultante al incorporar al Estudio las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, el CID resultante para el sistema General Carrera es el siguiente:

Cuadro 40: CID Generación General Carrera corregido por CNE

CIDj	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
General Carrera	134,11	77,27

4.2.13.4 Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Aysén

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema Aysén se consideró el parque existente detallado en el cuadro siguiente.

Cuadro 41: Parque Generador Inicial para Proyecto de Reposición Aysén

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
TEH_REPO_1	2004	GTR1	Motor Diesel	3.000	3.905.455

TEH_REPO_2	2004	GTR2	Motor Diesel	3.000	3.905.455
TEH_REPO_3	2004	GTR3	Motor Diesel	3.000	3.905.455
AYS_CAT_3	2004	GTA3	Motor Diesel	1.200	623.015
AYS_CAT_4	2004	GTA4	Motor Diesel	1.200	623.015
AYS_CAT_5	2004	GTA5	Motor Diesel	1.400	726.850
AYS_CAT_6	2004	GTA6	Motor Diesel	1.200	623.015
AYS_ZMEC_1	2004	GAH1	Hidráulica	3.300	5.318.121
AYS_ZMEC_2	2004	GAH2	Hidráulica	3.300	5.318.121
LAG_ATR_1	2004	GHL1	Hidráulica	5.500	8.182.491
LAG_ATR_2	2004	GHL2	Hidráulica	5.500	8.182.491
EOL_A_BAG_1	2004	GEB1	Eólica	660	1.086.494
EOL_A_BAG_2	2004	GEB2	Eólica	660	1.086.494
EOL_A_BAG_3	2004	GEB3	Eólica	660	1.086.494

Para el Proyecto de Reposición del sistema Aysén se han considerado como candidatas, todas las unidades generadoras presentadas en el Estudio, esto es, las unidades existentes y las futuras. La expansión del sistema con que se obtiene el menor valor actualizado de inversión, operación y falla, mantenimiento y administración, se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 42: Proyecto de Reposición Generación Aysén corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2008	FU01	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_2*	2010	FU02	Motor Diesel	3.000	4.010.000
Futura_3	2011	FU03	Hidráulica	3.000	5.400.000
Futura_Eolica_Bag5	2012	GEB4	Eólica	1.980	3.259.080
Futura_4	2013	FU04	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_5	2015	FU05	Hidráulica	5.500	8.182.491
Futura_7	2017	FU07	Hidráulica	3.000	5.400.000
Futura_6	2018	FU06	Motor Diesel	3.000	3.710.000
Futura_8	2019	FU08	Motor Diesel	3.000	3.710.000

* : Incluye inversión para conexión de central, por un un monto igual a 300.000 US\$.

En cuanto al sistema de transmisión de Aysén, no se consideró necesario realizar cambios al Proyecto de Reposición presentado en el Estudio. Sin embargo, de acuerdo a las correcciones descritas en el presente informe, los cálculos para obtener el CTLP en transmisión se corrigen consistentemente.

Cuadro 43: Instalaciones de Transmisión para Proyecto de Reposición Aysén

UNIDAD	AÑO	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Base Líneas	2004	3.835.174

Base SS/EE	2004	238.400
------------	------	---------

El Proyecto de Reposición de transmisión corresponde al presentado en el Estudio, de acuerdo a lo que a continuación se indica:

Cuadro 44: Proyecto de Reposición Transmisión Aysén

INSTALACIÓN	AÑO	TIPO	VALOR INVERSIÓN [US\$]
BBCC Chacabuco	2008	Compensación de Reactivos	6.000
Transformador	2014	SSEE	119.200
Scada	2006	Comunicaciones	655.700
Otros Terrenos	2006	Otros	235.553
Otros (Vehículos, lanchas, Computación)	2006	Otros	156.353

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 Aysén es el siguiente:

Cuadro 45: CTLP Generación Aysén corregido por CNE

CTLPG [M\$/año]	7,867,115
-----------------	-----------

Cuadro 46: CTLP Transmisión Aysén corregido por CNE

CTLPL [M\$/año]	361,021
-----------------	---------

Cuadro 47: CTLP Total Aysén corregido por CNE

CTLP [M\$/año]	8,228,136
----------------	-----------

4.2.13.5 Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Palena

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema Palena se consideró el parque existente detallado en el cuadro siguiente.

Cuadro 48: Parque Generador Inicial para Proyecto de Reposición Palena

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Palena_1_REPO	2004	PAL1	Motor Diesel	600	475.927

Palena_2_REPO	2004	PAL2	Motor Diesel	600	475.927
RAzul_1	2004	RAZ1	Hidráulica	350	764.257
RAzul_2	2004	RAZ2	Hidráulica	350	764.257
RAzul_3	2004	RAZ3	Hidráulica	350	764.257
RAzul_4	2004	RAZ4	Hidráulica	350	764.257

Para el Proyecto de Reposición del sistema Palena se han considerado como candidatas, todas las unidades generadoras presentadas en el Estudio, esto es, las unidades existentes y las futuras. La expansión del sistema con que se obtiene el menor valor actualizado de inversión, operación y falla, mantenimiento y administración, se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 49: Proyecto de Reposición Palena corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2010	FUT1	Hidráulica	750	1.500.000
Futura_2	2012	FUT2	Hidráulica	750	1.500.000

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 Palena es el siguiente:

Cuadro 50: CTLP Palena corregido por CNE

CTLP [M\$/año]	534,915
----------------	---------

4.2.13.6 Proyecto de Reposición Eficiente Sistema General Carrera

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema General Carrera se consideró el parque existente detallado en el cuadro siguiente.

Cuadro 51: Parque Generador Inicial para Proyecto de Reposición General Carrera

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
ChileChico_2	2004	CHI2	Motor Diesel	600	409.291
ChileChico_4	2004	CHI4	Motor Diesel	600	409.291
Traro_1	2004	TRA1	Hidráulica	320	670.068
Traro_2	2004	TRA2	Hidráulica	320	670.068

Para el Proyecto de Reposición del sistema General Carrera se han considerado como candidatas, todas las unidades generadoras presentadas en el Estudio, esto es, las unidades existentes y las futuras. La expansión del sistema con que se obtiene el menor valor actualizado de inversión, operación y falla, mantenimiento y administración, se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 52: Proyecto de Reposición General Carrera corregido por CNE

UNIDAD	AÑO	NOMBRE	TIPO	POTENCIA [kW]	VALOR INVERSIÓN [US\$]
Futura_1	2009	FUT1	Motor Diesel	600	350.000
Futura_2	2011	FUT2	Hidráulica	320	670.068
Futura_3	2014	FUT3	Hidráulica	320	670.068
Futura_4	2016	FUT4	Motor Diesel	600	350.000
Futura_5	2019	FUT5	Motor Diesel	600	350.000

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema General Carrera se consideró el parque existente detallado en el cuadro siguiente.

Cuadro 53: CTLP General Carrera corregido por CNE

CTLP [M\$/año]	775,475
----------------	---------

4.2.14 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Se ha considerado que las fórmulas de indexación propuestas por Edelayesen no son satisfactorias pues no representan adecuadamente la incidencia de las principales componentes de los costos. En particular, no se ha incluido la componente Mano de Obra para considerar el costo de las remuneraciones.

En virtud de lo anterior, para obtener fórmulas de indexación que representen las principales componentes de costos se ha aplicado un procedimiento de cálculo alternativo para cada uno de los sistemas. En el caso de las inversiones, se consideran tres componentes de costos, esto es, materiales importados, materiales nacionales y mano de obra.

Para los presupuestos de inversión de cada una de las centrales, de cada uno de los sistemas, se determina el desglose de los costos en los tres componentes identificadas anteriormente, para cada uno de los ítemes de costos que el Estudio presenta. La diversidad de ítemes varía según si la central es eólica, termica o hidráulica.

Una vez obtenido el desglose en las tres componentes, se obtuvo el total de cada componente en cada sistema, de modo que el resultado es el valor total de inversión desglosado en tales componentes.

Aplicando un procedimiento equivalente al utilizado en las inversiones, para los Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración, corregidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes. Tanto en el cálculo del CID como en el cálculo del CTLP, los Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración incluyen el costo anual combustible del año 2007.

Los detalles y cálculos que permiten reproducir los costos de inversión y costos fijos se encuentran en el Anexo N° 1 del presente informe. El resultado de los costos totales (inversiones más costos fijos) tanto para el cálculo del CID como para el cálculo del CID es el que a continuación se indica para cada sistema:

Cuadro 54: Costos Totales Indexación Aysen corregido por CNE

COSTOS TOTALES CTLP	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	1.942.108	2.618.691	1.377.728		5.938.526
COMA	232.840	523.455	894.621	4.758.985	6.409.901
TOTAL SISTEMA AYSEN	2.174.948	3.142.146	2.272.349	4.758.985	12.348.427
Porcentaje de Incidencia	17,6%	25,5%	18,4%	38,5%	100,0%

COSTOS TOTALES CID	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	1.754.860	2.409.689	1.113.659		5.278.208
COMA	218.280	509.090	857.464	4.198.653	5.783.488
TOTAL SISTEMA AYSEN	1.973.141	2.918.780	1.971.123	4.198.653	11.061.697
Porcentaje de Incidencia	17,8%	26,4%	17,8%	38,0%	100,0%

Cuadro 55: Costos Totales Indexación Palena corregido por CNE

COSTOS TOTALES CTLP	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	267.906	114.988	89.824		472.718
COMA	38.391	51.057	260.616	50.517	400.581
TOTAL SISTEMA PALENA	306.297	166.044	350.440	50.517	873.299
Porcentaje de Incidencia	35,1%	19,0%	40,1%	5,8%	100,0%

COSTOS TOTALES CID	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	266.419	144.086	99.064		509.569
COMA	30.227	42.077	205.998	55.026	333.328
TOTAL SISTEMA PALENA	296.646	186.163	305.062	55.026	842.897
Porcentaje de Incidencia	35,2%	22,1%	36,2%	6,5%	100,0%

Cuadro 56: Costos Totales Indexación Gral. Carrera corregido por CNE

COSTOS TOTALES CTLP	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	85.743	124.798	47.983		258.524
COMA	17.632	126.236	450.510	332.393	926.772
TOTAL SISTEMA Carrera	103.374	251.034	498.494	332.393	1.185.296
Porcentaje de Incidencia	8,7%	21,2%	42,1%	28,0%	100,0%

COSTOS TOTALES CID	MATERIALES NACIONALES	MATERIALES IMPORTADOS	MANO DE OBRA	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	112.915	122.985	58.618		294.519
COMA	54.223	65.478	374.504	299.148	793.353
TOTAL SISTEMA Carrera	167.138	188.464	433.122	299.148	1.087.871
Porcentaje de Incidencia	15,4%	17,3%	39,8%	27,5%	100,0%

A partir de los resultados detallados precedentemente se determinan la fórmula de indexación aplicable a los costos de la Empresa. Par tal efecto se ha considerado una estructura como la que a continuación se indica:

$$\frac{\text{Valor}_i}{\text{Valor}_0} = \left(\alpha_{\text{IMO}} \cdot \frac{\text{IMO}_i}{\text{IMO}_0} + \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + \alpha_{\text{DIESEL}} \cdot \frac{P_{\text{DIESEL}_i}}{P_{\text{DIESEL}_0}} \right) + \left(\alpha_{\text{PPI}} \cdot \frac{\text{PPI}_i}{\text{PPI}_0} \right) \cdot \left(\frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} \right) \cdot \left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \right)$$

Los ponderadores de los indexadores corresponden a los porcentajes de incidencia mostrados en los cuadros de la presente sección, en donde :

- a) Para indexar los Materiales Nacionales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas;
- b) Para indexar los Materiales Importados se utiliza el "U. S. Producer Price Index", publicado por el "Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour";
- c) Para indexar la Mano de Obra se utiliza el Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas;
- d) Para indexar el costo de operación Diesel se utiliza el precio promedio de los últimos 6 meses, informado por la Empresa.

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 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 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 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 4 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 (4 años).
 R : Tasa de actualización igual a 10% anual.

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 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 4 años, del segmento de generación, expresado en [\$/año].
- IAEL : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión, expresado en [\$/año].
- IAE : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto, expresado en [\$/año].
- CIDG_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de generación, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en la barra j, expresado en [\$/kWh].
- CIDL_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en la barra j, expresado en [\$/kWh].
- CID_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en el nudo j, expresado en [\$/kWh].
- E_{jt} : Energía consumida en el nudo j, en el año t, expresada en [kWh].
- T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).
- R : Tasa de actualización igual a 10% anual.

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:

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

- J : Nudo o barra j cualquiera en donde se determinan tarifas 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, expresado en [\$/kW/año].

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 4 años.

$$PNEG_j = CIDG_j \cdot \alpha_G \quad (6)$$

$$PNEL_j = CIDL_j \cdot \alpha_L \quad (7)$$

$$PNPG_j = CDP_j \cdot \beta \quad (8)$$

$$PNPL_j = CDP_j \cdot (1 - \beta) \quad (9)$$

$$PNE_j = PNEG_j + PNEL_j \quad (10)$$

$$PNP_j = CDPG_j + CDPL_j \quad (11)$$

- $PNEG_j$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.
- $PNEL_j$: 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.
- $CDPG_j$: Cargo de desarrollo de la potencia asociado al segmento de generación, en el nudo j, expresado en \$/kW/mes.
- $CDPL_j$: Cargo de desarrollo de la potencia asociado al segmento de transmisión, en el nudo j, expresado en \$/kW/mes.
- PNP_j : Precio de nudo de potencia en el nudo j, expresado en \$/kW/mes.
- α_G : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación.
- α_L : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de transmisión.
- B : 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.

$$\text{MAXG} = \text{MAXIMO} \{ \text{CTLPG}, \text{IAEG} \} \quad (12)$$

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.

$$\text{MAXL} = \text{MAXIMO} \{ \text{CTLPL}, \text{IAEL} \} \quad (13)$$

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

$$\alpha_G = \frac{\text{MAXG} \cdot (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \cdot \text{IAEG}} \quad (14)$$

$$\alpha_L = \frac{\text{MAXL} \cdot (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \cdot \text{IAEL}} \quad (15)$$

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

$$1 - \beta = \frac{\text{MAXL}}{\text{MAXG} + \text{MAXL}} \quad (17)$$

5.4 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en el Capítulo 4 del presente informe, y considerando un CDP a partir del precio de nudo de la potencia vigente en el sistema Aysén, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para los sistemas antes mencionados se detalla en las secciones siguientes.

5.4.1 CID INDEXADO A 2006

Para el caso del CID, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, ha sido indexado a Julio de 2006 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 4.2.13 del presente informe, utilizando los ponderadores especificados en los Cuadros 54, 55 y 56.

Para el caso de los indexadores del CID, los valores base y los valores a Julio 2006 son los siguientes:

Cuadro 57: Valores de Indexadores utilizados

Fecha	IMO	IPC	P. Diesel Coyhaique [\$/m3]	PPI	TAX	Dólar
31-12-2004*	93,87	116,84	295,570	143,60	0,06	576,17
31-07-2006**	101,98	124,29	322,013	146,40	0,06	540,62

* : Para el caso del precio de los combustibles, conforme a lo establecido en las Bases, se ha utilizado el promedio de los 6 meses previos al inicio del Estudio.

** : Para el caso del precio de los combustibles, en consistencia con las Bases, se ha utilizado el promedio de los últimos 6 meses previos a la indexación.

En virtud de los anterior, para el CID base y el CID a Julio de 2006 se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 58: CID bases y CID indexados

Fecha	Aysen23 [\$/kWh]	Chacab33 [\$/kWh]	Mañi33 [\$/kWh]	Ñire33 [\$/kWh]	Tehuel23 [\$/kWh]	Palena [\$/kWh]	Gral. Carrera [\$/kWh]
31-12-2004	63,23	64,43	69,61	67,07	63,53	35,03	77,27
31-07-2006	66,34	67,60	73,04	70,38	66,66	36,78	82,01

5.4.2 CTLP INDEXADO A JULIO DE 2006

Los valores de CTLP obtenidos a partir de lo indicado en la sección 4.2 del presente informe se indexan al 31 de Julio de 2006, mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 4.2.13 del presente informe, utilizando los ponderadores especificados en en los Cuadros 54, 55 y 56.

Para el caso de los indexadores del CTLP, los valores base y los valores de Julio 2006 son los presentados en la sección 5.4.1, Cuadro 57, del presente informe. Luego, para el CTLP a Julio de 2006 se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 59: CTLP indexado al 31 de Julio de 2006

Fecha	Aysén [\$/año]	Palena [\$/año]	General Carrera [\$/año]
31-12-2004	8,228,136,219	534,914,888	775,475,372
31-07-2006	8,643,614,247	563,776,541	820,291,740

5.4.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2007-2010

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.2 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda por barra para el cuatrienio 2007-2010:

Cuadro 60: Demanda utilizada en Ingresos por CID

Año	Aysen		Palena		General Carrera	
	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]
2007	109.648.414	20.827	7.743.000	1.693	6.784.000	1.492
2008	116.361.095	22.102	8.077.000	1.766	7.245.000	1.593
2009	123.368.970	23.433	8.410.000	1.839	7.737.000	1.701
2010	130.693.212	24.824	8.743.000	1.912	8.262.000	1.817

5.4.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

Los precios de nudo resultantes para la energía, desagregados en sus componentes de generación y transmisión, en las barras de los sistemas Aysén, Palena y General Carrera son los que a continuación se indica:

Cuadro 61: Precio Nudo de Energía

	Aysen23 [\$/kWh]	Chacab33 [\$/kWh]	Mañi33 [\$/kWh]	Ñire33 [\$/kWh]	Tehuel23 [\$/kWh]	Palena [\$/kWh]	Gral. Carrera [\$/kWh]
PNudo de Energía en Generación	54,04	54,98	59,42	57,25	54,20	50,83	92,14
PNudo de Energía en Transmisión	-2,21	3,19	2,61	2,34	3,86	0,00	0,00
Precio de Nudo Energía	51,83	58,17	62,03	59,59	58,06	50,83	92,14

5.4.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

Los precios de nudo resultantes para la potencia, desagregados en sus componentes de generación y transmisión, en las barras de los sistemas Aysén, Palena y General Carrera son los que a continuación se indica:

Cuadro 62: Precio Nudo de Potencia

	Aysen23 [\$/kW/mes]	Chacab33 [\$/kW/mes]	Mañi33 [\$/kW/mes]	Ñire33 [\$/kW/mes]	Tehuel23 [\$/kW/mes]	Palena [\$/kW/mes]	Gral. Carrera [\$/kW/mes]
Costo Desarrollo Potencia en Generación	6.519,02	6.519,02	6.519,02	6.519,02	6.519,02	6.818,18	6.818,18
Costo Desarrollo Potencia en Transmisión	299,16	299,16	299,16	299,16	299,16	0,00	0,00
Precio de Nudo Potencia	6.818,18	6.818,18	6.818,18	6.818,18	6.818,18	6.818,18	6.818,18

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 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:

$$\frac{\text{Pnudo Potencia}_i}{\text{Pnudo Potencia}_0} = \alpha_{\text{DOL}} \cdot \frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} + \alpha_{\text{ISS}} \cdot \frac{\text{ISS}_i}{\text{ISS}_0} + \alpha_{\text{IPM}} \cdot \frac{\text{IPM}_i}{\text{IPM}_0} \quad (17)$$

Donde:

- DOL_i : 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, expresado en [\$/US\$].
- DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Julio de 2006 (540,62 [\$/US\$]).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresada en [°/1].

- TAX_0 : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al mes de Julio de 2006 (0,06 °/1).
- ISS_i e IPM_i : Índice General de Remuneraciones e Índice de Precios al por Mayor, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación, expresados en [°/1].
- ISS_0 e IPM_0 : Valores de ISS y de IPM, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondientes a los meses de Junio del año 2006 y Julio del año 2006 respectivamente (ISS: 101,95 y IPM: 245,84).

Para los sistemas Aysén, Palena y General Carrera, 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}	0,499
α_{ISS}	0,222
α_{IPM}	0,279

5.5.2 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:

$$\frac{P_{\text{nudoEnergía}_i}}{P_{\text{nudoEnergía}_0}} = \left(\alpha_{IMO} \cdot \frac{IMO_i}{IMO_0} + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESELI}}{P_{DIESEL0}} \right) + \left(\alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \quad (18)$$

Donde:

- IMO_i : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
- IMO_0 : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (101,98 °/1).
- 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, expresado en [°/1].
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (124,29 °/1).
- $P_{DIESELI}$: Precio vigente del Petróleo Diesel en Coyhaique, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, expresado en [\$/m³].

P_{DIESEL_0}	: Precio vigente del petróleo diesel en Coyhaique, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Febrero-Julio de 2006 (322.012,72 [\$/m ³]).
PPI_i	: U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
PPI_0	: U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de Julio de 2006 (146,40 °/1).
TAX_i	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
TAX_0	: Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al mes de Julio de 2006 (0,06 °/1).
DOL_i	: 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, expresado 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 Julio de 2006 (540,62 [\$/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.

Para el sistema Aysén:

α_{IMO}	0.184
α_{IPC}	0.176
α_{PDIESEL}	0.385
α_{PPI}	0.255

Para el sistema Palena:

α_{IMO}	0.401
-----------------------	-------

α_{IPC}	0.351
$\alpha_{PDIESEL}$	0.058
α_{PPI}	0.190

Para el sistema General Carrera:

α_{IMO}	0.421
α_{IPC}	0.087
$\alpha_{PDIESEL}$	0.280
α_{PPI}	0.212

6 PLANES DE EXPANSIÓN

A continuación se presentan los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión resultantes del Estudio y las correcciones del presente informe. Conforme a lo establecido en el artículo 104-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, los señalados planes tienen el carácter de obligatorios para las Empresa, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

Las obras de generación y/o de transmisión contempladas en el plan de expansión de cada sistema deben ser ejecutadas por la Empresa, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos que a continuación se indica.

6.1 EXPANSIÓN SISTEMA AYSÉN

La expansión del sistema Aysén durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 63: Expansión Obligatoria en Generación Sistema Aysén

Mes-Año	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2008	3.000	Motor Diesel	Diesel
Enero-2010	3.000	Motor Diesel	Diesel

Adicionalmente, la expansión del sistema Aysén durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes instalaciones de transmisión:

Cuadro 64: Expansión Obligatoria en Transmisión Sistema Aysén

Mes-Año	Tipo de Instalación	Descripción
Enero-2007	300 kVAr en Chacabuco 33 kV	Compensación Reactiva
Enero-2008	300 kVAr en Chacabuco 33 kV	Compensación Reactiva

6.2 EXPANSIÓN SISTEMA PALENA

La expansión del sistema Palena durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 65: Expansión Obligatoria en Generación Sistema Palena

Mes-Año	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2009	600	Motor Diesel	Diesel
Enero-2010	750	Hidráulica	-

Por otra parte, la expansión contempla el retiro de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 66: Retiro de Unidad Generadora Sistema Palena

Mes-Año	Unidad	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2008	Lago Verde 1	250	Motor Diesel	Diesel

Durante el Cuadrienio 2007-2010, la expansión del sistema Palena no contempla obras de transmisión.

6.3 EXPANSIÓN SISTEMA GENERAL CARRERA

La expansión del sistema General Carrera durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 67: Expansión Obligatoria en Generación Sistema General Carrera

AÑO	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2007	600	Motor Diesel	Diesel

Durante el Cuadrienio 2007-2010, la expansión del sistema General Carrera no contempla obras de transmisión.

ANEXO Nº 1 : FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA CID Y CTLP

INVERSIONES AYSÉN⁷

Central Alto Baguales	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	33.465			33.465
Obras civiles				
Edificios				
Fundaciones	70.145		29.432	99.577
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion		2.578.530	128.928	2.707.458
Transformadores		60.138	60.138	120.276
Patio S/E	22.480	78.680	11.240	112.400
Ingeniería y Gastos generales			107.561	107.561
Intereses Intercalarios	75.293			75.293
Capital de Explotación	3.452			3.452
TOTAL	204.835	2.717.348	337.299	3.259.482

Central Térmica Puerto Aysen	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	10.169			10.169
Obras civiles				
Cierro	1.322		1.322	2.644
Edificios	122.520		37.127	159.647
Fundaciones	20.900		8.970	29.870
Sistema de Combustible	87.600		19.123	106.723
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion		1.739.000	174.000	1.913.000
Transformadores		128.000	2.400	130.400
Patio S/E	9.660	33.810	4.830	48.300
Ingeniería y Gastos generales			84.026	84.026
Intereses Intercalarios	58.818			58.818
Capital de Explotación	52.297			52.297
TOTAL	363.286	1.900.810	331.798	2.595.894

Central Hidroeléctrica Aysen	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno				
Bocatoma	397.425			397.425
Casa de Maquinas y Canal de descarga	325.600			325.600
Obras civiles				0
Instalación de Faenas	667.877		166.969	834.846
Excavaciones abiertas	52.417		209.669	262.086
Rellenos	407		813	1.220
Obras de hormigón	3.438.542		628.355	4.066.897
Revestimiento protección hidráulica	72.367		35.421	107.788
Casa de Maquinas	1.185.270		209.165	1.394.435
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	8.000	1.487.500	262.500	1.758.000

⁷ Fuente : Archivo "Val Sist. Aysén.xls" entregado por la Empresa.

Central Hidroeléctrica Aysen	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Transformadores		151.852	22.778	174.630
Patio S/E	48.140	168.490	24.070	240.700
Ingeniería y Gastos generales			765.090	765.090
Intereses Intercalarios	234.309			234.309
Capital de Explotación	73.216			73.216
TOTAL	6.503.570	1.807.842	2.324.830	10.636.242

Central Lago Atravesado	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Obras civiles				
Instalación de Faenas	741.091		185.273	926.364
Excavaciones abiertas	21.396		85.586	106.982
Excavaciones subterráneas	2.269.474		1.343.110	3.612.584
Sostenimiento de excavaciones	812.981		203.245	1.016.226
Obras de hormigón	1.291.624		322.906	1.614.530
Protecciones proviosrias	381.898		95.474	477.372
Suministro y blindaje túneles	550.600		221.200	771.800
Casa de Maquinas	343.505		60.619	404.124
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion		4.484.800	896.960	5.381.760
Transformadores		293.250	51.750	345.000
Patio S/E	27.940	97.790	13.970	139.700
Ingeniería y Gastos generales			1.183.715	1.183.715
Intereses Intercalarios	362.513			362.513
Capital de Explotación	22.312			22.312
TOTAL	6.825.334	4.875.840	4.663.807	16.364.982

Central Térmica Tehuelche	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	95.688			95.688
Obras civiles				0
Cierro	98		98	196
Edificios	237.184		59.296	296.480
Fundaciones				0
Sistema de Combustible				0
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	544.500	8.712.000	1.633.500	10.890.000
Transformadores		178.500	31.500	210.000
Patio S/E	44.800	156.800	22.400	224.000
Ingeniería y Gastos generales				0
Intereses Intercalarios				0
Capital de Explotación				0
TOTAL	922.270	9.047.300	1.746.794	11.716.364

	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
TOTAL INVERSIONES AYSEN	14.819.295	20.349.140	9.404.529	44.572.963
Porcentaje de Incidencia	33,2%	45,7%	21,1%	100,0%

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AYSÉN⁸

COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Costos Fijos	Remuneraciones	Total [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	408.801	295.906	704.707
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	98.107	71.014	169.121
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	6.746	4.883	11.629
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	2.148	1.555	3.703
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	238.143	172.377	410.520
TOTAL	753.945	545.734	1.299.679

COMA TOTAL CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	40,880	245,281	122,640		408,801
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	9,811	58,864	29,432		98,107
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	675	4,047	2,024		6,746
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	215	1,289	644		2,148
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	166,700		71,443		238,143
REMUNERACIONES			545,734		545,734
COMBUSTIBLE DIESEL				4,537,514	4,537,514
COSTOS VARIABLES NO COMBUST		184,335	79,001		263,336
TOTAL COMA	218,280	493,816	850,918	4,537,514	6,100,529
Porcentaje de Incidencia	3.6%	8.1%	13.9%	74.4%	100.0%

COMA TOTAL CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	40,880	245,281	122,640		408,801
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	9,811	58,864	29,432		98,107
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	675	4,047	2,024		6,746
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	215	1,289	644		2,148
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	166,700		71,443		238,143
REMUNERACIONES			545,734		545,734
COMBUSTIBLE DIESEL				4,198,653	4,198,653
COSTOS VARIABLES NO COMBUST		199,609	85,547		285,156
TOTAL COMA	218,280	509,090	857,464	4,198,653	5,783,488
Porcentaje de Incidencia	3.8%	8.8%	14.8%	72.6%	100.0%

COSTOS TOTALES AYSÉN

COSTOS TOTALES CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	1.942.108	2.618.691	1.377.728		5.938.526
COMA	232.840	523.455	894.621	4.758.985	6.409.901
TOTAL SISTEMA AYSÉN	2.174.948	3.142.146	2.272.349	4.758.985	12.348.427
Porcentaje de Incidencia	17,6%	25,5%	18,4%	38,5%	100,0%

⁸ COMA corregido por CNE.

COSTOS TOTALES CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	1.754.860	2.409.689	1.113.659		5.278.208
COMA	218.280	509.090	857.464	4.198.653	5.783.488
TOTAL SISTEMA AYSÉN	1.973.141	2.918.780	1.971.123	4.198.653	11.061.697
Porcentaje de Incidencia	17,8%	26,4%	17,8%	38,0%	100,0%

INVERSIONES PALENA⁹

Central Chaiten	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	3.417			3.417
Obras civiles				
Cierro	1.385		1.385	2.769
Edificios	11.756		2.939	14.695
Fundaciones	3.856		1.653	5.509
Sistema de Combustible	40.304		7.113	47.417
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	9.657	164.177	19.315	193.149
Transformadores		0	0	0
Patio S/E	1.330	4.655	665	6.650
Ingeniería y Gastos generales			38.031	38.031
Intereses Intercalarios	6.703			6.703
Capital de Explotación				0
TOTAL	78.409	168.832	71.100	318.340

Central Palena	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	2.050			2.050
Obras civiles				
Edificios	24.960		6.240	31.200
Fundaciones	7.713		3.306	11.019
Sistema de Combustible	42.548		7.509	50.057
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	35.524	603.900	71.047	710.470
Transformadores				0
Patio S/E	2.660	9.310	1.330	13.300
Ingeniería y Gastos generales			113.715	113.715
Intereses Intercalarios	20.043			20.043
Capital de Explotación				0
TOTAL	135.498	613.210	203.146	951.854

Central Futaleufu	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	2.050			2.050
Obras civiles				
Edificios	13.204		3.301	16.505
Fundaciones	3.856		1.653	5.509
Sistema de Combustible	40.304		7.113	47.417
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	9.657	164.177	19.315	193.149
Transformadores		0	0	0

⁹ Fuente : Archivo "Val Sist. Aysén.xls" entregado por la Empresa.

Patio S/E	1.330	4.655	665	6.650
Ingeniería y Gastos generales			37.708	37.708
Intereses Intercalarios	6.646			6.646
Capital de Explotación				0
TOTAL	77.049	168.832	69.754	315.634

Central RioAzul	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	540.637			540.637
Obras civiles				0
Instalación de Faenas	276.948		69.237	346.185
Excavaciones abiertas	2.022		8.086	10.108
Rellenos	246		985	1.231
Obras de hormigón	169.980		29.996	199.976
Revestimiento protección hidráulica	11.483		4.921	16.404
Casa de Maquinas	1.024.611		180.814	1.205.425
Bocatoma	5.600		0	5.600
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	17.500	297.500	35.000	350.000
Transformadores		45.825	6.546	52.371
Patio S/E	5.320	18.620	2.660	26.600
Ingeniería y Gastos generales			220.363	220.363
Intereses Intercalarios	67.486			67.486
Capital de Explotación	14.643			14.643
TOTAL	2.136.475	361.945	558.609	3.057.029

	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
TOTAL INVERSIONES PALENA	2.427.431	1.312.817	902.609	4.642.857
Porcentaje de Incidencia	52,3%	28,3%	19,4%	100,0%

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PALENA¹⁰

COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Costos Fijos	Remuneraciones	Total [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	36.763	78.755	115.517
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	8.169	17.501	25.671
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	36.763	78.755	115.517
TOTAL	81.695	175.011	256.705

COMA TOTAL CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	3.676	22.058	11.029		36.763
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	817	4.902	2.451		8.169
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0		0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0		0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	25.734	0	11.029		36.763
REMUNERACIONES			175.011		175.011

¹⁰ COMA corregido por CNE.

COMA TOTAL CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
COMBUSTIBLE DIESEL				48.166	48.166
COSTOS VARIABLES NO COMBUST		16.033	6.871		22.904
TOTAL COMA	30.227	42.992	206.390	48.166	327.776
Porcentaje de Incidencia	9,2%	13,1%	63,0%	14,7%	100,0%

COMA TOTAL CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	3.676	22.058	11.029		36.763
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	817	4.902	2.451		8.169
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0		0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0		0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	25.734		11.029		36.763
REMUNERACIONES			175.011		175.011
COMBUSTIBLE DIESEL				55.026	55.026
COSTOS VARIABLES NO COMBUST		15.117	6.479		21.596
TOTAL COMA	30.227	42.077	205.998	55.026	333.328
Porcentaje de Incidencia	9,1%	12,6%	61,8%	16,5%	100,0%

COSTOS TOTALES PALENA

COSTOS TOTALES CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	267.906	114.988	89.824		472.718
COMA	38.391	51.057	260.616	50.517	400.581
TOTAL SISTEMA PALENA	306.297	166.044	350.440	50.517	873.299
Porcentaje de Incidencia	35,1%	19,0%	40,1%	5,8%	100,0%

COSTOS TOTALES CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL [US\$]
ANUALIDAD INVERSIONES	266.419	144.086	99.064		509.569
COMA	30.227	42.077	205.998	55.026	333.328
TOTAL SISTEMA PALENA	296.646	186.163	305.062	55.026	842.897
Porcentaje de Incidencia	35,2%	22,1%	36,2%	6,5%	100,0%

INVERSIONES GENERAL CARRERA¹¹

Central El Traro	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	61.514			61.514
Obras civiles				
Instalación de Faenas	152.964		38.241	191.205
Excavaciones abiertas	10.485		41.939	52.424
Rellenos	328		1.312	1.640
Obras de hormigón	187.315		33.056	220.370
Revestimiento protección hidráulica	13.336		5.716	19.052
Casa de Maquinas	321.078		56.661	377.739
Bocatoma	5.600		0	5.600
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	9.600	163.200	19.200	192.000

¹¹ Fuente : Archivo "Val Sist. Aysén.xls" entregado por la Empresa.

Transformadores		26.462	3.780	30.242
Patio S/E	2.660	9.310	1.330	13.300
Ingeniería y Gastos generales			139.810	139.810
Intereses Intercalarios	28.545			28.545
Capital de Explotación	6.694			6.694
TOTAL	800.119	198.972	341.044	1.340.135

Central ChileChico	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
Terreno	25.631			25.631
Obras civiles				
Edificios	37.350		9.338	46.688
Fundaciones	10.500		4.500	15.000
Sistema de Combustible	47.371		8.360	55.730
Obras Eléctricas				
Equipos de Generacion	53.285	905.848	106.570	1.065.704
Transformadores				0
Patio S/E	3.990	13.965	1.995	19.950
Ingeniería y Gastos generales			61.435	61.435
Intereses Intercalarios	30.103			30.103
Capital de Explotación	18.827			18.827
TOTAL	227.057	919.813	192.198	1.339.069

	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	TOTAL [US\$]
TOTAL INVERSIONES GRAL. CARRERA	1.027.176	1.118.785	533.242	2.679.204
Porcentaje de Incidencia	38,3%	41,8%	19,9%	100,0%

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO GENERAL CARRERA¹²

COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Costos Fijos	Remuneraciones	Total [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	65.947	145.441	211.388
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	14.655	32.320	46.975
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	65.947	145.441	211.388
TOTAL	146.549	323.203	469.752

COMA TOTAL CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL [US\$]
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	6.595	39.568	19.784		65.947
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	1.465	8.793	4.396		14.655
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0		0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0		0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	6.595	39.568	19.784		65.947
REMUNERACIONES			323.203		323.203
COMBUSTIBLE DIESEL				316.925	316.925
COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES		19.495	8.355		27.850

¹² COMA corregido por CNE.

TOTAL COMA	14.655	107.424	375.523	316.925	814.527
Porcentaje de Incidencia	1,8%	13,2%	46,1%	38,9%	100,0%

COMA TOTAL CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL US\$
COSTOS FIJOS OPERACIÓN GENERACION	6.595	39.568	19.784		65.947
COSTOS FIJOS MANTENCION GENERACION	1.465	8.793	4.396		14.655
COSTOS FIJOS LINEAS DE TRANSMISION	0	0	0		0
COSTOS FIJOS MANTENCION SUBESTACIONES	0	0	0		0
COSTOS FIJOS ADMINISTRACION	46.163		19.784		65.947
REMUNERACIONES			323.203		323.203
COMBUSTIBLE DIESEL				299.148	299.148
COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES		17.117	7.336		24.453
TOTAL COMA	54.223	65.478	374.504	299.148	793.353
Porcentaje de Incidencia	6,8%	8,3%	47,2%	37,7%	100,0%

COSTOS TOTALES GENERAL CARRERA

COSTOS TOTALES CTLP	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CTLP	TOTAL US\$
ANUALIDAD INVERSIONES	85.743	124.798	47.983		258.524
COMA	17.632	126.236	450.510	332.393	926.772
TOTAL SISTEMA Carrera	103.374	251.034	498.494	332.393	1.185.296
Porcentaje de Incidencia	8,7%	21,2%	42,1%	28,0%	100,0%

COSTOS TOTALES CID	Materiales Nacionales	Materiales Importados	Mano de Obra	DIESEL CID	TOTAL US\$
ANUALIDAD INVERSIONES	112.915	122.985	58.618		294.519
COMA	54.223	65.478	374.504	299.148	793.353
TOTAL SISTEMA Carrera	167.138	188.464	433.122	299.148	1.087.871
Porcentaje de Incidencia	15,364%	17,324%	39,814%	27,498%	100,0%

ANEXO Nº 2 : PETRÓLEO DIÉSEL COYHAIQUE

Fecha	DIESEL COYHAIQUE [\$/m3]	Fecha	DIESEL COYHAIQUE [\$/m3]	Fecha	DIESEL COYHAIQUE [\$/m3]
01-Ago-05	285.122	01-Oct-05	307.819	01-Dic-05	273.707
02-Ago-05	285.122	02-Oct-05	307.819	02-Dic-05	273.707
03-Ago-05	285.122	03-Oct-05	307.701	03-Dic-05	273.707
04-Ago-05	285.122	04-Oct-05	307.701	04-Dic-05	273.707
05-Ago-05	285.122	05-Oct-05	307.701	05-Dic-05	269.225
06-Ago-05	285.122	06-Oct-05	307.701	06-Dic-05	269.225
07-Ago-05	285.122	07-Oct-05	307.701	07-Dic-05	269.225
08-Ago-05	285.141	08-Oct-05	307.701	08-Dic-05	269.225
09-Ago-05	285.141	09-Oct-05	307.701	09-Dic-05	269.225
10-Ago-05	285.141	10-Oct-05	307.710	10-Dic-05	269.225
11-Ago-05	285.141	11-Oct-05	307.710	11-Dic-05	269.225
12-Ago-05	285.141	12-Oct-05	307.710	12-Dic-05	266.541
13-Ago-05	285.141	13-Oct-05	307.710	13-Dic-05	266.541
14-Ago-05	285.141	14-Oct-05	307.710	14-Dic-05	266.541
15-Ago-05	289.301	15-Oct-05	307.710	15-Dic-05	266.541
16-Ago-05	289.301	16-Oct-05	307.710	16-Dic-05	266.541
17-Ago-05	289.301	17-Oct-05	307.696	17-Dic-05	266.541
18-Ago-05	289.301	18-Oct-05	307.696	18-Dic-05	266.541
19-Ago-05	289.301	19-Oct-05	307.696	19-Dic-05	281.114
20-Ago-05	289.301	20-Oct-05	307.696	20-Dic-05	281.114
21-Ago-05	289.301	21-Oct-05	307.696	21-Dic-05	281.114
22-Ago-05	307.698	22-Oct-05	307.696	22-Dic-05	281.114
23-Ago-05	307.698	23-Oct-05	307.696	23-Dic-05	281.114
24-Ago-05	307.698	24-Oct-05	307.698	24-Dic-05	281.114
25-Ago-05	307.698	25-Oct-05	307.698	25-Dic-05	281.114
26-Ago-05	307.698	26-Oct-05	307.698	26-Dic-05	283.864
27-Ago-05	307.698	27-Oct-05	307.698	27-Dic-05	283.864
28-Ago-05	307.698	28-Oct-05	307.698	28-Dic-05	283.864
29-Ago-05	307.599	29-Oct-05	307.698	29-Dic-05	283.864
30-Ago-05	307.599	30-Oct-05	307.698	30-Dic-05	283.864
31-Ago-05	307.599	31-Oct-05	307.674	31-Dic-05	283.864
01-Sep-05	307.599	01-Nov-05	307.674	01-Ene-06	283.864
02-Sep-05	307.599	02-Nov-05	307.674	02-Ene-06	280.979
03-Sep-05	307.599	03-Nov-05	307.674	03-Ene-06	280.979
04-Sep-05	307.599	04-Nov-05	307.674	04-Ene-06	280.979
05-Sep-05	307.367	05-Nov-05	307.674	05-Ene-06	280.979
06-Sep-05	307.367	06-Nov-05	307.674	06-Ene-06	280.979
07-Sep-05	307.367	07-Nov-05	307.274	07-Ene-06	280.979
08-Sep-05	307.367	08-Nov-05	307.274	08-Ene-06	280.979
09-Sep-05	307.367	09-Nov-05	307.274	09-Ene-06	288.150
10-Sep-05	307.367	10-Nov-05	307.274	10-Ene-06	288.150
11-Sep-05	307.367	11-Nov-05	307.274	11-Ene-06	288.150
12-Sep-05	307.379	12-Nov-05	307.274	12-Ene-06	288.150
13-Sep-05	307.379	13-Nov-05	307.274	13-Ene-06	288.150
14-Sep-05	307.379	14-Nov-05	307.274	14-Ene-06	288.150
15-Sep-05	307.379	15-Nov-05	307.274	15-Ene-06	288.150
16-Sep-05	307.379	16-Nov-05	307.274	16-Ene-06	302.224
17-Sep-05	307.379	17-Nov-05	307.274	17-Ene-06	302.224
18-Sep-05	307.379	18-Nov-05	307.274	18-Ene-06	302.224
19-Sep-05	306.847	19-Nov-05	307.274	19-Ene-06	302.224

20-Sep-05	306.847	20-Nov-05	307.274	20-Ene-06	302.224
DIESEL		DIESEL		DIESEL	
Fecha	COYHAIQUE	Fecha	COYHAIQUE	Fecha	COYHAIQUE
	[\$/m3]		[\$/m3]		[\$/m3]
21-Sep-05	306.847	21-Nov-05	286.413	21-Ene-06	302.224
22-Sep-05	306.847	22-Nov-05	286.413	22-Ene-06	302.224
23-Sep-05	306.847	23-Nov-05	286.413	23-Ene-06	293.501
24-Sep-05	306.847	24-Nov-05	286.413	24-Ene-06	293.501
25-Sep-05	306.847	25-Nov-05	286.413	25-Ene-06	293.501
26-Sep-05	307.375	26-Nov-05	286.413	26-Ene-06	293.501
27-Sep-05	307.375	27-Nov-05	286.413	27-Ene-06	293.501
28-Sep-05	307.375	28-Nov-05	273.707	28-Ene-06	293.501
29-Sep-05	307.375	29-Nov-05	273.707	29-Ene-06	293.501
30-Sep-05	307.375	30-Nov-05	273.707	30-Ene-06	302.964
				31-Ene-06	302.964