

REF.: Rectifica Resolución Exenta CNE N°194 de 2011, que "Aprueba Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2011-2014.", y aprueba texto rectificado.

**SANTIAGO, 5 de Mayo de 2011**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 232**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978 y a otros cuerpos legales;
- c) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", especialmente el artículo 99°;
- d) Lo establecido en el artículo 62° de la Ley 19.880 de 2003, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- e) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 48 de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que fija el Procedimiento para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal, en adelante "el Reglamento"; y

- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N°194 de 19 de abril de 2011, que Aprueba Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2011-2014, en adelante “Resolución Exenta N°194”.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Troncal;
- b) Que, la Comisión, en el marco de lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley y el artículo 45° del Reglamento, aprobó mediante Resolución Exenta N°194, Informe Técnico basado en los resultados del Estudio, considerando las observaciones realizadas por los participantes y usuarios e instituciones interesadas;
- c) Que, para el adecuado desarrollo del correspondiente proceso tarifario ha sido necesario corregir errores de copia en el artículo primero de la Resolución Exenta N°194;
- d) Que, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 62° de la Ley N°19.880, la autoridad administrativa puede aclarar o corregir en cualquier momento, de oficio o a petición de parte, aspectos dudosos u oscuros, rectificar errores de copia, de referencia, de cálculos numéricos y, en general, los puramente materiales o de hecho que aparecieren de manifiesto en el acto administrativo.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:**

Rectifíquese el Artículo Primero de la Resolución Exenta N° 194, en el siguiente sentido:

1. Reemplázase la Tabla N° 1: VI, AVI, COMA y VATT SIC-SING, por la siguiente:

SING	145.067	14.709	2.464	17.173
SIC	1.602.870	162.990	24.578	187.568

2. Reemplázase el número 77 de la Tabla N° 2: Tramos Troncales, Área de Influencia Común y Valor Anual de la Transmisión por Tramo, por el siguiente:

77	Charrúa 220	Lagunillas 220 (*)	AIC SIC	TSIC - 92	27.188	2.752	534	3.286
----	-------------	--------------------	---------	-----------	--------	-------	-----	-------

3. Reemplázase el número 3 de la Tabla N° 14: Obras Nuevas, Plan de Expansión Cuadrienal, por el siguiente:

3	SING	Julio 2016	Línea 2x220 kV Crucero – Lagunas.	38.711	3.193	801
---	------	------------	-----------------------------------	--------	-------	-----

4. Reemplázase la Tabla N° 17: A.V.I. Final Total por Sistema, por la siguiente:

SING	14.709
SIC (*)	171.535

(\*) Para el SIC, se incluyen en el A.V.I. las Labores de Ampliación, CER en Polpaico y STATCOM en Cerro Navia.

5. Reemplázase en el N° 7. ANEXO 1: VI, A.V.I. y COMA por Propietario, para el Sistema Interconectado Central, en la tabla VI MUS\$, los valores para los tramos TSIC-87, TSIC-88 y TSIC-92, por los siguientes:

TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	49.543	0	49.543
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	49.543	0	49.543
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	27.188	0	0	0	27.188

6. Reemplázase en el N° 7. ANEXO 1: VI, A.V.I. y COMA por Propietario, para el Sistema Interconectado Central, en la tabla A.V.I. MUS\$, los valores para los tramos TSIC-87, TSIC-88 y TSIC-92, por los siguientes:

TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	5.013	0	5.013
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	5.013	0	5.013
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	2.752	0	0	0	2.752

7. Reemplázase en el N° 7. ANEXO 1: VI, A.V.I. y COMA por Propietario, para el Sistema Interconectado Central, en la tabla COMA MUS\$, los valores para los tramos TSIC-87, TSIC-88, TSIC-90, TSIC-91, y TSIC-92, por los siguientes:

TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	1.019	0	1.019
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	1.019	0	1.019
TSIC - 90	Temuco 220	Cautín 220	102	0	0	0	102
TSIC - 91	Temuco 220	Cautín 220	102	0	0	0	102
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	534	0	0	0	534

## ARTÍCULO SEGUNDO:

Apruébase el siguiente texto rectificado del "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2011-2014":

**INFORME TÉCNICO PARA LA DETERMINACIÓN  
DEL VALOR ANUAL Y EXPANSIÓN DE LOS  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

**CUATRIENIO 2011-2014**



**Comisión Nacional de Energía**

**Abril de 2011  
SANTIAGO - CHILE**

1.	INTRODUCCIÓN .....	2
2.	RESUMEN EJECUTIVO .....	3
3.	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	4
3.1.	IDENTIFICACIÓN DE LOS TRAMOS TRONCALES, ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN Y VALOR ANUAL DE LA TRANSMISIÓN POR TRAMO .....	4
3.2.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN .....	7
3.3.	STATCOM, CER POLPAICO Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN .....	12
3.4.	LABORES DE AMPLIACIÓN Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	13
4.	PLAN DE EXPANSIÓN CUADRIENAL .....	15
4.1.	OBRAS DE AMPLIACIÓN.....	15
4.1.1.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN .....	15
4.2.	OBRAS NUEVAS.....	16
4.2.1.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN .....	18
5.	OBSERVACIONES Y CORRECCIONES DE LA CNE AL INFORME DEL CONSULTOR.....	21
5.1.	RANGOS Y CRITERIOS DE VALIDEZ DEL ESTUDIO .....	21
5.2.	TRONCAL INICIAL Y VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES .....	21
5.3.	COMA.....	22
5.3.1.	REMUNERACIÓN.....	23
5.3.2.	ACTIVIDADES DE OPERACIÓN.....	24
5.3.3.	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO .....	24
5.3.4.	ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN .....	25
6.	OBSERVACIONES DE LOS PARTICIPANTES.....	27
6.1.	TRANSELEC.....	27
6.2.	AES GENER .....	72
6.3.	CTNC .....	74
6.4.	COLBÚN .....	74
7.	ANEXO 1 VI, A.V.I. Y COMA POR PROPIETARIO .....	76

## 1. INTRODUCCIÓN

El artículo 84 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante DFL N° 4, establece que cada cuatro años debe realizarse un estudio de transmisión troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, en adelante el Estudio.

Asimismo, el DFL N° 4 establece que el proceso de elaboración del Estudio debe ser dirigido y coordinado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión. Por otra parte, conforme al artículo 87 del DFL N° 4, el Estudio debe ser licitado, adjudicado y supervisado, en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas, por un Comité encargado de licitar, adjudicar y supervisar el Estudio, conformado por representantes de diferentes sectores del mercado eléctrico nacional y del organismo regulador, en adelante, el Comité.

De esta forma, el 11 de noviembre del año 2009 se inició el primer proceso de tarificación y expansión troncal, mediante Res. Exta. CNE N° 1195/09. Luego, con fecha 26 de febrero de 2010 el Estudio fue adjudicado mediante Res. Ext. CNE N° 168/2010, al Consorcio Synex-Mercados-Electronet-Quantum, en adelante el Consultor y cuyo correspondiente contrato se aprobó mediante Res. Exta. CNE N° 174 de fecha 4 de marzo de 2010. Finalmente, con fecha 21 de octubre de 2010, el Consultor presentó el Informe Final del Estudio, cuya aprobación, después de un intercambio de observaciones y respuestas a las observaciones tanto por parte del Comité como del Consultor, fue aprobado formalmente el 31 de diciembre de 2010..

Una vez terminado el proceso de audiencia pública, en donde el Consultor expuso los resultados del Estudio y se recibieron las observaciones de los participantes, conforme la normativa vigente, corresponde que la Comisión elabore un Informe Técnico. En efecto, el artículo 91 del DFL N° 4 establece que dicho Informe Técnico debe contener lo siguiente:

- a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;
- b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;
- c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales con sus respectivos V.I. y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal;
- d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio; y e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

A continuación se expone el resultado de la revisión y corrección realizada por la Comisión, dando así cumplimiento a lo dispuesto por la Ley, en particular con lo establecido en el artículo 91 del DFL N° 4.

## 2. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal del presente Informe Técnico consiste en exponer los antecedentes, resultados y correcciones del Estudio en las siguientes materias:

- Identificación de las instalaciones existentes que integran el sistema troncal y del área de influencia común;
- La determinación del valor anual de la transmisión por tramo, en adelante VATT. Se analiza el resultado del valor de inversión de los tramos y sus anualidades, en adelante VI y AVI respectivamente, y el resultado de los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, en adelante COMA;
- El plan de expansión de los sistemas de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) respectivamente; y
- Las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores del AVI y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales.

En conformidad con lo establecido en el artículo 91 del DFL N° 4, el presente Informe Técnico también presenta los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del Estudio, y presenta las respuestas de la Comisión a las observaciones planteadas por los participantes y usuarios e instituciones interesadas.

Finalmente, el valor anual de la transmisión determinado por esta Comisión, para cada sistema de transmisión troncal, es el siguiente:

Tabla 1: VI, AVI, COMA y VATT SIC-SING

	VI	AVI	COMA	VATT
SING	145.067	14.709	2.464	17.173
SIC	1.602.870	162.990	24.578	187.568

Para mayor claridad y comprensión de los resultados obtenidos por esta Comisión, las secciones del presente Informe Técnico están presentadas con el mismo orden y contenido que establece el artículo 91 del DFL N° 4.

### 3. VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

#### 3.1. Identificación de los Tramos Troncales, Área de Influencia Común y Valor Anual de la Transmisión por Tramo

Las instalaciones de transmisión que conforman los Tramos del Sistema de Transmisión Troncal, su Valor anual de la Transmisión por Tramo (VATT) , conformado por la anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) y el Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), son los que se muestran a continuación, los cuales se encuentran en US\$ al mes de diciembre de 2009:

**Tabla 2: Tramos Troncales, Área de Influencia Común y Valor Anual de la Transmisión por Tramo**

1	Tarapacá 220	Lagunas 220	-	TSING - 01	9.826	1.001	167	1.168
2	Tarapacá 220	Lagunas 220	-	TSING - 02	9.826	1.001	167	1.168
3	Lagunas 220	Crucero 220	-	TSING - 03	28.741	2.911	491	3.401
4	Lagunas 220	Crucero 220	-	TSING - 04	32.165	3.255	546	3.801
5	Crucero 220	Encuentro 200	AIC SING	TSING - 05	4.794	494	81	575
6	Crucero 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING - 06	5.023	518	85	603
7	Encuentro 220	Atacama 220	AIC SING	TSING - 07	27.374	2.768	464	3.232
8	Encuentro 220	Atacama 220	AIC SING	TSING - 08	27.318	2.762	463	3.225
9	Ancoa 500	Polpaico 500	AIC SIC	TSIC - 01	162.964	16.496	1.069	17.565
10	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	AIC SIC	TSIC - 02	133.666	13.538	885	14.423
11	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	AIC SIC	TSIC - 03	51.050	5.206	348	5.554
12	Charrúa 500	Ancoa 500	AIC SIC	TSIC - 04	108.331	11.021	718	11.739
13	Charrúa 500	Ancoa 500	AIC SIC	TSIC - 05	121.182	12.316	802	13.118
14	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	-	TSIC - 06	12.502	1.268	261	1.529
15	Carrera Pinto 220	Cardones 220	-	TSIC - 07	13.170	1.342	275	1.617
16	Cardones 220	Maitencillo 220	-	TSIC - 08	23.944	2.433	499	2.933
17	Cardones 220	Maitencillo 220	-	TSIC - 09	40.861	4.143	638	4.781
18	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	-	TSIC - 10	17.092	1.741	357	2.098
19	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	-	TSIC - 11	17.029	1.735	355	2.090
20	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	-	TSIC - 12	15.596	1.590	326	1.915
21	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	-	TSIC - 13	15.469	1.575	323	1.898
22	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	-	TSIC - 14	22.210	2.250	464	2.714
23	Las Palmas 220	Los Vilos 220	-	TSIC - 15	11.917	1.214	249	1.463
24	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	-	TSIC - 16A	23.523	2.383	491	2.874
25	Las Palmas 220	Los Vilos 220	-	TSIC - 16B	13.405	1.364	280	1.644
26	Los Vilos 220	Nogales 220	-	TSIC - 17	15.333	1.558	331	1.889
27	Los Vilos 220	Nogales 220	-	TSIC - 18	15.346	1.559	332	1.891
28	Nogales 220	Quillota 220	AIC SIC	TSIC - 19	8.288	852	179	1.031

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

29	Nogales 220	Quillota 220	AIC SIC	TSIC - 20	8.217	844	178	1.022
30	Polpaico 220	Quillota 220	AIC SIC	TSIC - 21	19.349	1.967	418	2.385
31	Polpaico 220	Quillota 220	AIC SIC	TSIC - 22	19.309	1.962	417	2.380
32	Candelaria 220	Maipo 220	AIC SIC	TSIC - 25	13.518	1.376	220	1.596
33	Candelaria 220	Maipo 220	AIC SIC	TSIC - 26	13.441	1.367	219	1.586
34	Maipo 220	Alto Jahuel 220	AIC SIC	TSIC - 27	3.265	340	41	381
35	Maipo 220	Alto Jahuel 220	AIC SIC	TSIC - 28	3.285	341	41	383
36	El Rodeo	Chena 220 (cto 1)	AIC SIC	TSIC - 29	149(***)	15(***)	-	15(***)
37	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	AIC SIC	TSIC - 30	3.035	312	66	378
38	Polpaico 220	Lampa 220	AIC SIC	TSIC - 31	5.111	527	110	638
39	Polpaico 220	Lampa 220	AIC SIC	TSIC - 32	5.021	518	109	627
40	Lampa 220	Cerro Navia 220	AIC SIC	TSIC - 33	5.787	594	125	720
41	Lampa 220	Cerro Navia 220	AIC SIC	TSIC - 34	5.714	587	124	711
42	Cerro Navia 220	Chena 220	AIC SIC	TSIC - 35	5.696	585	123	708
43	Cerro Navia 220	Chena 220	AIC SIC	TSIC - 36	5.630	578	122	700
44	Alto Jahuel 220	Chena 220	AIC SIC	TSIC - 37	7.188	735	155	891
45	Alto Jahuel 220	Chena 220	AIC SIC	TSIC - 38	7.040	718	152	870
46	Ancoa 220	Itahue 220	AIC SIC	TSIC - 39	16.773	1.708	363	2.071
47	Ancoa 220	Itahue 220	AIC SIC	TSIC - 40	16.811	1.712	363	2.076
48	Charrúa 220	Hualpén 220	AIC SIC	TSIC - 44	29.994	3.043	590	3.632
49	Charrúa 220	Esperanza 220	-	TSIC - 45	22.176	2.245	436	2.681
50	Esperanza 220	Temuco 220	-	TSIC - 46	23.321	2.355	459	2.814
51	Charrúa 220	Cautín 220	-	TSIC - 47	4.528(***)	463(***)	-	463(***)
52	Cautín 220	Ciruelos 220	-	TSIC - 49	29.358	2.985	573	3.558
53	Ciruelos 220	Valdivia 220	-	TSIC - 50	11.601	1.188	224	1.412
54	Valdivia 220	Barro Blanco 220	-	TSIC - 51	14.066	1.428	277	1.704
55	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	-	TSIC - 52	21.062	2.140	414	2.554
56	Cautín 220	Valdivia 220	-	TSIC - 54	36.949	3.749	727	4.475
57	Valdivia 220	Puerto Montt 220	-	TSIC - 55	33.086	3.349	651	3.999
58	Polpaico 500	Polpaico 220	AIC SIC	TSIC - 71	33.697	3.463	728	4.191
59	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	AIC SIC	TSIC - 72	30.120	3.083	651	3.734
60	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	AIC SIC	TSIC - 73	28.772	2.944	622	3.566
61	Ancoa 500	Ancoa 220	AIC SIC	TSIC - 74	32.185	3.295	695	3.990
62	Charrúa 500	Charrúa 220	AIC SIC	TSIC - 75	28.932	2.969	569	3.538
63	Charrúa 500	Charrúa 220	AIC SIC	TSIC - 76	29.774	3.055	586	3.641
64	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	AIC SIC	TSIC - 79	-	-	-	-
65	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	AIC SIC	TSIC - 80	-	-	-	-

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

66	Alto Jahuel	El Rodeo	AIC SIC	TSIC - 81	3.706	380	80	460
67	Alto Jahuel	El Rodeo	AIC SIC	TSIC - 82	3.646	374	79	453
68	Rapel 220	Melipilla 220	-	TSIC - 83	11.341	1.148	245	1.394
69	Rapel 220	Melipilla 220	-	TSIC - 84	11.341	1.148	245	1.394
70	Melipilla 220	Cerro Navia 220	-	TSIC - 85	9.765	993	211	1.204
71	Melipilla 220	Cerro Navia 220	-	TSIC - 86	9.765	993	211	1.204
72	Candelaria 220	Colbún 220 (**)	AIC SIC	TSIC - 87	49.543	5.013	1.019	6.033
73	Candelaria 220	Colbún 220 (**)	AIC SIC	TSIC - 88	49.543	5.013	1.019	6.033
74	Colbún 220	Ancoa 220 (*)	AIC SIC	TSIC - 89	-	-	-	-
75	Cautín 220	Temuco 220	-	TSIC - 90	5.180	535	102	637
76	Cautín 220	Temuco 220	-	TSIC - 91	5.014	515	102	617
77	Charrúa 220	Lagunillas 220 (*)	AIC SIC	TSIC - 92	27.188	2.752	534	3.286

(\*) Para estos Tramos troncales, su VATT y peaje respectivo podrá ser aplicado una vez que las instalaciones asociadas entren en operación. Los valores a aplicar serán los establecidos en el correspondiente decreto de adjudicación, en el caso de las obras nuevas, o bien en el decreto que fije el VI definitivo, en el caso de ampliaciones de instalaciones existentes. Para el Tramo TSIC-92 se aplicarán los valores contenidos en la tabla precedente. En el caso de los tramos Charrúa – Cautín, El Rodeo - Chena (Circuito 1), y Nogales-Polpaico, el VATT a aplicar será el indicado en sus respectivos decretos de adjudicación, Decretos N° 163 de 2005, N° 168 de 2006, y N° 118 de 2008, respectivamente, todos del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

(\*\*) Los tramos TSIC-87 y TSIC-88 se considerarán parte del sistema troncal del SIC, una vez el proyecto de interconexión de las subestaciones Tramo Colbún – Ancoa 220 entre en operación.

(\*\*\*) Los valores que se muestran en la Tabla 2, para el tramo El Rodeo – Chena (Cto 1) y Charrúa – Cautín 220 corresponden a la asignación de elementos comunes del Sistema Troncal y de subestaciones, sin perjuicio de lo establecido en los respectivos Decretos de Adjudicación.

Para el caso de la Obra Nueva Equipo de Compensación Estática de Reactivos, ubicado en la subestación Puerto Montt, adjudicado mediante Decreto N° 162 de 2005, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, su VATT indexado deberá ser prorrateado entre los tramos y la proporción que a continuación se indica:

**Tabla 3: Asignación CER en Puerto Montt**

Charrúa 220	Esperanza 220	TSIC - 45	9,3%
Esperanza 220	Temuco 220	TSIC - 46	9,3%
Charrúa 220	Cautín 220	TSIC - 47	52,29%
Cautín 220	Ciruelos 220	TSIC - 49	1,44%
Ciruelos 220	Valdivia 220	TSIC - 50	0,57%
Valdivia 220	Barro Blanco 220	TSIC - 51	8,41%
Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	TSIC - 52	8,41%
Cautín 220	Valdivia 220	TSIC - 54	1,87%
Valdivia 220	Puerto Montt 220	TSIC - 55	8,41%

### 3.2. Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación del V.I., A.V.I. y COMA establecido en el numeral 3.1, son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[ \alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_{1,n} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} + \beta_{2,n} \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta_{3,n} \cdot \frac{PCu_k}{PCu_0} + \beta_{4,n} \cdot \frac{PAI_k}{PAI_0} \right]$$

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \left[ \alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_{1,n} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} + \beta_{2,n} \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta_{3,n} \cdot \frac{PCu_k}{PCu_0} + \beta_{4,n} \cdot \frac{PAI_k}{PAI_0} \right]$$

$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$VI_{n,k}$ ,  $AVI_{n,k}$  : Valor del V.I. o A.V.I. del tramo n para el mes k.

$COMA_{n,k}$  : Valor del COMA del tramo n para el mes k.

$VI_{n,0}$ ,  $AVI_{n,0}$  : Valor del V.I. o A.V.I. del tramo n, establecido en el numeral 3.1.

$COMA_{n,0}$  : Valor del COMA del tramo n, establecido en el numeral 3.1.

$IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

$DOL_k$  : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

$CPI_k$  : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

$PFe_k$  : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU. (Código BLS: WPU101).

$PCu_k$  : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

$PAI_k$  : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

**Tabla 4: Valor Base Índices**

$IPC_0$	99,38	Octubre de 2009, Base Diciembre 2008 =100
$DOL_0$	545,83	Octubre de 2009

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

CPI <sub>0</sub>	216,177	Octubre de 2009
Pfe <sub>0</sub>	171,1	Junio de 2009
Pcu <sub>0</sub>	281,98	Promedio Agosto – Septiembre-October de 2009
PA <sub>0</sub>	85,37	Promedio Agosto – Septiembre-October de 2009

Los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta_1$  a  $\beta_4$  de la fórmula señalada, para la indexación del V.I. son los siguientes:

**Tabla 5: Coeficientes para la Indexación del V.I.**

1	Tarapacá	Lagunas	TSING - 01	0,4077	0,3307	0,1099	0,0144	0,1373
2	Tarapacá	Lagunas	TSING - 02	0,4077	0,3307	0,1099	0,0144	0,1373
3	Lagunas	Crucero	TSING - 03	0,4249	0,3683	0,1006	0,0044	0,1018
4	Lagunas	Crucero	TSING - 04	0,4444	0,2998	0,1604	0,0040	0,0914
5	Crucero	Encuentro	TSING - 05	0,6598	0,2264	0,0703	0,0265	0,0170
6	Crucero	Encuentro	TSING - 06	0,6462	0,2361	0,0744	0,0253	0,0180
7	Encuentro	Atacama	TSING - 07	0,3651	0,3215	0,1318	0,0053	0,1763
8	Encuentro	Atacama	TSING - 08	0,3656	0,3216	0,1311	0,0053	0,1764
9	Ancoa 500	Polpaico 500	TSIC - 01	0,3797	0,3782	0,1123	0,0080	0,1218
10	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	TSIC - 02	0,3670	0,4244	0,1162	0,0097	0,0827
11	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	TSIC - 03	0,3272	0,4183	0,1402	0,0192	0,0951
12	Charrúa 500	Ancoa 500	TSIC - 04	0,3241	0,4709	0,1137	0,0137	0,0776
13	Charrúa 500	Ancoa 500	TSIC - 05	0,3443	0,4519	0,1002	0,0123	0,0913
14	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	TSIC - 06	0,5226	0,2987	0,0774	0,0068	0,0945
15	Carrera Pinto 220	Cardones 220	TSIC - 07	0,5103	0,3026	0,0869	0,0067	0,0935
16	Cardones 220	Maitencillo 220	TSIC - 08	0,4541	0,3711	0,0774	0,0070	0,0904
17	Cardones 220	Maitencillo 220	TSIC - 09	0,5105	0,2470	0,1296	0,0052	0,1077
18	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	TSIC - 10	0,4693	0,3205	0,0942	0,0108	0,1052
19	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	TSIC - 11	0,4702	0,3204	0,0936	0,0107	0,1051
20	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	TSIC - 12	0,4828	0,3106	0,0986	0,0138	0,0942
21	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	TSIC - 13	0,4862	0,3073	0,0987	0,0134	0,0944
22	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	TSIC - 14	0,4756	0,2907	0,1085	0,0081	0,1171
23	Las Palmas 220	Los Vilos 220	TSIC - 15	0,4479	0,3504	0,0929	0,0108	0,0980
24	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	TSIC - 16A	0,4500	0,3294	0,1014	0,0092	0,1100
25	Las Palmas 220	Los Vilos 220	TSIC - 16B	0,4039	0,4114	0,0853	0,0119	0,0875
26	Los Vilos 220	Nogales 220	TSIC - 17	0,4745	0,3106	0,1038	0,0078	0,1033
27	Los Vilos 220	Nogales 220	TSIC - 18	0,4743	0,3103	0,1037	0,0085	0,1032
28	Nogales 220	Quillota 220	TSIC - 19	0,4995	0,3289	0,0946	0,0183	0,0587

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

29	Nogales 220	Quillota 220	TSIC - 20	0,5022	0,3272	0,0938	0,0183	0,0585
30	Polpaico 220	Quillota 220	TSIC - 21	0,3916	0,2904	0,1300	0,0100	0,1780
31	Polpaico 220	Quillota 220	TSIC - 22	0,3923	0,2894	0,1304	0,0099	0,1780
32	Candelaria 220	Maipo 220	TSIC - 25	0,3824	0,3448	0,1451	0,0077	0,1200
33	Candelaria 220	Maipo 220	TSIC - 26	0,3839	0,3422	0,1456	0,0077	0,1206
34	Maipo 220	Alto Jahuel 220	TSIC - 27	0,5692	0,3253	0,0696	0,0189	0,0170
35	Maipo 220	Alto Jahuel 220	TSIC - 28	0,5704	0,3182	0,0737	0,0191	0,0186
36	El Rodeo	Chena 220 (cto 1) (*)	TSIC - 29	-	-	-	-	-
37	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	TSIC - 30	0,3968	0,3789	0,0536	0,0132	0,1575
38	Polpaico 220	Lampa 220	TSIC - 31	0,4429	0,3369	0,1284	0,0202	0,0716
39	Polpaico 220	Lampa 220	TSIC - 32	0,4456	0,3379	0,1252	0,0202	0,0711
40	Lampa 220	Cerro Navia 220	TSIC - 33	0,5114	0,3238	0,0942	0,0177	0,0529
41	Lampa 220	Cerro Navia 220	TSIC - 34	0,5146	0,3238	0,0919	0,0176	0,0521
42	Cerro Navia 220	Chena 220	TSIC - 35	0,5397	0,2574	0,0718	0,0151	0,1160
43	Cerro Navia 220	Chena 220	TSIC - 36	0,5428	0,2573	0,0691	0,0150	0,1158
44	Alto Jahuel 220	Chena 220	TSIC - 37	0,4762	0,2283	0,0919	0,0063	0,1973
45	Alto Jahuel 220	Chena 220	TSIC - 38	0,4839	0,2177	0,0915	0,0062	0,2007
46	Ancoa 220	Itahue 220	TSIC - 39	0,4759	0,2899	0,1189	0,0096	0,1057
47	Ancoa 220	Itahue 220	TSIC - 40	0,4720	0,2935	0,1163	0,0093	0,1089
48	Charrúa 220	Hualpén 220	TSIC - 44	0,4129	0,2959	0,1910	0,0063	0,0939
49	Charrúa 220	Esperanza 220	TSIC - 45	0,5608	0,2151	0,1425	0,0047	0,0769
50	Esperanza 220	Temuco 220	TSIC - 46	0,5715	0,1934	0,1502	0,0018	0,0831
51	Charrúa 220	Cautín 220 (*)	TSIC - 47	-	-	-	-	-
52	Cautín 220	Ciruelos 220	TSIC - 49	0,4156	0,3277	0,1094	0,0085	0,1388
53	Ciruelos 220	Valdivia 220	TSIC - 50	0,3724	0,3999	0,0977	0,0103	0,1197
54	Valdivia 220	Barro Blanco 220	TSIC - 51	0,4683	0,2512	0,1277	0,0047	0,1481
55	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	TSIC - 52	0,5179	0,2703	0,1024	0,0062	0,1032
56	Cautín 220	Valdivia 220	TSIC - 54	0,4262	0,3103	0,1161	0,0069	0,1405
57	Valdivia 220	Puerto Montt 220	TSIC - 55	0,5254	0,2529	0,1033	0,0052	0,1132
58	Polpaico 500	Polpaico 220	TSIC - 71	0,1777	0,7262	0,0613	0,0278	0,0070
59	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	TSIC - 72	0,2006	0,7223	0,0501	0,0183	0,0087
60	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	TSIC - 73	0,2003	0,7263	0,0475	0,0177	0,0082
61	Ancoa 500	Ancoa 220	TSIC - 74	0,1958	0,7229	0,0561	0,0194	0,0058
62	Charrúa 500	Charrúa 220	TSIC - 75	0,1752	0,7211	0,0697	0,0262	0,0078
63	Charrúa 500	Charrúa 220	TSIC - 76	0,1825	0,7128	0,0709	0,0259	0,0079
64	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	TSIC - 79	-	-	-	-	-
65	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	TSIC - 80	-	-	-	-	-

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

66	Alto Jahuel	El Rodeo	TSIC - 81	0,4248	0,3158	0,1662	0,0123	0,0809
67	Alto Jahuel	El Rodeo	TSIC - 82	0,4270	0,3159	0,1644	0,0122	0,0805
68	Rapel 220	Melipilla 220	TSIC - 83	0,6131	0,1989	0,0897	0,0072	0,0911
69	Rapel 220	Melipilla 220	TSIC - 84	0,6131	0,1989	0,0897	0,0072	0,0911
70	Melipilla 220	Cerro Navia 220	TSIC - 85	0,5299	0,2435	0,1084	0,0106	0,1076
71	Melipilla 220	Cerro Navia 220	TSIC - 86	0,5299	0,2435	0,1084	0,0106	0,1076
72	Candelaria 220	Colbún 220 (*)	TSIC - 87	0,3824	0,3448	0,1451	0,0077	0,1200
73	Candelaria 220	Colbún 220 (*)	TSIC - 88	0,3839	0,3422	0,1456	0,0077	0,1206
74	Colbún 220	Ancoa 220 (**)	TSIC - 89	-	-	-	-	-
75	Cautín 220	Temuco 220	TSIC - 90	0,5715	0,1934	0,1502	0,0018	0,0831
76	Cautín 220	Temuco 220	TSIC - 91	0,5715	0,1934	0,1502	0,0018	0,0831
77	Charrúa 220	Lagunillas 220	TSIC - 92	0,4129	0,2959	0,1910	0,0063	0,0939

(\*) Los coeficientes a utilizar, así como la fórmula de indexación de estos tramos, deberá ser la indicada en los respectivos decretos de adjudicación.

(\*\*) El conjunto de coeficientes y fórmula de indexación a utilizar será el que se indique en el Decreto que establece el VI definitivo de la obra.

Los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta_1$  a  $\beta_4$  de la fórmula señalada, para la indexación del A.V.I. son los siguientes:

**Tabla 6: Coeficientes para la Indexación del A.V.I.**

1	Tarapacá 220	Lagunas 220	TSING - 01	0,4041	0,3364	0,1091	0,0144	0,1360
2	Tarapacá 220	Lagunas 220	TSING - 02	0,4041	0,3364	0,1091	0,0144	0,1360
3	Lagunas 220	Crucero 220	TSING - 03	0,4235	0,3704	0,1003	0,0044	0,1014
4	Lagunas 220	Crucero 220	TSING - 04	0,4426	0,3024	0,1599	0,0040	0,0911
5	Crucero 220	Encuentro 200	TSING - 05	0,6473	0,2401	0,0695	0,0263	0,0168
6	Crucero 220	Encuentro 220	TSING - 06	0,6333	0,2505	0,0734	0,0251	0,0177
7	Encuentro 220	Atacama 220	TSING - 07	0,3641	0,3230	0,1316	0,0054	0,1759
8	Encuentro 220	Atacama 220	TSING - 08	0,3647	0,3231	0,1309	0,0053	0,1760
9	Ancoa 500	Polpaico 500	TSIC - 01	0,3699	0,3784	0,1207	0,0085	0,1225
10	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	TSIC - 02	0,3568	0,4244	0,1255	0,0105	0,0828
11	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	TSIC - 03	0,3063	0,4225	0,1527	0,0210	0,0975
12	Charrúa 500	Ancoa 500	TSIC - 04	0,3208	0,4616	0,1257	0,0146	0,0773
13	Charrúa 500	Ancoa 500	TSIC - 05	0,3406	0,4428	0,1121	0,0130	0,0915
14	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	TSIC - 06	0,5083	0,2947	0,0981	0,0068	0,0921

Comisión Nacional de Energía  
 Miraflores 222, piso 10, Santiago

15	Carrera Pinto 220	Cardones 220	TSIC - 07	0,4937	0,3019	0,1073	0,0067	0,0904
16	Cardones 220	Maitencillo 220	TSIC - 08	0,4397	0,3687	0,0970	0,0070	0,0876
17	Cardones 220	Maitencillo 220	TSIC - 09	0,4934	0,2502	0,1431	0,0055	0,1078
18	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	TSIC - 10	0,4421	0,3337	0,1074	0,0121	0,1047
19	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	TSIC - 11	0,4430	0,3336	0,1068	0,0120	0,1046
20	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	TSIC - 12	0,4541	0,3255	0,1113	0,0152	0,0939
21	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	TSIC - 13	0,4578	0,3214	0,1117	0,0148	0,0943
22	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	TSIC - 14	0,4543	0,2959	0,1237	0,0092	0,1169
23	Las Palmas 220	Los Vilos 220	TSIC - 15	0,4173	0,3663	0,1059	0,0129	0,0976
24	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	TSIC - 16A	0,4300	0,3343	0,1156	0,0103	0,1098
25	Las Palmas 220	Los Vilos 220	TSIC - 16B	0,3773	0,4243	0,0975	0,0136	0,0873
26	Los Vilos 220	Nogales 220	TSIC - 17	0,4470	0,3239	0,1172	0,0088	0,1031
27	Los Vilos 220	Nogales 220	TSIC - 18	0,4467	0,3237	0,1171	0,0095	0,1030
28	Nogales 220	Quillota 220	TSIC - 19	0,4570	0,3616	0,1028	0,0199	0,0587
29	Nogales 220	Quillota 220	TSIC - 20	0,4594	0,3600	0,1022	0,0199	0,0585
30	Polpaico 220	Quillota 220	TSIC - 21	0,3800	0,2925	0,1370	0,0101	0,1804
31	Polpaico 220	Quillota 220	TSIC - 22	0,3807	0,2913	0,1374	0,0101	0,1805
32	Candelaria 220	Maipo 220	TSIC - 25	0,3658	0,3502	0,1545	0,0080	0,1215
33	Candelaria 220	Maipo 220	TSIC - 26	0,3677	0,3467	0,1553	0,0081	0,1222
34	Maipo 220	Alto Jahuel 220	TSIC - 27	0,5518	0,3437	0,0693	0,0185	0,0167
35	Maipo 220	Alto Jahuel 220	TSIC - 28	0,5548	0,3346	0,0735	0,0188	0,0183
36	El Rodeo	Chena 220 (cto 1) (*)	TSIC - 29	-	-	-	-	-
37	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	TSIC - 30	0,3890	0,3901	0,0533	0,0131	0,1545
38	Polpaico 220	Lampa 220	TSIC - 31	0,4285	0,3471	0,1336	0,0201	0,0707
39	Polpaico 220	Lampa 220	TSIC - 32	0,4309	0,3483	0,1305	0,0201	0,0702
40	Lampa 220	Cerro Navia 220	TSIC - 33	0,4956	0,3355	0,0986	0,0177	0,0526
41	Lampa 220	Cerro Navia 220	TSIC - 34	0,4987	0,3356	0,0964	0,0176	0,0517
42	Cerro Navia 220	Chena 220	TSIC - 35	0,5237	0,2707	0,0759	0,0152	0,1145
43	Cerro Navia 220	Chena 220	TSIC - 36	0,5263	0,2711	0,0732	0,0151	0,1143
44	Alto Jahuel 220	Chena 220	TSIC - 37	0,4630	0,2368	0,0987	0,0063	0,1952
45	Alto Jahuel 220	Chena 220	TSIC - 38	0,4722	0,2235	0,0988	0,0063	0,1992
46	Ancoa 220	Itahue 220	TSIC - 39	0,4463	0,3051	0,1309	0,0113	0,1064
47	Ancoa 220	Itahue 220	TSIC - 40	0,4427	0,3087	0,1282	0,0109	0,1095
48	Charrúa 220	Hualpén 220	TSIC - 44	0,3949	0,2944	0,2088	0,0067	0,0952
49	Charrúa 220	Esperanza 220	TSIC - 45	0,5445	0,2113	0,1629	0,0048	0,0765
50	Esperanza 220	Temuco 220	TSIC - 46	0,5548	0,1880	0,1725	0,0018	0,0829

51	Charrúa 220	Cautín 220 (*)	TSIC - 47	-	-	-	-	-
52	Cautín 220	Ciruelos 220	TSIC - 49	0,3964	0,3316	0,1254	0,0091	0,1375
53	Ciruelos 220	Valdivia 220	TSIC - 50	0,3599	0,4035	0,1084	0,0103	0,1179
54	Valdivia 220	Barro Blanco 220	TSIC - 51	0,4548	0,2506	0,1433	0,0047	0,1466
55	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	TSIC - 52	0,5021	0,2697	0,1212	0,0063	0,1007
56	Cautín 220	Valdivia 220	TSIC - 54	0,4080	0,3117	0,1334	0,0074	0,1395
57	Valdivia 220	Puerto Montt 220	TSIC - 55	0,5114	0,2496	0,1225	0,0052	0,1113
58	Polpaico 500	Polpaico 220	TSIC - 71	0,1662	0,7341	0,0636	0,0287	0,0074
59	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	TSIC - 72	0,1898	0,7300	0,0523	0,0188	0,0091
60	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	TSIC - 73	0,1886	0,7347	0,0498	0,0183	0,0086
61	Ancoa 500	Ancoa 220	TSIC - 74	0,1938	0,7251	0,0559	0,0194	0,0058
62	Charrúa 500	Charrúa 220	TSIC - 75	0,1698	0,7253	0,0704	0,0265	0,0080
63	Charrúa 500	Charrúa 220	TSIC - 76	0,1732	0,7194	0,0724	0,0268	0,0082
64	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	TSIC - 79	-	-	-	-	-
65	Nogales 220	Polpaico 220 (*)	TSIC - 80	-	-	-	-	-
66	Alto Jahuel	El Rodeo	TSIC - 81	0,4120	0,3220	0,1725	0,0124	0,0811
67	Alto Jahuel	El Rodeo	TSIC - 82	0,4140	0,3222	0,1708	0,0123	0,0807
68	Rapel 220	Melipilla 220	TSIC - 83	0,6009	0,2011	0,0995	0,0074	0,0911
69	Rapel 220	Melipilla 220	TSIC - 84	0,6009	0,2011	0,0995	0,0074	0,0911
70	Melipilla 220	Cerro Navia 220	TSIC - 85	0,5151	0,2463	0,1206	0,0108	0,1072
71	Melipilla 220	Cerro Navia 220	TSIC - 86	0,5151	0,2463	0,1206	0,0108	0,1072
72	Candelaria 220	Colbún 220	TSIC - 87	0,3658	0,3502	0,1545	0,0080	0,1215
73	Candelaria 220	Colbún 220	TSIC - 88	0,3677	0,3467	0,1553	0,0081	0,1222
74	Colbún 220	Ancoa 220 (**)	TSIC - 89	-	-	-	-	-
75	Cautín 220	Temuco 220	TSIC - 90	0,5548	0,1880	0,1725	0,0018	0,0829
76	Cautín 220	Temuco 220	TSIC - 91	0,5548	0,1880	0,1725	0,0018	0,0829
77	Charrúa 220	Lagunillas 220	TSIC - 92	0,3949	0,2944	0,2088	0,0067	0,0952

(\*) Los coeficientes a utilizar, así como la fórmula de indexación de estos tramos, deberá ser la indicada en los respectivos decretos de adjudicación.

(\*\*) El conjunto de coeficientes y fórmula de indexación a utilizar será el que se indique en el Decreto que establece el VI definitivo de la obra.

### 3.3. Statcom, CER Polpaico y Fórmulas de Indexación

Los V.I. y A.V.I. de los equipos CER en Polpaico y STATCOM, se asignan a los tramos TSIC-1, TSIC-2 y TSIC-3

**Tabla 7: V.I. y A.V.I. equipo CER en Polpaico**

	V.I.	A.V.I.
Paño JT1 transformador CER	443	46
Transformador CER	3.254	333
Paño CER	381	39
CER	9.842	1.006
<b>Total CER Polpaico</b>	<b>13.920</b>	<b>1.424</b>

**Tabla 8: V.I., A.V.I. equipo STATCOM**

	V.I.	A.V.I.
Paño JT1 transformador SATCOM	639	66
Transformador STATCOM	4.526	463
Paño STATCOM	583	60
STATCOM	23.000	2.352
<b>Total STATCOM Cerro Navia</b>	<b>28.747</b>	<b>2.940</b>

La fórmula de indexación del A.V.I. del CER en Polpaico y equipo STATCOM, es la que a continuación se indica:

$$A.V.I._k = A.V.I._0 \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

A.V.I.<sub>k</sub> : Valor del A.V.I. del equipo CER o Statcom para el mes k.

A.V.I.<sub>0</sub> : Valor Total del A.V.I. del equipo CER o STATCOM, establecido en la

Tabla 7 o Tabla 8, según corresponda.

CPI<sub>k</sub> : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

CPI<sub>0</sub> : 216,177, Octubre 2009.

### 3.4. Labores de Ampliación y Fórmulas de Indexación

A continuación, se presentan las Labores de Ampliación, referentes a obras realizadas en instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.

**Tabla 9: A.V.I. Labores de Ampliación**

Obr. Labor de Ampliación	Costo LA MUS\$	Valor recuperado hasta 31/12/2019 MUS\$	LA descontado valor recuperado MUS\$	AVI de Labores de Ampliación MUS\$/año
1. Energización en 500 kV del tramo Alto Jahuel - Polpaico	1.791	27	1.764	557

Obras, Labor de Ampliación	Costo LA MUS\$	Valor recuperado hasta 31/12/2010 MUS\$	LA descontado valor recuperado MUS\$	AVI de Labores de Ampliación MUS\$/año
2. Seccionamiento línea Temuco - Puerto Montt en S/E Cautín	395	4	391	123
3. Seccionamiento línea Temuco - Puerto Montt en S/E Valdivia	295	3	292	92
4. Ampliación barra 220 kV en S/E Chamúa	5.000	33	4.968	1.567
5. S/E Quilota: reemplazo de interruptor	5	0	5	2
6. S/E Seccionadora Nogales 220 kV	217	1	216	68
7. Línea Maitencillo - Cardones: tercer circuito	2.188	9	2.179	687
8. Línea Alto Jahuel - Cerro Navia: cambio de conductor	2.817	0	2.817	889
9. Barra de transferencia S/E Cardones	9	0	9	3
10. Banco de condensadores 50 MVar en S/E Alto Jahuel	67	0	67	21
11. Banco de condensadores 50 MVar en S/E Cerro Navia	67	0	67	21
12. Paño 220 kV S/E Chena, para 2º circuito El Rodeo - Chena.	84	0.1	84	27
Tendido segundo circuito El Rodeo - Chena	393	0.2	393	124

La fórmula de indexación del A.V.I. de las Labores de Ampliación, es la que a continuación se indica:

$$LabAmp_{n,k} = LabAmp_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$LabAmp_{n,k}$  : Valor del A.V.I. de la Labor de Ampliación n para el mes k.

$LabAmp_{n,0}$  : Valor del A.V.I. de la Labor de Ampliación n, establecido en la Tabla 9.

$IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

$DOL_k$  : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

**Tabla 10: Valor Base Índices**

$IPC_0$	99,38	Octubre de 2009, Base Diciembre 2008 =100
$DOL_0$	545,83	Octubre de 2009

## 4. PLAN DE EXPANSIÓN CUADRIENAL

### 4.1. Obras de Ampliación

A continuación, se presentan las obras de ampliación troncal, cuya fecha de inicio de construcción, se estima dentro del cuatrienio tarifario.

**Tabla 11: Obras de Ampliación, Plan de Expansión Cuadrienal**

1	Abril 2012	Conexión Colbún-Ancoa.	Colbún	3.304	338	68
2	Junio 2013	Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV.	Transelec	2.010	203	42
3	Junio 2014	Modificación Línea Maitencillo-Cardones.	Transelec	2.739	276	57
4	Julio 2016	Línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa, tendido del cuarto circuito.	Elecnor	64.671	6.576	931

(\*) La obra de ampliación Conexión Colbún – Ancoa fue recomendada para su ejecución inmediata en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los 12 meses siguientes, Resolución Exenta CNE N° 13 de fecha 6 de enero de 2011, por lo que debe ser considerada en ejecución.

#### 4.1.1. Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación del V.I. y COMA referenciales establecidos en el numeral 4.1, son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[ \alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_{1,n} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} + \beta_{2,n} \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta_{3,n} \cdot \frac{PCu_k}{PCu_0} + \beta_{4,n} \cdot \frac{PAI_k}{PAI_0} \right]$$

$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$VI_{n,k}$  : Valor del V.I. de la obra n para el mes k.

$IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

$DOL_k$  : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

$CPI_k$  : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR000SA0).

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

$PFe_k$  : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU. (Código BLS: WPU101).

$PCu_k$  : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

$PA_k$  : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

**Tabla 12: Valor Base Índices**

Índice	Valor Base	Mes
$IPC_0$	99,38	Octubre de 2009, Base Diciembre 2008 =100
$DOL_0$	545,83	Octubre de 2009
$CPI_0$	216,177	Octubre de 2009
$Pfe_0$	171,1	Junio de 2009
$Pcu_0$	281,98	Promedio Agosto – Septiembre-Octubre de 2009
$PA_0$	85,37	Promedio Agosto – Septiembre-Octubre de 2009

Los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta_1$  a  $\beta_4$  de la fórmula señalada, para la indexación del V.I. son los siguientes:

**Tabla 13: Coeficientes Obras de Ampliación**

1	Conexión Colbún-Ancoa	0,3200	0,6150	0,0280	0,0300	0,0070
2	Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV.	0,2970	0,2990	0,0000	0,0000	0,4040
3	Modificación Línea Maitencillo-Cardones	0,4560	0,5440	0,0000	0,0000	0,0000
4	Línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa, tendido del cuarto circuito	0,1600	0,5340	0,0460	0,0140	0,2460

#### 4.2. Obras Nuevas

A continuación, se presentan las obras nuevas troncal, cuya fecha de inicio de construcción, se estima dentro del cuatrienio tarifario.

**Tabla 14: Obras Nuevas, Plan de Expansión Cuadrienal**

1	SIC	Junio 2014	Instalación de un CER Cardones -60/+100 MVAR	20.666	2.113	428
2	SIC	Enero 2015	Segundo transformador Ancoa 500/220.	20.451	2.091	294
3	SING	Julio 2016	Línea 2x220 kV Crucero – Lagunas.	38.711	3.193	801
4	SIC	Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, con un circuito tendido.	36.982	3.738	766
5	SIC	Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, tendido del segundo circuito.	8.477	858	175
6	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, con un circuito tendido.	63.240	6.389	911
7	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, tendido del segundo circuito.	16.076	1.624	231
8	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo -Pan de Azúcar operada en 220kV con un circuito tendido.	102.889	10.384	1.482
9	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo -Pan de Azúcar operada en 220 kV , tendido del segundo circuito.	27.223	2.752	564
10	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar - Nogales, operado en 220kV con un circuito tendido.	157.997	15.953	2.275
11	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar – Nogales operada en 220kV, tendido del segundo circuito.	38.959	3.934	561
12	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Nogales – Polpaico y S/E Pan de Azúcar 500kV.	142.234	14.475	2.048
13	SIC	Julio 2016	Dos transformadores 500/220 kV en S/E Pan de Azúcar.	50.671	5.182	730
14	SIC	Julio 2016	Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel, con un circuito tendido.	59.562	6.023	858
15	SIC	Julio 2016	Línea 2x500 kV Ancoa-Chamúa, con un circuito tendido.	140.408	14.217	2.022
16	SIC	Enero 2017	Primera etapa subestación Lo Aguirre, seccionando un circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye un transformador 500/220 kV.	69.018	7.058	994
17	SIC	Enero 2017	Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel.	23.690	2.399	490
18	SIC	Enero 2017	Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 con un circuito tendido circuito.	27.815	2.821	576

19	SIC	Enero 2017	Línea Charrúa-Mulchén 2x500 operado en 220kV con un circuito tendido.	49.539	5.000	713
20	SIC	Enero 2017	Línea Mulchén-Cautín 2x500 operado en 220kv con un circuito tendido.	71.890	7.254	1.035
21	SIC	Enero 2017	Línea Cautín-Ciruelos 2x500 kV operada en 220kV.	91.088	9.198	1.312
22	SIC	Enero 2017	Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli 2x220 tendido 1 circuito.	45.494	4.613	942
23	SIC	Enero 2018	Segunda etapa subestación Lo Aguirre, seccionando el otro circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye segundo transformador 500/220 kV.	27.766	2.839	400
24	SIC	Enero 2018	Línea 2x220 kV Pichirropulli-Puerto Montt 2x220 tendido 1 circuito.	52.883	5.339	1.095
25	SIC	Enero 2019	Línea Charrúa-Mulchén 2x220 con un circuito tendido.	30.510	3.081	632
26	SIC	Enero 2019	Línea Mulchén-Cautín 2x220 con un circuito tendido.	45.421	4.585	940
27	SIC	Enero 2019	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV tendido 1 circuito.	45.244	4.570	937

(\*) Algunas de estas obras fueron recomendadas para su ejecución inmediata en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los 12 meses siguientes, Resolución Exenta CNE N° 13 de fecha 6 de enero de 2011, por lo que, para efectos prácticos, deben ser consideradas en ejecución.

#### 4.2.1. Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación del V.I. y COMA referenciales establecidos en el numeral 4.2, son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[ \alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_{1,n} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} + \beta_{2,n} \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta_{3,n} \cdot \frac{PCu_k}{PCu_0} + \beta_{4,n} \cdot \frac{PAI_k}{PAI_0} \right]$$

$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$VI_{n,k}$  : Valor del V.I. de la obra n para el mes k.

$IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

$DOL_k$  : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

$CPI_k$  : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

$PF_{e_k}$  : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU. (Código BLS: WPU101).

$PCu_k$  : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

$PAI_k$  : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

**Tabla 15: Valor Base Índices**

Índice	Valor Base	Mes
$IPC_0$	99,38	Octubre de 2009, Base Diciembre 2008 =100
$DOL_0$	545,83	Octubre de 2009
$CPI_0$	216,177	Octubre de 2009
$Pf_{e_0}$	171,1	Junio de 2009
$Pcu_0$	281,98	Promedio Agosto – Septiembre-Octubre de 2009
$PAI_0$	85,37	Promedio Agosto – Septiembre-Octubre de 2009

Los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta_1$  a  $\beta_4$  de la fórmula señalada, para la indexación del V.I. son los siguientes:

**Tabla 16: Valor Base Índices**

1	Instalación de un CER Cardones -60/+100 MVar	0,2790	0,6730	0,0290	0,0110	0,0080
2	Segundo transformador Ancoa 500/220	0,1240	0,8080	0,0450	0,0150	0,0080
3	Línea 2x220 kV Crucero Lagunas	0,4430	0,3040	0,1670	0,0060	0,0800
4	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, con un circuito tendido *	0,4580	0,2980	0,1640	0,0060	0,0740

Comisión Nacional de Energía  
 Miraflores 222, piso 10, Santiago

5	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, tendido del segundo circuito	0,2270	0,4430	0,0260	0,0190	0,2850
6	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, con un circuito tendido	0,3790	0,2600	0,2060	0,0040	0,1510
7	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, tendido del segundo circuito	0,1290	0,3320	0,0110	0,0080	0,5200
8	Línea de 2x500 kV Maitencillo -Pan de Azúcar operada en 220kV con un circuito tendido	0,3090	0,2690	0,2070	0,0030	0,2120
9	Línea de 2x500 kV Maitencillo -Pan de Azúcar operada en 220kV , tendido del segundo circuito	0,1110	0,3920	0,0080	0,0060	0,4840
10	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar -Nogales, operado en 220kV con un circuito tendido	0,4050	0,2240	0,2240	0,0030	0,1450
11	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar – Nogales operada en 220kV , tendido del segundo circuito	0,1010	0,3660	0,0030	0,0030	0,5270
12	Línea de 2x500 kV Nogales – Polpaico y S/E Pan de Azúcar 500kV	0,3430	0,4650	0,1070	0,0100	0,0750
13	Dos transformadores 500/220 kV en S/E Pan de Azúcar	0,1530	0,7870	0,0390	0,0130	0,0070
14	Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel ,con un circuito tendido	0,5490	0,1720	0,1780	0,0070	0,0940
15	Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, con un circuito tendido	0,3930	0,3220	0,1790	0,0060	0,1000
16	Primera etapa subestación Lo Aguirre, seccionando un circuito Alto Jahuel -Polpaico 500 kV. Incluye un transformador 500/220 kV	0,1490	0,8510	0,0000	0,0000	0,0000
17	Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel	0,6660	0,1940	0,0940	0,0090	0,0370
18	Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 con un circuito tendido circuito	0,5990	0,2420	0,1010	0,0190	0,0390
19	Línea Charrúa-Mulchén 2x500 operado en 220kV con un circuito tendido	0,5240	0,2000	0,1660	0,0030	0,1060
20	Línea Mulchén-Cautín 2x500 operado en 220kv con un circuito tendido	0,5370	0,1790	0,1680	0,0020	0,1130
21	Línea Cautín-Ciruelos 2x500 kV operada en 220kV	0,4640	0,2090	0,1470	0,0040	0,1760
22	Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichiripulli 2x220 tendido 1 circuito	0,6270	0,2160	0,0970	0,0140	0,0460

23	Segunda etapa subestación Lo Aguirre, seccionando el otro circuito Alto Jahuel -Polpaico 500 kV. Incluye segundo transformador 500/220 kV	0,1590	0,7250	0,0760	0,0260	0,0140
24	Línea 2x220 kV Pichirropulli-Puerto Montt 2x220 tendido 1 circuito	0,6280	0,1850	0,1210	0,0030	0,0620
25	Línea Charrúa-Mulchén 2x220 con un circuito tendido	0,5590	0,2150	0,1320	0,0050	0,0880
26	Línea Mulchén-Cautín 2x220 con un circuito tendido	0,5620	0,2130	0,1310	0,0040	0,0910
27	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV tendido 1 circuito	0,6060	0,2070	0,1260	0,0050	0,0560

## 5. OBSERVACIONES Y CORRECCIONES DE LA CNE AL INFORME DEL CONSULTOR

### 5.1. Rangos y Criterios de Validez del Estudio

En la presente sección se exponen los rangos de validez y los criterios que se adoptaron para modificar y corregir los resultados del Estudio. En conformidad con el artículo 91 del DFL N° 4, el presente Informe Técnico está basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

De esta forma, el análisis de la Comisión se fundamenta principalmente en las observaciones realizadas por los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las cuales se exponen en la sección 6 del presente Informe Técnico. No obstante, se revisó la consistencia general del Estudio. Por lo tanto, los criterios bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del Estudio son los mismos que los presentados en el Informe Final, sin perjuicio de las correcciones realizadas que se presentan a continuación.

### 5.2. Troncal Inicial y Valorización de Instalaciones

Respecto del troncal inicial, se han incorporado las siguientes instalaciones, adicionalmente a las presentadas por el Consultor:

- Tramo Temuco-Cautín (TSIC-90 y TSIC-91): se considera relevante para la seguridad de abastecimiento de la demanda de la zona de Temuco;
- CER en Polpaico y Statcom en Cerro Navia: este proyecto, pronto a ingresar en operación, permite aumentar considerablemente las transferencias por el sistema de 500 kV, entre Ancoa y Alto Jahuel;
- Línea Charrúa - Lagunillas: esta línea, de propiedad de Transelec, se estima ingresará en operación a fines de 2011. De acuerdo a los análisis presentados por el Consultor, una vez que ingrese en operación, esta línea cumpliría con los requisitos establecidos en la Ley para formar parte del sistema de transmisión troncal del SIC;

También se han realizado otras correcciones al Estudio, en consistencia con señalado en la sección 6, las que incluyen, entre otras:

- Incorporación de intereses intercalarios a servidumbres;
- Consideración de costos asociados a personal para la conducción de maquinaria;
- Reasignación de propiedad de equipos (paños) entre CTNC y Colbún;
- Reasignación de equipos de compensación reactiva y de elementos comunes del sistema troncal.

Finalmente, el A.V.I. resultante de estas correcciones es el presentado a continuación:

**Tabla 17: A.V.I. Final Total por Sistema**

A.V.I. Final Total por Sistema	
SING	14.709
SIC (*)	171.535

(\*) Para el SIC, se incluyen en el A.V.I., las Labores de Ampliación, CER en Polpaico y STATCOM en Cerro Navia.

### 5.3. COMA

La revisión abarcó todos los ítems del COMA que el Consultor determinó para Transelec y, por simplicidad, en la presentación de los resultados se han considerado las siguientes actividades:

1. Remuneración.
2. Actividades de Operación.
3. Actividades de Mantenimiento.
4. Actividades de Administración.

En la siguiente tabla se presenta el valor del COMA resultante de la revisión realizada por la CNE:

<b>COMA TOTAL (US\$ Dic 2009)</b>	<b>20.511.105</b>
<b>Remuneraciones (US\$ Dic 2009)</b>	<b>7.714.510</b>
<b>Costos de Actividades COMA (US\$ Dic 2009)</b>	<b>12.796.595</b>
<b>Actividades de OPERACIÓN (US\$ Dic 2009)</b>	<b>1.402.908</b>
Costo de capital sistema SCADA	641.948
Operación y Mantenimiento SCADA	281.426
Costo de capital vehículos de operación	48.605
Operación y mantenimiento vehículos de operación	100.089
Movilización, alojamiento y casinos personal subestaciones	216.420
Costo anual software DigSilent y Ose2000	75.976
Equipos VHF	24.462
Vestimenta Operarios	11.965
Telecomando S/E Diego de Almagro (Inversión)	2.104
<b>Actividades de MANTENIMIENTO (US\$ Dic 2009)</b>	<b>6.031.668</b>
Costo de capital vehículos de mantenimiento	231.902
Operación y mantenimiento vehículos de mantenimiento	419.100
Mantenimiento de instalaciones de transmisión Preventivo y Correctivo	2.450.852
Corte de árboles	201.445
Indemnización por daño corte de árboles	106.609
Sistemas de Control	494.620
Telecomunicaciones (Servicio y Mantenimiento)	522.712
Instrumentos y Equipos Especiales para Mantenimiento	412.071
Indemnización por trabajos en faja servidumbre	50.000
Repuestos sistema troncal	883.893
Costo de capital Bodegas	258.450
<b>Actividades de ADMINISTRACIÓN (US\$ Dic 2009)</b>	<b>5.321.614</b>
Costos de equipamiento del personal propio	641.871
Gastos en Informática	244.293
Servicios básicos (electricidad, gas, agua)	597.352
Servicios tercerizados administración	391.097
Costo de capital vehículos de gerencia	5.124
Operación y mantenimiento vehículos de gerencia	4.155
Alojamiento y Casinos personal administración	161.101
Seguros	1.097.873
Otros costos	2.178.749

### 5.3.1. Remuneración

El análisis consideró la revisión del organigrama, estadígrafo de la encuesta de remuneraciones y homologación de cargos. Los ajustes fueron los siguientes:

#### a) Organigrama

Por considerarse que el funcionario no era necesario o bien que las labores asignadas a éste podían ser desarrolladas por el resto del personal considerado, se eliminaron los siguientes:

- Asesor RRPP y Comunicación (Gerencia General).
- Mayordomo (Gerencia de RRHH y Administración).
- Recepcionista (Gerencia de RRHH y Administración).
- Asistente Administrativo (Gerencia de RRHH y Administración).
- Ejecutivo de Contratos (Gerencia Comercial).
- Jefe Administrativo Zona Norte (Gerencia de Explotación).
- Jefe Administrativo Zona Centro (Gerencia de Explotación).
- Jefe Administrativo Zona Sur (Gerencia de Explotación).

b) Estadígrafo de la encuesta de remuneraciones

De acuerdo a lo expresado por el consultor del ETT, las empresas que componen la encuesta de remuneraciones empleada en la valorización de la dotación corresponden a “una muestra especial constituida por empresa eléctricas y empresas de tecnología equivalente”, razón por la cual el estadígrafo Percentil 75 usado originalmente fue cambiado por el de Promedio Ponderado.

c) Homologación de cargos

En este punto se revisó la homologación presentada por el consultor en el ETT, realizándose los siguientes cambios:

Cargo Organigrama – Consultor ETT	Cargo Encuesta - CNE
Fiscal	Subgerente de Fiscalía
Asesor jurídico	Abogado I
Gerente de Finanzas y Tesorería	Gerente de Finanzas
Analista Financiero	Analista de Estudios Financieros I
Jefe Departamento Contabilidad	Jefe Departamento Contabilidad
Administrador Activo Fijo	Analista de Costos I
Administrador de Sistemas	Jefe de Proyectos I
Analista Adquisiciones y Servicios Generales	Encargado de Servicios Generales - Mayordomo
Comprador Nacional	Comprador Técnico II
Gerente Comercial (*)	Gerente División Negocios
Ingeniero Senior Mercado Eléctrico (**)	Ingeniero Civil del Amb. Técnico
Experto Medio Ambiente	Experto en Prevención Riesgos
Experto Prevención de Riesgos	Experto en Prevención Riesgos
Analista Senior Sistemas Eléctricos	Ingeniero I
Despachador de Carga	Despachador de Media Tensión
Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control	Supervisor de Mantención
Supervisor Mantenimiento Líneas	Supervisor de Mantención
Supervisor Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantención
Técnico Mantenimiento Sistemas de Control	Instrumentista I
Inspector Mantenimiento Líneas	Electricista I
Inspector Mantenimiento Equipos	Mecánico I
Asistente Administrativo (***)	Coordinador de Administración
Vigilante Privado	Vigilante Privado II

(\*) Se cambia cargo a Gerente Comercial y Regulación.

(\*\*) Se cambia cargo a Ingeniero Mercado Eléctrico.

(\*\*\*) Se cambia cargo a Coordinador Administrativo.

### 5.3.2. Actividades de Operación

El análisis consideró la revisión de los costos asociados al Capital del sistema SCADA, Operación y mantenimiento del SCADA, Movilización, alojamiento y casaca del personal en subestaciones, Operación y mantenimiento de vehículos de operación, Costo anual software DigSilent y Ose2000, y Costo de capital de vehículos de operación.

Finalmente sólo se corrigió un error referido al valor de la estimación de los peajes, en el ítem de costo Operación y mantenimiento de vehículos de operación.

### 5.3.3. Actividades de Mantenimiento

Se revisaron las distintas partidas de costos asociadas al mantenimiento preventivo y correctivo, tanto de líneas como equipos, así como de aquellos asociados al roce y poda.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Finalmente sólo se corrigió un error referido al valor de la estimación de los peajes, en el ítem de costo Operación y mantenimiento de vehículos de mantenimiento.

#### 5.3.4. Actividades de Administración

El análisis consideró la revisión de los costos asociados a Seguros, Otros costos, Costos de equipamiento del personal propio, Servicios básicos (electricidad, gas, agua), Gastos en Informática y Servicios tercerizados de la administración. Los ajustes realizados fueron los siguientes:

##### a) Seguros

En la revisión de este costo se eliminaron los ítems correspondientes al Margen de Contribuciones y al de Asesoría Técnica del Corredor de Seguros, por considerarse impropio su inclusión y evitable, respectivamente.

Cabe mencionar que este costo se calculó en base al valor de la inversión de las instalaciones sin terrenos, líneas, servidumbres, intangibles ni capital de explotación.

##### b) Otros Costos

En este ítem se reúnen variados costos de los cuales se revisaron las partidas de Contribuciones de Bienes Raíces, Patentes comerciales, Directorio, Capacitación, Financiamiento del CDEC, Gastos comunes de oficina, Telefonía fija, Participación en organismos sectoriales, Gastos asociados a la renovación normal de personal, Pasajes y viáticos administrativos, Uniforme para secretarías, Costo mantenimiento salas de comando, Asesoría en comunicación estratégica, Auditorías externas, Estudio de Transmisión Troncal (cada 4 años), Gastos asociados al ETT (cada 4 años), Panel de Expertos y Seguros sismo e incendio en edificios administrativos terreno.

Finalmente se ajustaron los siguientes ítems:

- Contribuciones de Bienes Raíces, en base a la normativa vigente y considerando los pagos efectivos realizados por la empresa durante el año 2009.
- Patentes comerciales, en base a la normativa vigente y considerando los pagos efectivos realizados por la empresa durante el año 2009, así como el valor del capital propio de la empresa informado en su memoria del mismo año y su asignación a actividades del troncal.
- Capacitación, se redujo el valor de la hora por persona a 0,5 UF.
- Financiamiento del CDEC, de acuerdo al presupuesto aprobado por la CNE para el CDEC-SIC (años 2010-2011), al presupuesto proyectado por el CDEC-SIC (años 2012-2013) y a las prorratas para el financiamiento del presupuesto del primer trimestre del año 2011 del CDEC-SIC.
- Participación en organismos sectoriales, se elimina por considerarse un costo evitable y por no existir respaldo del valor presentado.
- Asesoría en comunicación estratégica, se elimina debido a que este ítem hace referencia a costos asociados a la responsabilidad social empresarial.
- Gastos asociados al ETT (cada 4 años), se elimina por considerarse innecesario para el desarrollo de la actividad de la CTT.

##### c) Costos de equipamiento del personal propio

En este costo se consideraron variados elementos de los cuales se revisaron los valores y cantidades correspondientes a Aire acondicionado, Basurero, Biblioteca chica, Biblioteca grande, Cámaras de vigilancia, Central telefónica, Cuchillería, Escritorio, Escritorio directorio, Escritorio simple, Fax, Fotocopiadora, Hervidor, Impresora láser, Impresora normal, Insumos de oficina, Kardex, Kardex ejecutivo, Lámpara, Mesa reunión directorio, Mesa reunión, Mesa simple, Microondas, Multifunción, Notebook, Panel separador, PC-escritorio, Perchero, Pizarra, Plotter, Proyector, Refrigerador, Repisa, Scanner, Silla bloque, Silla ejecutiva, Sillón ejecutivo, Sofá, Vajilla, Vasos y Celulares.

Finalmente se ajustaron los siguientes elementos:

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

- Basurero, su valor se redujo a 3.423 \$/unidad (valor sin IVA).
- Cuchillería, su valor se redujo a 5.034 \$/unidad (valor sin IVA).
- Escritorio directorio, se eliminan por considerarse innecesario.
- Fax, se consideraron 1 para la Oficina Central y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/50 personas).
- Fotocopiadora, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Hervidor, se consideraron 1 por Gerencia y 2 por Administración Zonal (aprox. 1/20 personas).
- Impresora láser, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Impresora normal, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Lámpara, se eliminan por considerarse suficiente la iluminación de diseño de los Edificios y Oficinas.
- Mesa reunión, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Microondas, se consideraron 1 por Gerencia y 2 por Administración Zonal (aprox. 1/20 personas). Adicionalmente, su valor se redujo a 42.008 \$/unidad (valor sin IVA).
- Multifunción, se eliminan debido a que se consideraron impresoras normales, impresoras láser, fotocopiadoras, fax y scanner.
- Panel separador, se eliminan aquellos asignados a Directorio, Gerentes y Jefes por considerarse que estos cargos se encuentran ubicados en oficinas.
- PC-escritorio, se eliminan aquellos asignados a personal técnico de líneas y equipos que operan en terrero.
- Perchero, su valor se redujo a 14.782 \$/unidad (valor sin IVA).
- Pizarra, se consideraron 2 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/15 personas).
- Plotter, se consideraron 2 para la Oficina Central y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/40 personas).
- Proyector, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Refrigerador, se consideraron 2 para la Oficina Central y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/40 personas). Adicionalmente, su valor se redujo a 117.639 \$/unidad (valor sin IVA).
- Repisa, se eliminan debido a que se consideraron kardex, bibliotecas grandes y chicas, entre otros muebles.
- Scanner, se consideraron 1 por Gerencia y 1 por Administración Zonal (aprox. 1/25 personas).
- Silla ejecutiva, su valor se redujo a 31.084 \$/unidad (valor sin IVA).
- Sillón ejecutivo, su valor se redujo a 67.218 \$/unidad (valor sin IVA).
- Vasos, su valor se ajustó a 769 \$/unidad (4.613 \$/juego 6 vasos, valor sin IVA).
- Celulares, se agregan unidades para Gerentes, Fiscal, Administradores Zonales, Jefes de los Centros de Operaciones Zonales y Jefe de Seguridad.

Además de lo ya expuesto, se corrigió un error en la contabilización de los Directores, siendo éstos considerados en la estimación del Costos de equipamiento del personal propio, sólo en el dimensionamiento de los elementos Aire acondicionado, Cámaras de vigilancia, Mesa reunión directorio, Perchero, Pizarra, Proyector, Silla bloque y Vasos.

## 6. OBSERVACIONES DE LOS PARTICIPANTES

En conformidad con lo establecido por la Resolución Exenta CNE N° 30 del 13 de enero de 2011, la Comisión recibió observaciones de los participantes, usuarios e instituciones interesadas al Estudio presentado por el Consultor, dando así cumplimiento de lo señalado en el artículo 90 del DFL N° 4.

Las observaciones y sus anexos fueron publicados en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, en el marco del proceso de tarificación troncal. A continuación, se presentan las respuestas a cada una de las observaciones señaladas.

### 6.1. Transelec

#### Transelec – 1: Fórmula de indexación de Labores de Ampliación

A continuación de la tabla resumen con el valor en dólares del AVI de las distintas Labores de Ampliación correspondientes, el Consultor señala que "su indexación es en un 100% por IPC".

Sin perjuicio que interpretamos que el Consultor se refiere a indexar por IPC el valor en pesos de la anualidad del VI de cada Labor de Ampliación identificada, resulta necesario que se describa en forma explícita la fórmula de indexación correspondiente.

SOLICITA: Se solicita que se describa en forma explícita la fórmula de indexación de las Labores de Ampliación, la cual debe ser la siguiente:

$$LA_k = LA_0 \times \frac{IPC_k}{IPC_0} \times \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

**Respuesta:** El valor en pesos de las labores de Ampliación se Indexa en un 100% por IPC. Como el valor de las Labores de Ampliación se fija en dólares, la fórmula que señala Transelec es correcta, por lo que se ha incorporado en el presente Informe Técnico.

#### Transelec – 2: Propiedad de paños J3 y J10 de la S/E Alto Jahuel

Los tramos TSIC-27 y TSIC-28 consideran que sus paños en el extremo S/E Alto Jahuel son de propiedad de CTNC, en circunstancia que son de propiedad de Colbún.

SOLICITA: Se solicita asignar a Colbún la propiedad de los paños J3 y J10 de la S/E Alto Jahuel.

**Respuesta:** Se constató un error en la asignación de los paños señalados, lo que fue corregido en el presente Informe Técnico.

#### Transelec – 3: Equipos de compensación tramos TSIC-29 y TSIC-30

De acuerdo a la metodología del Consultor, los equipos de compensación de reactivos identificados como pertenecientes al sistema de transmisión troncal fueron prorrateados aplicando criterios de asignación en cada uno de los tramos troncales (ver página 331 del Informe Final Parte II).

El Consultor asignó a los tramos troncales TSIC-29 El Rodeo – Chena (cto1) y TSIC-30 El Rodeo – Chena (cto2), US\$ 271 mil y US\$ 20 mil de VI de la compensación de 500 kV y 220 kV respectivamente. Sin embargo, dichos montos no quedaron finalmente reflejados en las tablas resumen (Comparar las hojas "TSIC 29" y "TSIC 30" del Libro Excel "Componentes de Tramos.xlsx", con las celdas "AJ7:AK7" de las hojas "Asignado C.1 500 Total" y "Asignado C.1 220 Total" del Libro Excel "Colector de C1.xls").

**Comisión Nacional de Energía**  
**Miraflores 222, piso 10, Santiago**

Por otro lado, el Consultor asignó US\$ 310 mil y US\$ 230 mil de VI de la compensación de 500 KV y 220 kV respectivamente, al tramo TSIC-43 Charrúa – Concepción 220 KV, el cual no pertenece al troncal (ver celda "AX7" de las hojas "Asignado C.1 500 Total" y "Asignado C.1 220 Total" del Libro Excel "Colector de C1.xls").

**SOLICITA:** Se solicita revisar la asignación de las instalaciones de compensación de reactivos de 500 KV y 220 KV, de manera de asegurar que sean distribuidos exclusivamente en tramos troncales, y que dicha asignación quede finalmente reflejada en las tablas resumen.

**Respuesta:** Se constató el error indicado por Transelec, y fue corregido en el presente Informe Técnico.

**Transelec – 4: VI requerido para reposición de componentes**

De acuerdo al numeral A.1. Valor de Componentes de Instalaciones del Título 2 Determinación del A.V.I. de la Parte II de las Bases Técnicas del Estudio, el Consultor debe considerar entre otros ítems de costos, el VI requerido para la reposición de componentes.

En su Informe Final, el Consultor no se refirió, ni valorizó el stock eficiente de repuestos, necesario para atender las necesidades de mantenimiento correctivo en caso de falla destructiva de elementos, cuya reposición puede tener asociado plazos inviables desde el punto de vista de la función que cumplen.

En su informe del año 2006, el Consultor determinó los equipos y materiales de líneas y subestaciones que requieren repuestos en bodega, y el porcentaje a considerar como stock mínimo permanente, totalizando US\$ 2,28 millones en repuestos, monto que fue incorporado al VI de los tramos del troncal.

**SOLICITA:** Se solicita incorporar como stock eficiente de repuestos un inventario de equipos y materiales de líneas y subestaciones por un costo de al menos US\$2,28 millones, que permitan atender las fallas destructivas de elementos, cuya reposición puede tener asociado plazos inviables desde el punto de vista de la función que cumplen.

Asimismo, se solicita que dicho VI sea asignado a los distintos tramos del troncal.

**Respuesta:** El Consultor si incorporó un monto para el ítem REPUESTOS: (Pág. 219: Repuestos del Sistema Troncal) "La CTT debe gastar anualmente en repuestos que usa para las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, tanto para líneas como para equipos. Este costo se ha estimado como un porcentaje de los materiales componentes del sistema troncal que requieren repuestos en paños, equipos mayores y líneas, resultando un costo anual de US\$ 883.893.

**Transelec – 5: Costo de fundaciones de interruptores**

Entre las observaciones al cuarto informe, Transelec solicitó al Consultor valorizar los paños de 500 KV de acuerdo a sus características físicas y técnicas, respecto de aquellos que utilizan interruptores monopolares de 3 y 4 cámaras, dado que el Consultor les había valorizado interruptores de sólo 2 cámaras.

El Consultor acogió la observación y actualizó dicho inventario de acuerdo a los tipos de interruptores efectivamente instalados. Sin embargo, el Consultor sólo modificó el valor del equipo primario, manteniendo inalterado el volumen de fundaciones y los costos de montaje, como si fueran interruptores de 2 cámaras.

Un interruptor de 4 cámaras requiere exactamente el doble de fundaciones y doble costo directo de montaje, comparado con un interruptor de 2 cámaras. Lo mismo ocurre con un interruptor de 3 cámaras, el cual requiere el triple de fundaciones y el triple del costo de montaje que un interruptor de 1 cámara.

Se solicita corregir esta inconsistencia en la valorización de las instalaciones.

**SOLICITA:** Se solicita considerar que los costos de fundaciones y montaje de un interruptor de 4 cámaras son el doble que aquellos de 2 cámaras.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Asimismo, se solicita considerar que los costos de fundaciones y montaje de un interruptor de 3 cámaras son el triple que aquellos de 1 cámara.

**Respuesta:** Se estima que los costos de estas fundaciones fueron bien consideradas (ver por ejemplo archivo Comunes de Patio 500 kV Polpaico, hoja estructuras y fundaciones).

#### **Transelec – 6: Costos promedios de montaje y desmontaje de faenas de subestaciones**

El Consultor estima que los costos de "montaje y desmontaje de faenas" necesarias para la construcción de instalaciones de subestaciones son iguales al 2% de los costos directos de mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción. Posteriormente, dicho costo de "montaje y desmontaje de faenas" es incrementado por los recargos de "Gastos generales del contratista" y "Utilidad del contratista".

En la tabla siguiente se muestran los costos promedios de montaje y desmontaje de faenas, que se obtienen del modelo del Consultor. El cálculo detallado de dichos promedios se encuentra en el Anexo N° 01 "Montaje y desmontaje de faenas por instalación.xls".

Instalaciones de Subestación	
Montaje y desmontaje de faenas (sin recargos)	
Comunes de S/E	UF 558
Comunes de Patio	UF 841
Paño 500 kV	UF 185
Paño 220 kV	UF 44
Otros	UF 48

Si comparamos estos resultados con los obtenidos en licitaciones de ampliaciones y obras nuevas recientes, observamos que los montos obtenidos con el modelo del Consultor no se condicen con la realidad. Los valores reportados forman parte del Anexo N° 02 "Costos reales de montaje y desmontaje de faenas.xls" y del Anexo N° 03 "Detalle Costo Ampliaciones.rar".

Instalaciones de Subestación	
Costo real montaje y desmontaje de faenas (sin recargos)	
Barra de Transferencia S/E Cardones	UF 3.817
Secc. Itahue - Jahuel 154 kV en Punta Cortés	UF 1.142
Seccionadora S/E Nogales	UF 2.387
BB.CC. 50 MVar S/E Alto Jahuel	UF 3.298
BB.CC. 50 MVar S/E Cerro Navia	UF 2.718
S/E Chena: Paño Línea Jahuel - Chena, circ.1	UF 4.061
S/E Chena: Paño Línea Jahuel - Chena, circ.2	UF 2.987
Promedio	UF 2.916

Los costos de instalación de faenas son fijos para una obra en general y deben ser modelados como tales. Específicamente, la instalación de faenas consiste en montar y habilitar las oficinas del contratista en terreno: administrativas, de dirección de obras y oficina técnica. Asimismo, consiste en habilitar una zona de albergue de equipos y acopio de materiales, el cual debe considerar iluminación, sistema de seguridad y vigilancia, etc. El desmontaje de faena implica desarmar todo lo realizado, dejando el terreno en su condición original.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Sin perjuicio que el costo puede variar según la zona geográfica y el tipo de obra en particular, un costo de UF 44 para un paño de 220 kV apenas supera el 1% del costo promedio de obras reales licitadas en procesos públicos, abiertos y transparentes. Resulta evidente que modelar estos costos como un porcentaje de los costos directos de mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción, no es la metodología más adecuada.

Resulta razonable considerar dichos costos como un parámetro fijo para una obra de tamaño determinado. Sin embargo, debemos establecer el tamaño de la obra que se utilizará como referencia. Lo anterior, por cuanto el costo de una instalación de faenas no debiera variar significativamente para construir un paño que para construir dos.

Considerando que en general, las líneas de transmisión troncal se desarrollaron históricamente en tramos de doble circuito, y las subestaciones tienen sentido en la medida que permiten unir tramos de líneas y subestaciones, proponemos dividir el costo real de instalación de faenas promedio obtenido de UF 2.916 en cinco partes iguales de UF 583 correspondientes a un patio y cuatro paños, con independencia de la tensión de las instalaciones.

De acuerdo a lo anterior, proponemos establecer un valor fijo de UF 583 para el ítem montaje y desmontaje de faenas para cada paño de línea y de transformación. Asimismo, proponemos establecer las mismas UF 583 para este ítem para cada instalación común de patio. El resto de las instalaciones no llevarían instalaciones comunes al estar incorporadas en los paños y patios señalados.

SOLICITA: Se solicita establecer un costo fijo directo de UF 583 para el ítem montaje y desmontaje de faenas para cada paño de línea y transformación, y para cada instalación común de patio.

Este costo fijo directo debe afectarse posteriormente con los recargos de "Gastos generales del contratista" y "Utilidad del contratista".

**Respuesta:** Esta Comisión entiende que la apertura de costos presentada por Transelec en esta observación no fue puesta a disposición del Consultor durante el desarrollo del Estudio, por lo que no pudo ser oportunamente contrastado por éste.

Sin perjuicio de lo anterior, el monto de 583 UF corresponde a \$ 12.500.000 o USD 25.000. Este monto es el segundo mayor de todos los ejemplos incluidos en el comentario y hay otros valores bastante menores. De acuerdo a lo señalado por el Consultor, según su experiencia, los costos de instalaciones de faenas son mucho menores que los presentados por Transelec en esta observación y se asemejan más a los costos menores de los ejemplos incluidos. Por lo tanto, no se ha acogido la solicitud de Transelec.

**Transelec – 7: Costos promedios de montaje y desmontaje de faenas de líneas**

El Consultor estima que los costos de "montaje y desmontaje de faenas" necesarias para la construcción de líneas de transmisión son iguales al 2% de los costos directos de mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción. Posteriormente, dicho costo de "montaje y desmontaje de faenas" es incrementado por los recargos de "Gastos generales del contratista" y "Utilidad del contratista".

En la tabla siguiente se muestran los costos promedios de montaje y desmontaje de faenas, que se obtienen del modelo del Consultor. El cálculo detallado de dichos promedios se encuentra en el Anexo N° 01 "Montaje y desmontaje de faenas por instalación.xls".

Construcción de Líneas		
Montaje y desmontaje de faenas (sin recargos)	Frentes	
Costo por cada 100 km de línea		
Línea de 500 kV y 220 kV	1	UF 3.091
Promedio por frente para líneas eq. de 100 km		UF 3.091

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Si comparamos estos resultados con los obtenidos en licitaciones de obras nuevas recientes, observamos que los montos obtenidos con el modelo del Consultor no se condicen con la realidad. Los valores reportados forman parte del Anexo N° 02 "Costos reales de montaje y desmontaje de faenas.xls" y del Anexo N° 03 "Detalle Costo Ampliaciones.rar".

Construcción de Líneas		
Montaje y desmontaje de faenas (sin recargos)	Num	
Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)	1	UF 5.796
Línea 2x220 kV Charrúa-Lagunillas (circ. 1)	2	UF 14.456
Promedio por núm. instalaciones de faenas		UF 6.751

Los costos de instalación de faenas son fijos por punto de instalación de faenas, y deben ser modelados como tales. Específicamente, la instalación de faenas consiste en montar y habilitar las oficinas del contratista en terreno: administrativas, de dirección de obras y oficina técnica. Asimismo, consiste en habilitar una zona de albergue de equipos y acopio de materiales, el cual debe considerar iluminación, sistema de seguridad y vigilancia, etc. El desmontaje de faena implica desarmar todo lo realizado, dejando el terreno en su condición original. En general, debe considerar costos de arriendo de terreno. Para líneas cortas se considera una instalación de faenas, la cual suele estar ubicada al centro del trazado de la línea. En líneas largas, se consideran dos instalaciones de faenas, para permitir cumplir con los plazos de construcción de 24 meses establecidos en el estudio. Por ejemplo, la línea Charrúa - Lagunillas 220 KV de 77 kms consideró dos instalaciones de faenas simultáneas.

Sin perjuicio que el costo puede variar según la zona geográfica, un costo de UF 3.091 para líneas equivalentes de 100 Km apenas equivale al 50% del costo promedio de obras reales licitadas y adjudicadas recientemente. De hecho, el valor propuesto por el Consultor corresponde al costo de instalaciones de faenas de obras de muy poca envergadura, como el tendido de conductores.

Tendido o reemplazo de conductor		
Montaje y desmontaje de faenas (sin recargos)	Num.	
Tramo A. Jahuel-Chena: Cambio Conductor	1	UF 3.395
Tramo Chena-C. Navia: Cambio Conductor	1	UF 3.732
Línea A. Jahuel - Chena 220 kV: tendido circ.2	1	UF 1.919
Promedio		UF 3.015

Resulta evidente que modelar estos costos como un porcentaje de los costos directos de mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción, no es la metodología más adecuada.

Resulta razonable considerar dichos costos como un parámetro fijo por punto de instalación de faenas. Entonces, se requiere definir el número de instalaciones de faenas necesarias para cumplir los plazos de construcción y montaje de líneas establecidos en el estudio.

Se propone un costo de UF 6.750 por cada montaje y desmontaje de faenas. Asimismo, se propone una instalación de faenas para líneas menores a 100 Km y dos instalaciones de faenas para líneas mayores a 100 Km.

SOLICITA: Se solicita establecer un costo fijo de UF 6.750 por cada montaje y desmontaje de una instalación de faenas.

Asimismo, se solicita establecer una instalación de faenas para líneas de hasta 100 Km, y dos instalaciones de faenas para líneas mayores a 100 km.

Este costo fijo directo debe afectarse posteriormente con los recargos de "Gastos generales del contratista" y "Utilidad del contratista"

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

**Respuesta:** Ver respuesta de la CNE a observación N°7 de Transelec.

#### **Transelec – 8: Utilidad del contratista**

Para efectos de determinar la utilidad del contratista, el Consultor dice haber aplicado el criterio sugerido por la única empresa que respondió la encuesta (INPROLEC), quien habría señalado que la utilidad del contratista se aplica al “costo directo incluidos los recargos anteriores”.

Respecto de los denominados “recargos anteriores”, resulta indiscutible que los recargos por “Dirección de Obras”, “Administración de Compras” o “Gastos Generales del Contratista” son desembolsos reales en que debe incurrir una empresa constructora, comparables a los costos directos. Sin ellos, no es posible construir la obra. De este modo, tiene mucho sentido lo señalado en el informe del Consultor: “costo directo incluidos los recargos anteriores”.

Sin embargo, el Consultor no aplica el recargo por utilidad a todos los costos directos de la obra ni a sus respectivos recargos. Por ejemplo, no lo aplica al costo de los suministros, materiales (excluidas las obras civiles), ingeniería básica y de detalle, gastos generales del contratista, pruebas y puesta en servicio, entre otros, todos los cuales son costos directos o sus recargos.

¿Por qué una empresa constructora incurriría en costos importantes sin ganar nada a cambio? ¿Por qué esta empresa asumiría riesgos sin ningún retorno?

Lo cierto es que ninguna empresa constructora está dispuesta a asumir el riesgo de construir una obra de transmisión, con pago al término de la misma, sin recibir una justa remuneración por todos los riesgos asumidos.

¿Quién asume el riesgo de un equipo primario, si el proveedor lo entrega con seis meses de retraso? ¿Quién se hace cargo de los mayores costos de dirección de obra y gastos generales (por extenderse el período de construcción), producto de la mala elección del proveedor del equipo? ¿Quién asume las multas por el retraso de seis meses en la puesta en servicio de la obra?

¿Quién debe asumir el riesgo si el galvanizado de los perfiles de las torres llega defectuoso, y retrasa la puesta en servicio de la obra a la espera de la entrega del producto conforme?

¿Quién debe asumir el riesgo si la entrega de la ingeniería básica y de detalle se retrasa? ¿Quién asume el riesgo si la ingeniería básica contenía errores u omisiones, que implicaron repetir parte de la ingeniería de detalle?

Es evidente que en estos tres casos teóricos, el contratista debe asumir el riesgo, dado que son parte de sus funciones la ingeniería, y el suministro de los equipos y materiales necesarios para la obra.

Considerando que el Consultor modela el proceso de suministro, construcción y montaje de la obra como un proyecto llave en mano, con pago total al término de la obra, la empresa contratista debe asumir todos los riesgos que ello involucra y cobrar su justa remuneración por ello. Es decir, la empresa contratista debe aplicar su recargo “utilidad del contratista” sobre todos sus costos directos incluidos los recargos correspondientes.

**SOLICITA:** Se solicita aplicar la “utilidad del contratista” a todos los costos directos del contratista y sobre sus respectivos recargos.

En particular, se solicita aplicarlo a la ingeniería básica, ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, transporte nacional, obras civiles, montaje, gastos generales del contratista, garantía del contrato, entre otros.

**Respuesta:** El Consultor aplicó la “utilidad del contratista” a los ítems de costos en los cuales el contratista ha agregado valor a la obra troncal, lo cual a juicio de esta Comisión es el criterio correcto.

#### **Transelec – 9: costos de pruebas y puesta en servicio de las instalaciones de transmisión**

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Para efectos de determinar los costos que debe asumir el propietario de la instalación de transmisión, el Consultor dice haber aplicado el criterio sugerido por la única empresa que respondió la encuesta (INPROLEC), quien habría señalado que los costos de revisión del proyecto de detalle, los costos de inspección y ensayo y recepción de obra son iguales al 8% (2% + 6%) del costo directo (sólo mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción).

De las actividades descritas, se deben descartar aquellas correspondientes a las pruebas y puesta en servicio de las obras, las cuales deben ser contratadas directamente por el contratista. Lo anterior, por cuanto las instalaciones de transmisión son construidas bajo un contrato llave en mano, y le corresponde a la empresa contratista asegurar su correcto funcionamiento durante su período de garantía.

En caso contrario, de ocurrir una falla, desperfecto o destrucción de un equipo durante el período de garantía, se podría producir una indefinición en la responsabilidad de las partes. Si el hecho ocurrido fuera a causa de una inadecuada o incompleta secuencia de pruebas durante el proceso de puesta en servicio de la instalación, la empresa contratista podría razonablemente desconocer su responsabilidad, argumentando que una buena secuencia de pruebas habría evitado la falla, desperfecto o destrucción del equipo.

Lo anterior es equivalente a contratar la mantención del hardware a una empresa y la mantención del software a otra. En caso de mal funcionamiento de la red, ambas empresas perderán un valioso tiempo en ponerse de acuerdo respecto de quien es el responsable de solucionar el problema.

Por otro lado, los costos de pruebas y puesta en servicio deben ser considerados costos fijos y no variables, por cuanto corresponden a actividades de corta duración que implican la movilización de un equipo importante de ingenieros de todas las especialistas, sea para poner en servicio un paño de 500 kV, un paño de 220 kV, o un equipo de compensación. Asimismo, el costo no variará significativamente para poner en servicio uno o dos paños en la misma subestación.

Se propone establecer un costo fijo de acuerdo a los valores reales reportados por los contratistas que realizaron las ampliaciones troncales y obras de transmisión incluidas en el Anexo N° 03 "Detalle Costo Ampliaciones.rar" y en la carta G N°1.031 del 22-06-2010 donde Transelec informó a la Comisión el detalle de costos unitarios de una serie de proyectos reales.

**SOLICITA:** Se solicita que los costos de pruebas y puesta en servicio de instalaciones de transmisión sean considerados de cargo de la empresa contratista.

Asimismo, se solicita establecer un costo fijo de acuerdo a los valores reales reportados por los contratistas que realizaron las ampliaciones troncales y obras de transmisión incluidas en el Anexo N° 03 "Detalle Costo Ampliaciones.rar" y en la carta G N°1.031 del 22-06-2010 donde Transelec informó a la Comisión el detalle de costos unitarios de una serie de proyectos reales.

**Respuesta:** Los costos de pruebas y puesta en servicio de las instalaciones de transmisión han sido considerados en el ETT, por lo que no corresponde agregar costos adicionales por este concepto.

**Transelec – 10: costos de pruebas y puesta en servicio de las instalaciones de transmisión**

Para efectos de determinar los costos que debe asumir el propietario de la instalación de transmisión, el Consultor dice haber aplicado el criterio sugerido por la única empresa que respondió la encuesta (INPROLEC), quien habría señalado que los costos de revisión del proyecto de detalle, los costos de inspección y ensayo y recepción de obra son iguales al 8% (2% + 6%) del costo directo (sólo mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción).

Sin embargo, estos costos deben ser modelados como costos fijos, ya que dependen principalmente de la duración de un proyecto más que de la envergadura del mismo. Lo anterior es plenamente aplicable al criterio del Consultor de establecer dos períodos de construcción para líneas (12 meses para líneas cortas y 24 meses para líneas largas) y dos períodos principales para instalaciones de subestación (36 meses para 500 KV y 18 meses para 220 KV).

Por ejemplo, la inspección técnica en obra (ITO) para la construcción de una línea con una duración de 24 meses significa disponer en forma permanente de ingenieros inspectores especialistas en terreno durante dichos 24 meses, sea

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

para una línea 2x500 kV de cuatro conductores por fase, como para una línea 1x220 kV de un conductor por fase. La única diferencia estará dada por el número de frentes de trabajo.

Por otro lado, si bien los costos del proceso de licitación y de revisión de la ingeniería de básica pueden ser considerados costos independientes de la duración de un proyecto, son sólo parcialmente dependientes de la envergadura del mismo. Por lo tanto, pueden ser modelados como un costo fijo, discriminando sólo por el nivel de tensión, que sería la señal respecto de la complejidad de cada proyecto.

En las observaciones al cuarto informe del Consultor, Transelec entregó copia de contratos y costos reales de ITO, junto con la descripción detallada de las actividades que involucran. Como asimismo, Transelec entregó al Consultor una propuesta concreta de modelación para los demás costos de cargo del propietario. Todo lo anterior, por cuanto los costos estimados por el Consultor resultan ser muy inferiores a los que dichas actividades irrogan.

En respuesta a la observación N° 8 presentada por el CDEC-SIC en relación con las Obras a Ejecutar o Iniciar esión que son determinados por el Consultor en su estudio, los cuales incluyen los costos de pruebas y puesta en servicio de las instalaciones ya discutidos en la observación anterior:

Costos CTT Moneda en miles de US\$ Dto-09	Costos CTT	Km	Costos CTT / 100 km
Líneas más de 100 km	19.858	3.039	647
Líneas hasta 100 km	1.850	228	812
Instalación Común de Subestación 500 kV	408	4	102
Instalación Común de Subestación 220 kV	1.234	22	56
Instalación Común de Patio 500 kV	1.704	4	426
Instalación Común de Patio 220 kV	3.048	25	202
Paño 500 kV	2.979	26	115
Paño 220 kV	2.893	129	22

Sin perjuicio que el Consultor respondió que revisaría los antecedentes entregados, no realizó ninguna corrección a su modelo.

En carta G N°1.031 del 22-06-2010, Transelec informó a la Comisión y al Consultor, los costos reales de ITO y gastos propios de la empresa de transmisión para un número importante de proyectos, demostrando la necesidad de modelar adecuadamente dichos costos, los cuales se detallan en la tabla siguiente:

Proyecto	Fecha de Adjudic.	Tipo de Contrato	Monto del Contrato	ITO	Ing.	Sumin.	Costos Transelec	Total
Línea 2x220 kV Rodeo - Chena Paño Chena 220 kV	Ene-09	C.P.	7.106	325	415		572	8.417
	Ago-08	C.P.	1.616	184	227	400	360	2.976
Línea 1x220 kV Cherrúa - Lagunitas SE Lagunitas y Ampliación SE Hualpén	Ene-10	C.P.	13.231	632	496	6.527	1.442	22.327
	Ene-09	E.P.C.	18.953	1.071	480	12.134	1.222	33.780
Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico SE Polpaico (3 Paños) SE Nogales Diagonal Línea Nogales - Polpaico SE Nogales Diagonal Gener	Jul-09	C.P.	27.513	989	673	26.944	1.486	57.805
	May-09	E.P.C.	5.982	97		723	250	6.861
	Abr-08	E.P.C.	4.045	27			135	4.206
	Abr-08	E.P.C.	3.597		88		79	3.764
SE Seccionadora Las Palmas 220 kV	Feb-08	E.P.C.	12.108	504		1.827	351	14.790

Considerando que el Consultor no desarrolló ningún modelo adecuado para establecer los costos de ITO y demás costos de la empresa de transmisión, adjuntamos un modelo detallado que permite valorizar dichas actividades. Ver "Anexo N° 04 - Costos empresa de transmisión.rar".

Este modelo determina en forma explícita los requerimientos de horas hombre por especialidad para cinco obras particulares, las cuales consideramos representativas del universo total de obras troncales por los argumentos presentados. Para estos efectos, se utilizó el corte especial de 30 empresas solicitado por el Consultor a PWC respecto de la encuesta de remuneraciones SIREM XXI de diciembre de 2009. Se utilizó el percentil 75%, se aplicó un factor de 16,5% para convertir las remuneraciones brutas en costo empresa, se agregaron los respectivos costos de traslados, visita a fábrica, alojamiento, vehículo, telefonía e informática y se incorporó un 5% de gastos generales:

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

El resultado se presenta en la tabla siguiente:

Construcción Líneas de 500 kV y 220 kV Moneda en miles de US\$ Dto-09	Ingeniería y Construcción	Jurídicas	Operaciones	Inspección Técnica de Obra (ITO)	Costos CTT
Línea 24 meses 2 frentes de trabajo	538	3	69	1.643	2.352
Línea 24 meses 1 frente de trabajo	538	3	52	1.053	1.746
Línea 12 meses 2 frentes de trabajo	557	3	58	1.108	1.724

Construcción Patios de Subestaciones Moneda en miles de US\$ Dto-09	Ingeniería y Construcción	Jurídicas	Operaciones	Inspección Técnica de Obra (ITO)	Costos CTT
Patio 500 kV 24 meses	238	3	89	250	1.608
Patio 220 kV 18 meses	506	3	45	755	1.338

Cabe señalar que los costos ITO para líneas de más de 100 Km suponen dos frentes de trabajo, a diferencia de las líneas de menos de 100 Km que consideran un frente de trabajo cuando se realizan en 24 meses y dos frentes de trabajo cuando se realizan en 12 meses.

De los resultados obtenidos, se observa que no existe una diferencia significativa en costos para la CTT para construcción de líneas de menos de 100 km en 12 o 24 meses. Lo anterior, por cuanto construir en 12 meses obliga a considerar dos frentes de trabajo, lo cual encarece los costos de ITO.

Considerando que históricamente las líneas troncales se han realizado en doble circuito y las subestaciones permiten unir tramos troncales, proponemos dividir el costo de la CTT de subestación en cinco partes iguales por nivel de tensión, correspondientes a un patio y cuatro paños, sean de líneas como de transformación.

La propuesta se observa en la tabla siguiente:

Costos CTT Moneda en miles de US\$ Dto-09	Costos CTT
Líneas más de 100 km	2.352
Líneas hasta 100 km	1.746
Instalación Común de Subestación 500 kV	0
Instalación Común de Subestación 220 kV	0
Instalación Común de Patio 500 kV	320
Instalación Común de Patio 220 kV	268
Paño 500 kV	320
Paño 220 kV	268

SOLICITA: Se solicita que los costos ITO y demás costos de cargo del propietario sean establecidos como valores fijos dada la naturaleza de los mismos.

Asimismo, se solicita considerar los siguientes valores según tipo de instalación:

Costos CTT Moneda en miles de US\$ Dto-09	Costos CTT
Líneas más de 100 km	2.352
Líneas hasta 100 km	1.746
Instalación Común de Subestación 500 kV	0
Instalación Común de Subestación 220 kV	0
Instalación Común de Patio 500 kV	320
Instalación Común de Patio 220 kV	268
Paño 500 kV	320
Paño 220 kV	268

En este modelo, los paños corresponden a paños de líneas y transformación.

**Respuesta:** El monto de USD 2.352.000 corresponde a MM\$ 1.176, con lo cual se pagan 235 hombres mes a \$ 5.000.000 al mes. Para una obra de un año correspondería una ITO de 20 personas, lo que es un número elevado para una línea de 100 km. En este sentido, se considera que los valores utilizados por el Consultor son los más adecuados.

**Transec – 11: Rendimiento diario tendido de conductor**

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

El rendimiento diario de tendido de conductor no corresponde a los recursos de mano de obra, vehículos, equipos y maquinaria propuestos en el estudio. Con dichos recursos, el rendimiento diario real es cercano a un tercio del considerado por el Consultor.

Para demostrar lo anterior, se comparará el costo directo de tendido de conductor, determinado por el Consultor en su informe para la línea Chena – Cerro Navia 2x220 kV, con el costo directo real de tendido de conductor informado por el contratista adjudicado de la obra de ampliación “Tramo Chena – Cerro Navia: Cambio de Conductor”.

El costo directo del estudio se obtiene sumando el rango “G28:G33” de la hoja “Mano de obra y Equipos” de la planilla “L-11b.Línea Chena - Cerro Navia 220 (AT).xls”, cuando se fijan en cero los recargos denominados “Seguros de obra”, “Dirección de obra por el Contratista”, “Montaje y desmontaje de faenas”, “Gastos generales del Contratista”, “Utilidades del Contratista” de la hoja “Datos comunes” de la planilla “Datos base.xls”. El valor obtenido es igual a UF 167 por kilómetro circuito.

Esta misma faena informada por el contratista es igual a UF 445 de Oct-08 por kilómetro circuito, es decir, 2.7 veces superior. Cabe señalar que el contratista informó un costo directo similar para efectos de la faena de retiro del conductor existente.

Si se realiza el mismo ejercicio con la línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV, aplicando esta metodología a la planilla “L-11.Línea El Rodeo - Chena 220 C1.xls” se obtiene US\$ 147.

Esta misma faena tuvo un costo directo real de UF 361 de Ene-09 por circuito, informado por el contratista adjudicado de la obra de ampliación “Línea Alto Jahuel – Chena 2x220 kV: tendido Segundo Circuito”. Es decir, 2.5 veces superior.

Asimismo, esta misma faena tuvo un costo de UF 292 por circuito, informado por el contratista adjudicado de la obra nueva “Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)”. Es decir, 2.0 veces superior.

De acuerdo a los valores reales de licitaciones adjudicadas, se comprueba que el rendimiento diario utilizado por el Consultor en su estudio es menor a la mitad del rendimiento real de las faenas, demostrado desde el punto de vista de los costos directos.

**SOLICITA:** Se solicita a la Comisión reducir en 2.4 veces el rendimiento diario de las actividades relacionadas al tendido de conductor utilizadas por el Consultor en su estudio para todas las líneas de transmisión.

Específicamente, se solicita dividir por 2.4 los rendimientos informados en las celdas C36 a la C51 de la hoja “Montaje líneas” de la planilla “Datos base.xls”.

**Respuesta:** Esta Comisión estima que los antecedentes presentados por el Consultor han sido suficientemente respaldados. Hay que notar que entre distintos contratistas hay diversidad de rendimientos y costos unitarios, dependiendo de la experiencia y mecanización usada, pero llegando a valores finales similares, ya que de lo contrario no serían competitivos.

#### **Transelec – 12: Rendimiento diario de montaje de estructuras**

El rendimiento diario de montaje de estructuras no corresponde a los recursos de mano de obra, vehículos, equipos y maquinaria propuestos en el estudio. Con dichos recursos, el rendimiento diario real es cercano a un tercio del considerado por el Consultor.

Para demostrar lo anterior, se comparará el costo directo de montaje de estructuras, determinado por el Consultor en su informe para la línea El Rodeo - Chena 2x220 kV, con el costo directo real de montaje de estructuras informado por el contratista adjudicado de la obra nueva “Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)” y el valor informado por el contratista que está construyendo la línea Charrúa – Lagunillas 1x220 kV.

El costo directo del estudio se obtiene de la celda “G23” de la hoja “Mano de obra y Equipos” de la planilla “L-11.Línea El Rodeo - Chena 220 C1.xls”, cuando se fijan en cero los recargos denominados “Seguros de obra”, “Dirección de obra por

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

el Contratista", "Montaje y desmontaje de faenas", "Gastos generales del Contratista", "Utilidades del Contratista" de la hoja "Datos comunes" de la planilla "Datos base.xls". El valor obtenido es igual a UF 7,6 por tonelada de acero de estructura reticulada.

El costo directo de esta misma faena informada por el contratista de la obra nueva "Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)" es igual a UF 21,0 por tonelada de acero de estructura reticulada. Es decir, 2.8 veces superior.

Asimismo, dicho costo es igual a UF 18,1 por tonelada de acero de estructura reticulada, informada por el constructor de la línea Charrúa – Lagunillas 2x220 kV. Es decir, 2.4 veces superior.

De acuerdo a los valores reales de licitaciones adjudicadas, se comprueba que el rendimiento diario utilizado por el Consultor en su estudio es menor a la mitad del rendimiento real de las faenas, demostrado desde el punto de vista de los costos directos.

SOLICITA: Se solicita a la Comisión reducir en 2.6 veces el rendimiento diario de las actividades relacionadas al montaje de estructuras de acero utilizadas por el Consultor en su estudio para todas las líneas de transmisión.

Específicamente, se solicita dividir por 2.6 los rendimientos informados en las celdas C24 a la C26 de la hoja "Montaje líneas" de la planilla "Datos base.xls".

**Respuesta:** Ver respuesta de la CNE a observación N°11 de Transelec.

**Transelec – 13: Costo directo de suministro y construcción de fundaciones**

El costo directo de suministro y construcción de fundaciones es prácticamente la mitad del costo directo real de dichas obras civiles.

Para demostrar lo anterior, se comparará el costo directo de las fundaciones, determinado por el Consultor en su informe para la línea El Rodeo Chena 2x220 kV, con el costo directo real de fundaciones informado por el contratista adjudicado de la obra nueva "Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)" y el valor informado por el contratista que está construyendo la línea Charrúa – Lagunillas 1x220 kV.

El costo directo del estudio se obtiene sumando el valor de la celda "F10" de la hoja "Materiales y transporte" y el rango de celdas "G11:G19" de la hoja "Mano de obra y Equipos" de la planilla "L-11.Línea El Rodeo - Chena 220 C1.xls", cuando se fijan en cero los recargos denominados "Seguros de obra", "Dirección de obra por el Contratista", "Montaje y desmontaje de faenas", "Gastos generales del Contratista", "Utilidades del Contratista" de la hoja "Datos comunes" de la planilla "Datos base.xls". El valor obtenido es igual a UF 14,75 por m3 de fundación.

El costo directo de estas mismas obras civiles informada por el contratista de la obra nueva "Línea 2x220 kV El Rodeo - Chena (circ. 1)" es igual a UF 22,0 por m3 de fundación. Es decir, 1.5 veces superior.

Asimismo, dicho costo es igual a UF 29,8 por m3 de fundación, informada por el constructor de la línea Charrúa – Lagunillas 2x220 kV. Es decir, 2.0 veces superior.

De acuerdo a los valores reales de licitaciones adjudicadas, se comprueba que el costo real de suministro y construcción del m3 de fundación es en promedio 1.75 veces superior al considerado por el Consultor en su estudio.

Cabe señalar que estas mismas diferencias de costos se observan en el suministro y construcción de las fundaciones de las instalaciones de subestaciones.

SOLICITA: Se solicita ajustar en 1.75 veces todos los costos relacionados al suministro y construcción de las fundaciones de las estructuras de todas las líneas de transmisión y de todas las fundaciones de las subestaciones.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Específicamente, se solicita dividir por 1.75 los rendimientos informados en las celdas C11 a la C19 de la hoja "Montaje líneas" y multiplicar por 1.75 los costos informados en las celdas D127 a la D131 de la hoja "Precios unitarios líneas", ambas hojas de la planilla "Datos base.xls".

Asimismo, se solicita dividir por 1.75 los rendimientos informados en las celdas C4 a la C8 de la hoja "Montaje SSEE" y multiplicar por 1.75 los costos informados en las celdas D632 a la D635 de la hoja "Precios unitarios SSEE", ambas hojas de la planilla "Datos base.xls".

**Respuesta:** Ver respuesta de la CNE a observación N°11 de Transelec.

**Transelec – 14: Intereses intercalarios de servidumbres**

En el cálculo del VI de las líneas de transmisión, el Consultor desestimó calcular e incorporar los intereses intercalarios correspondientes a los montos pagados para establecer las servidumbres.

Transelec observó esta situación al Consultor en dos ocasiones: con motivo del Informe Preliminar N° 2 y del Informe Final Preliminar.

El Consultor en sus respuestas señala que el valor de servidumbres a considerar corresponde a aquel incorporado en las valorizaciones realizadas por las Direcciones de Peajes. Que en su oportunidad solicitó a la Dirección de Peajes dichos valores, los indexó por IPC y los adicionó a VI de las instalaciones. El consultor agrega que él interpreta que dichos valores ya tienen implícitos los costos financieros que corresponden, así como otros costos de tramitación, etc. y que estos costos están referidos a la fecha de puesta en servicio de la obra.

La LGSE es clara en el inciso cuarto del Artículo 16° Transitorio, donde señala que: "Para esta primera determinación de los V.I. y las siguientes, se considerará como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleada por la Dirección de Peajes del Respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo 2002."

Por su parte Las Bases Técnicas Definitivas para la realización del Estudio de Transmisión Troncal en su Parte II, numeral 2, letra A.2 Valor de las Servidumbres establecen que:

"Como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002, los que serán proporcionados por las respectivas direcciones de peajes conforme el procedimiento señalado en Anexo 3."

Por lo tanto, según lo dispuesto en la Ley y en las Bases Técnicas de los Estudios no cabe lugar a interpretación en cuanto a que el valor que por concepto de servidumbre informado por la Dirección de Peajes de los respectivos CDEC se considerarán como los valores efectivamente pagados para el establecimiento de dichas servidumbres y dichos pagos se verifican antes del inicio de la construcción de las líneas.

En efecto, en el numeral 3.2.2.4 página 162 del informe final, el Consultor señala:

"Para el cálculo del costo financiero se supuso un plazo medio de ejecución de las líneas grandes de tres años, plazo normal según la experiencia internacional para la construcción de las líneas mayores y que incluye un período de un año previo a la iniciación de las obras en sí (al momento de efectivizarse el pago de la servidumbre), período durante el cual se desarrollan, como lo permite la figura de la concesión provisoria, los EIA, la ingeniería básica y la redacción de pliegos de licitación (cuatro meses), la contratación de la obra (dos meses) y la ejecución de la ingeniería de detalle y de su revisión (seis meses).

Para las líneas menores (aquellas de menos de 100 km) que han formado parte de proyectos de mayor envergadura se consideró el mismo plazo, sobre la base que no han sido de construcción aislada sino conjunta con el resto de las líneas del respectivo proyecto.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Para las líneas menores de construcción aislada (Cerro Navia - Polpaico, Polpaico - Quillota, Ancoa - Itahue y Charrúa - Hualpén), en cambio, se consideró un plazo de dos años (uno, como en el caso anterior, previo al pago de la servidumbre y otro para la efectiva construcción de la obra)."

Queda claro que para la valorización de las líneas, según lo informado por el propio Consultor, se supuso que el pago de la servidumbre se efectiviza dos años antes de la fecha de puesta en servicio de la obra para el caso de las líneas mayores y un año antes para el caso de las líneas Cerro Navia - Polpaico, Polpaico - Quillota, Ancoa - Itahue y Charrúa - Hualpén.

(Los destacados en los párrafos precedentes son nuestros)

Consecuentemente con lo dispuesto en la Ley y las Bases está claro que el valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres son los informados por el CDEC y que según lo indicado por el propio Consultor, dicho pago se efectiviza dos años antes (o un año para líneas menores) de la puesta en servicio de las obras, dando origen entonces a los correspondientes intereses intercalarios.

El mismo Consultor, en el informe final del Estudio de Transmisión Troncal 2006, para la valorización del VI de las líneas sumó al valor de las servidumbres informadas por los CDEC (que son los mismos valores expresados en UF informados en esta ocasión) los intereses intercalarios correspondientes. Esto se puede verificar al revisar el Archivo Concentrador.xls, hoja Líneas, columnas Z a la AB, donde a las servidumbres informadas le suma los intereses intercalarios calculados en el ETT para obtener el Valor Total de Servidumbre que finalmente se consideró en el V.I. de las líneas contenido en el decreto N° 207/2007 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. No hay razón alguna para que en esta oportunidad no se proceda de igual manera. En Anexo N° 05 "Intereses Intercalarios Servidumbres.rar" se muestra una impresión de la hoja Líneas, de archivo Concentrador.xls que forma parte del ETT 2006 y donde en la columna AB (suma de las columnas A más AA) se muestra el valor de la servidumbre de cada línea incluidos los intereses intercalarios correspondientes.

Finalmente, el Consultor señala en sus respuestas que él interpreta que los valores informados por los CDEC ya tienen implícitos los costos financieros que corresponden. La interpretación del Consultor es errónea.

En efecto, los valores de servidumbres informados por los CDEC provienen de los VNR vigentes a mayo 2002. Dichos VNR están basados en un estudio de valorización de las instalaciones de transmisión de Transelec que en esa época realizó la firma ESEDEI. A modo de ejemplo en el Anexo N° 05 "Intereses Intercalarios Servidumbres.rar" se muestran las hojas de valorización del VNR de dos líneas de Transelec, donde se puede apreciar que los intereses intercalarios de las líneas se informan separadamente del valor de servidumbre. El valor de servidumbre de las líneas es exactamente el informado por el CDEC y no contiene los intereses intercalarios.

En virtud de los antecedentes indicados, se solicita a la CNE se corrija el error en el cálculo del VI de la Líneas, *agregando al valor de las servidumbres los intereses intercalarios correspondientes.*

**SOLICITA:** Se solicita a la CNE se corrija el error en el cálculo del VI de las líneas, agregando al valor efectivamente pagado por servidumbres los intereses intercalarios correspondientes.

En el Anexo N° 05 "Intereses Intercalarios Servidumbres.rar" se encuentra un listado de las líneas troncales de propiedad de Transelec donde se calcula el valor total de las servidumbres agregando los correspondientes intereses intercalarios.

**Respuesta:** Se han analizado los antecedentes presentados por Transelec, determinándose la consistencia de ellos, por lo que se ha acogido esta observación.

**Transelec – 15: Terrenos para la ampliación a 500 kV de la S/E Charrúa**

En el cálculo de los terrenos de las subestaciones, el Consultor no consideró la compra de terreno informado por Transelec respecto de la ampliación a 500 kV de la subestación Charrúa puesta en servicio en Julio de 2004.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Se adjunta la escritura de compraventa en Anexo N° 15.

SOLICITA: Se solicita incorporar el valor de compra del terreno individualizado en el Anexo N° 15.

**Respuesta:** No se acoge lo solicitado, dado que el Consultor ya consideró una superficie total de 98.875 m<sup>2</sup>, de acuerdo con la información base proporcionada por Transelec en la planilla denominada Formulario Descriptivo de Subestaciones, que tiene fecha de creación el 5 de Marzo de 2010. De esta superficie el Consultor asignó 63.295 m<sup>2</sup> al patio de 500 kV, 31.200 m<sup>2</sup> al patio de 220 kV y el saldo a servicios. El valor con que se valorizó este terreno fue de 3,38 USD/m<sup>2</sup>, que equivale a unos 17 millones de \$/Ha.

#### **Transelec – 16: Transformador de SSAA de la S/E Polpaico**

En la valorización de las instalaciones no se incluyó el transformador de SSAA de la subestación Polpaico 220/13,8 kV de 5MVAR, cuya puesta en servicio fue el año 2009.

SOLICITA: Se solicita incorporar el transformador en el cálculo.

**Respuesta:** Se han revisado los antecedentes presentados por el Consultor, constatándose la incorporación de un transformador de las características señaladas por Transelec en esta observación.

#### **Transelec – 17: Labores de ampliación**

De acuerdo a las bases técnicas del estudio, el Consultor determinó los costos de labores de ampliación correspondientes a un conjunto de ampliaciones troncales. Posteriormente, determinó los montos recuperados hasta el 31 de diciembre de 2010, los cuales fueron descontados del VI de cada labor de ampliación en particular. Finalmente determinó sus respectivos AVI aplicando una vida útil de 4 años.

Sin embargo, un conjunto importante de dichas obras analizadas no fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2010, ni tampoco hasta el día de hoy: Cambio de conductor Alto Jahuel – Chena, Cambio de conductor Chena – Cerro Navia, Banco de Condensadores de 50 MVAR en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia, y Barra de transferencia en S/E Cardones.

Considerando que dichas instalaciones no cumplieron con el requisito de haber sido puestas en servicio hasta la fecha límite señalada, no corresponde ser incorporadas en la valorización de las instalaciones troncales iniciales, ni corresponde determinar su VI de labor de ampliación.

La incorporación de estas instalaciones en la valorización de las instalaciones troncales iniciales es un incumplimiento a las bases técnicas del estudio.

Asimismo, la determinación del VI de labor de ampliación para estas obras señaladas, también es un incumplimiento a las bases técnicas, las cuales estipulan que sólo aquellas obras que forman parte de las instalaciones troncales iniciales, y que fueron objeto de ampliaciones a que hace referencia el artículo 94° de la LGSE, les corresponde les sea calculado su VI y AVI de labor de ampliación.

SOLICITA: Se solicita eliminar de las instalaciones troncales iniciales, las ampliaciones troncales que no fueron puestas en servicio al 31 de diciembre de 2010.

Específicamente nos referimos a: Cambio de conductor Alto Jahuel – Chena, Cambio de conductor Chena – Cerro Navia, Banco de Condensadores de 50 MVAR en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia, y Barra de transferencia en S/E Cardones.

Asimismo, se solicita no determinar el VI de labores de ampliación para dichas ampliaciones troncales.

**Respuesta:** El criterio utilizado por el Consultor es consistente con lo aplicado por la CNE para la línea Charrúa – Lagunillas y para el Statcom, por lo que no se acoge esta solicitud.

**Transelec – 18: Labores de ampliación**

Transelec solicitó a los contratistas que realizaron las obras de ampliación a que hace referencia el artículo 94° de la LGSE, la apertura de costos que consideraron al momento de la licitación y adjudicación de las obras.

Asimismo, se les solicitó identificar los costos denominados labor de ampliación, de acuerdo a la definición de las bases técnicas. Sólo algunas de las empresas contestaron la solicitud de información. Por otro lado, sólo algunas de las empresas que entregaron la información, realizaron el ejercicio de identificar las labores de ampliación. Las cartas de respuestas forman parte del Anexo N° 03 "Detalle Costo Ampliaciones.rar".

Agradeceremos reemplazar los valores estimados por el Consultor respecto de aquellas obras cuyo contratista identificó las labores de ampliación correspondientes.

**SOLICITA:** Se solicita reemplazar la estimación efectuada por el Consultor respecto de las siguientes obras de ampliación cuyo contratista identificó las labores de ampliación correspondientes: Reemplazo de Interruptor en S/E Quillota, Seccionadora S/E Nogales, Tendido segundo circuito Línea Alto Jahuel – Chena, y S/E Chena Paño Línea Alto Jahuel – Chena Circuito 2.

**Respuesta:** La metodología elaborada por el Consultor para el cálculo de las Labores de Ampliación, oportunamente aprobada por el Comité por ajustarse a lo establecido en las Bases, no consideró utilizar información de los valores resultantes para ellas en las obras realizadas. Ello en consideración a que la empresa de transmisión señaló que sus licitaciones de obras de ampliación de instalaciones troncales fueron adjudicadas como valor "llaves en manos" sin desglose. Finalmente, la metodología presentada por el Consultor se considera adecuada para la aplicación de lo establecido en la Bases del Estudio.

**Transelec – 19: Costos de montaje de SSEE**

En la hoja "Montaje SSEE" del Libro Excel "Datos base.xls" se determinan los costos de montaje de elementos de subestaciones a partir de las dotaciones de mano de obra directa y de los rendimientos correspondientes.

Para las distintas actividades de montaje, en dicha hoja están explícitos los requerimientos de choferes de maquinaria para las distintas actividades de montaje: camiones volcadores, retroexcavadora, rodillo para compactación, grúa liviana, grúa pesada, etc.

Sin embargo, en la celda "D177" de la hoja señalada, el Consultor no asigna costo de mano de obra para dichos choferes requeridos.

**SOLICITA:** Se solicita asignar el costo de mano de obra de choferes de maquinaria para las faenas de montaje de subestaciones.

Específicamente, se solicita asignar el costo en la celda "D177" de la hoja "Montaje SSEE" del Libro Excel "Datos base.xls".

**Respuesta:** Se ha aplicado la corrección solicitada por Transelec, asignando el costo señalado a la celda D117.

**Transelec – 20: Homologación de cargos**

De la homologación que el consultor realiza respecto de los cargos de la empresa modelo y los que se encuentran en la encuesta seleccionada (SIREM XXI), se desprende que ésta claramente no se compadece con las funciones y el nivel de responsabilidad de cada uno de los cargos seleccionados.

Además, no hay consistencia interna de la homologación realizada por el consultor con las responsabilidades asociadas a cada cargo dentro de la empresa modelo, como ejemplo de lo anterior podemos ver que: El cargo Ingeniero III (Encuesta SIREM XXI) se le asigna como cargo de homologación los siguientes posiciones: Técnico mantenimiento

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

telecomunicaciones, Supervisor de Operación Analista Sistema SCADA, y otros. A pesar de que para alguna de las posiciones antes nombradas el cargo Homologo pudiera describir en cierta forma a la posición de la empresa modelo en ningún caso es símil para las posiciones antes detalladas, lo anterior se hace aun más manifiesto al establecer como requisito del cargo homologo que la posición sólo requiere de 1 año de experiencia para ser ocupada, lo cual resulta claramente incompatible con la posición de Supervisor de Operación o Analista Sistema SCADA.

Son tan evidentes y profundos los problemas de homologación más arriba descritos que, al aplicar las homologaciones usadas por el Consultor las remuneraciones en la gran mayoría de los cargos que conforman la estructura de la CTT, estos resultan más bajos que los del Estudio de Transmisión Troncal de 2006 ajustado por IPC.

El análisis anterior se concluye usando como base el total del gasto en remuneraciones ya aprobado y utilizado en el Estudio Troncal pasado, ajustado por el índice de precios al consumidor del periodo relevante (Enero de 2006 – Diciembre de 2009, equivalente a 16,71%), comparado con el resultado de las remuneraciones que obtiene el Consultor en esta oportunidad. Es decir, mientras los activos administrados por la CTT modelo crecieron en un 34% en el periodo de 4 años que media entre el ETT anterior y éste, y por otro lado, se promulgó una nueva normativa de seguridad y calidad de servicio, el gasto en remuneraciones de la CTT, según el mismo consultor, ha caído en un 4%. Esto no guarda consistencia alguna.

Aunque la empresa modelo pudiera haber sufrido modificaciones en su estructura, estas son solo de forma. Ya que la complejidad técnica, responsabilidad, la facturación y el ámbito en el cual se enmarca no sólo es homologable a la del estudio pasado sino que se ha visto incrementada con las modificaciones introducidas a la norma técnica en el año 2009. Todo ello hace que, ceteris paribus, las remuneraciones no sólo no debieran bajar sino que, por el contrario deben incrementarse. En efecto, aceptando que el consultor modeló en el estudio anterior una empresa eficiente, no hay razón para que la CTT actual siendo al menos igualmente eficiente tenga una caída en sus remuneraciones sobre todo si, por un lado, las exigencias sobre sus niveles de seguridad y servicio se vieron incrementadas en el intertanto y, por otro, su base de activos se expandió en un 34%. Todo lo anterior pone de manifiesto la existencia de graves inconsistencias en la estimación del gasto en remuneraciones de la CTT, en particular por la aplicación generalizada de una homologación manifiestamente errónea.

**SOLICITA:** La homologación, en general, propuesta por el consultor implica una baja en las responsabilidades y conocimientos técnicos que se requiere en los cargos de la empresa modelo. Como consecuencia de ello las compensaciones para los cargos errónea o deficientemente homologados resultan artificialmente bajos dada la relación directa que existe entre compensaciones y nivel de conocimientos y responsabilidades de un cargo.

Dada la observación detallada, es que se solicita utilizar la homologación que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf".

**Respuesta:** La empresa CTT es la empresa modelada como responsable de la administración, el mantenimiento y la operación de las instalaciones troncales (única y exclusivamente). La homologación de cargos que ha hecho el Consultor equivale a describir el cargo y asignarle algunas tareas que debe ejecutar a diario. Este cargo se compara con las responsabilidades que ha ubicado dentro de la Encuesta tenida a la vista.

Si bien en términos generales la asignación realizada por el Consultor se estima adecuada, se han corregido algunos casos puntuales, de acuerdo a lo señalado en la sección 5.3.

**Transelec – 21: Homologación del cargo de administrador de sistemas**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo Administrador de Sistemas.

Sin embargo, el Consultor entrega una respuesta de tipo general, señalando:

"El Consultor ha homologado los cargos de la CTT en función de los perfiles de cargo de la encuesta SIREM XXI, y sostiene que dicha homologación se ajusta a las obligaciones y responsabilidades que se establecen para el personal de la CTT".

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

En la página 202 del informe final se describen las funciones del Administrador de Sistemas, de lo cual se desprende que es el líder de informática de la CTT, ya que requiere conocer en profundidad la tecnología de la empresa, optimizar el rendimiento de todos los equipos y mantener una comunicación constante con todas las unidades de una empresa que presta un servicio público de carácter estratégico.

En la tabla de la página 276 del informe final se señala que el Cargo de Administrador de Sistemas se homologa a un Analista de Sistemas I. que según la descripción del cargo que figura en la tabla de la página 285 del informe final corresponde a un profesional que no requiere tener grado académico, de preferencia ingeniero de sistemas o equivalente, con experiencia superior a 3 años. No parece sensato, desde ningún punto de vista, que la persona que esté a cargo de los sistemas de la CTT, el corazón del sistema interconectado, no requiera de tener un grado académico y baste con exhibir más de 3 años de experiencia.

En síntesis, el cargo de Analista de Sistema asumido por el consultor no se ajusta ni por lejos al de Administrador de Sistemas que tiene gente a cargo y es el responsable de la optimización de los recursos informáticos, debiendo poseer habilidades y conocimientos superiores al del resto de su personal a cargo.

SOLICITA: Se solicita que el cargo de Administrador de Sistemas sea homologado al cargo Jefe de Informática. Esto de manera de mantener la importancia de esta posición en la empresa.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf"

**Respuesta:** Ver respuesta a observación 20 de Transelec.

**Transelec – 22: Homologación del cargo soporte informático**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo Soporte Informático.

En las páginas 202 y 203 del informe final se describen las funciones del cargo Soporte Informático. Además, en la tabla de la página 276 del mismo informe se señala que el cargo Soporte Informático se homologa a un Técnico Soporte I.

En la tabla de la página 285 del informe final se hace la descripción del cargo Técnico Soporte I, en el cual se menciona que el profesional requerido para este puesto debe provenir de carreras técnicas de 2 años de duración. Se prefieren técnicos en programación o equivalentes.

El cargo Soporte Informático debe ser homologado al cargo Ingenieros de Sistemas I. El personal de informática debe tener una calificación superior a las que se le está asignando.

SOLICITA: Se solicita que el cargo Soporte Informático sea homologado al cargo Ingeniero de Sistemas I.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf"

**Respuesta:** En la CTT, tal como se ha modelado y descrito en el ETT, la homologación de este cargo es la adecuada en opinión de esta Comisión.

**Transelec – 23: Homologación del cargo Gerente de Finanzas y Tesorería**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo de Gerente de Finanzas y Tesorería.

En las páginas 195 y 196 del informe final se describen las funciones del Gerente de Finanzas y Tesorería el cual está encargado, entre otras funciones, de la gestión de cobro y riesgos financieros, responsabilidad de relacionarse con las agencias de crédito locales e internacionales, estrategias de financiamiento y deudas de corto y largo plazo.

En la tabla de la página 276 del informe final se señala que el Cargo de Gerente de Finanzas y Tesorería se homologa a un Subgerente de Administración y Finanzas.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

De la homologación que el consultor realiza respecto de este cargo de la empresa modelo se desprende que ésta no guarda ninguna relación con el nivel de responsabilidad de un Gerente de Finanzas y Tesorería de una empresa del tamaño, complejidad e importancia estratégica de la CTT. La homologación propuesta por el consultor implica una baja en las responsabilidades y conocimientos técnicos del cargo, lo cual es incompatible con una empresa modelo que contrariamente a disminuir su tamaño a aumentado sus ingresos y complejidad técnica.

Con más de US\$1.400 millones de activos, la CTT se ubica entre las 20 o 30 compañías más grandes de Chile. Por otro lado, se trata de una empresa que anualmente desarrolla proyectos de transmisión por un monto que va de 50 a 150 millones de dólares y que, por tanto, debe levantar financiamiento en los mercados de capitales por montos de esa naturaleza. No explica el consultor como en esas circunstancias el cargo de máxima responsabilidad del área tendría rango de sub-gerencia.

SOLICITA: Se solicita que el cargo de Gerente de Finanzas y Tesorería sea homologado a al cargo de Gerente de Finanzas. Esto de manera de hacerlo consistente con la calificación y nivel de responsabilidad correspondiente a una empresa de la magnitud y complejidad de la CTT.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf"

**Respuesta:** Se considera adecuado homologar este cargo a Gerente de Finanzas.

**Transelec – 24: Homologación del cargo Gerente de Administración y Recursos Humanos**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo de Gerente de Administración y Recursos Humanos.

En la página 201 del informe final se describen las funciones del Gerente de Administración y Recursos Humanos. Por otro lado, en la tabla de la página 276 del informe final se señala que el Cargo de Gerente de Administración y Recursos Humanos se homologa a un Gerente de Administración.

La homologación que el consultor realiza respecto de este cargo de la empresa modelo no se compadece con el nivel de responsabilidad de un Gerente Administración Recursos Humanos. La homologación propuesta por el consultor implica una baja en las responsabilidades y conocimientos técnicos del cargo, lo cual es incompatible con una empresa modelo que contrariamente a disminuir su tamaño ha aumentado sus ingresos y complejidad técnica en el periodo inter-tarifario.

SOLICITA: Se solicita que el cargo de Gerente de Administración y Recursos Humanos sea homologado al cargo de Gerente de Recursos Humanos. Esto de manera de mantener la importancia que el mismo consultor le está dando a la posición.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf".

**Respuesta:** Ver respuesta a observación 22 de Transelec.

**Transelec – 25: Homologación del cargo Gerente Comercial**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo de Gerente Comercial.

En las páginas 211 y 212 del informe final se describen las funciones del Gerente Comercial. Por otro lado, en la tabla de la página 277 del mismo informe se señala que el cargo de Gerente Comercial se homologa a un Subgerente Comercial.

La homologación que el consultor realiza respecto de este cargo de la empresa modelo no se condice con el nivel de responsabilidad de un Gerente Comercial. La homologación propuesta por el consultor implica una baja en las responsabilidades y conocimientos técnicos del cargo, lo cual es incompatible con una empresa modelo que posee como clientes importantes empresas eléctricas y factura anualmente unos US\$170 millones.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

SOLICITA: Se solicita que el cargo de Gerente Comercial sea homologado al cargo de Gerente Comercial. Esto de manera de mantener la importancia de un cargo de una empresa que factura casi US\$170 millones anuales.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf"

**Respuesta:** este cargo se amplió a Gerente Comercial y Regulación, homologándose a Gerente División Negocios.

**Transec – 26: Homologación del cargo Analista Senior de Sistemas Eléctricos**

En las observaciones al informe final preliminar se solicitó al Consultor modificar la homologación del cargo de Analista Senior de Sistemas Eléctricos.

Sin embargo, el Consultor entrega una respuesta de tipo general, señalando:

"El Consultor ha homologado los cargos de la CTT en función de los perfiles de cargo de la encuesta SIREM XXI, y sostiene que dicha homologación se ajusta a las obligaciones y responsabilidades que se establecen para el personal de la CTT".

En las páginas 224 y 225 del informe final se describen las funciones del Analista Senior de Sistemas Eléctricos de las cuales se puede apreciar que se requiere de un profesional calificado, ingeniero civil, y de experiencia para realizar las labores indicadas en el documento.

En la tabla de la página 278 del informe final se señala que el Cargo de Analista Senior de Sistemas Eléctricos se homologa a un Ingeniero II.

En la tabla de la página 290 del informe final se hace la descripción del cargo de ingeniero II, en el cual se menciona que el profesional es licenciado, preferentemente ingeniero civil, y con una experiencia de solamente 2 años.

El cargo de Ingeniero Senior de Sistemas Eléctricos está homologado a un Ingeniero II, pero esta homologación no refleja la experiencia necesaria para la posición de Ingeniero Senior de Sistemas Eléctricos, dado que el cargo de Ingeniero II solo requiere de 2 años de Experiencia, dicha cantidad de años es claramente insuficiente para actuar de manera independiente (condición clave de los ingenieros Senior) ante diferentes escenarios y contingencias que el sistemas pueda presentar. Además en ninguna industria o área de negocio se cataloga a un ingeniero con dos años de experiencia como ingeniero senior.

SOLICITA: Se solicita que el cargo de Analista Senior sea homologado al cargo de Ingeniero I, dado que dicho cargo refleja de mejor manera la experiencia y conocimiento técnico que debe de poseer el cargo, al menos 8 años de experiencia en el sistema eléctrico de transmisión. Mientras que el cargo de Ingeniero II sólo requiere de 2 años de experiencia para ser ocupado.

La homologación solicitada se encuentra en el archivo que se adjunta en Anexo N° 06 "Homologación Cargos 2010.pdf"

**Respuesta:** Se considera adecuado homologar este cargo a Ingeniero I, lo que ha sido actualizado en el presente Informe.

**Transec – 27: Gerente de Planificación Estratégica**

No se ha incluido en la organización un Gerente de Planificación estratégica del cual dependa el Jefe de Planificación Estratégica y su Unidad, que conduzca el proceso de crecimiento de la compañía en el largo plazo y que sea un asesor directo de la Gerencia General. La misión y las funciones del Gerente de Planificación Estratégica son las que se indican a continuación:

Misión

- Liderar el proceso de planificación estratégica de la compañía y recomendar el desarrollo de proyectos de inversión en transmisión que aumenten el valor de la compañía en el largo plazo, además de asesorar directamente a la Gerencia General.

Funciones

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

- Dirigir y coordinar todas las actividades de la gerencia de planificación estratégica.
- Identificar la necesidad, efectuar los estudios técnico-económicos y la evaluación económica de proyectos de inversión en el sistema de transmisión.
- Identificar oportunidades de negocio para la empresa, ampliación del sistema de transmisión, ya sea en la construcción de nuevas líneas y subestaciones. Dirigir y coordinar los análisis regulatorios en relación con las inversiones en el sistema de transmisión y representar a la Empresa ante los organismos externos encargados.
- Definir y recomendar estrategias de expansión del sistema de transmisión y los planes de inversión asociados.
- Preparar el plan estratégico, planes de acción y coordinar la preparación del plan de negocios de la Empresa.

Adicionalmente el consultor ha considerado solamente un (1) Analista al interior de la Unidad de Planificación Estratégica. Esta unidad debe estar compuesta de al menos 3 Analistas, con distintos grados de experiencia y/o especialización debido a la multiplicidad de funciones del área, entre ellas:

- Estudios de simulación de la operación económica. Para ello debe manejar conceptualmente los modelos matemáticos relacionados con la optimización de sistemas hidro-térmicos, también realiza modelaciones para los diversos elementos del sistema, verificando que el resultado corresponda a lo que se observa en la operación real, y por último conoce los criterios con los cuales se realiza la programación de los despachos a mediano y largo plazo en los CDEC.
- Estudios eléctricos con software especializado para verificar que los proyectos en estudio cumplen la Norma Técnica vigente. Incluye estudios de estabilidad permanente, estudios de estabilidad transitoria, estudios de cortocircuito, estudios de capacidad de barra, etc.
- Evaluación económica de inversiones en el sistema de transmisión. Para ello debe tener conocimiento avanzado del funcionamiento del mercado eléctrico y en particular de los mecanismos de pago de los sistemas de transmisión.
- Desarrollo de modelos y herramientas computacionales para manejar grandes volúmenes de datos, entre ellos registros históricos de demanda, resultados de simulaciones, bases de datos de proyectos, datos de la topología del sistema, etc.

b) Finalmente, cabe mencionar que sólo un Analista no es suficiente para enfrentar de la forma debida los procesos de expansión troncal: ETT cada 4 años, y las Revisiones Anuales por el CDEC, y teniendo en cuenta que lo anterior debe hacerse para cada sistema de transmisión troncal, que hoy en día son dos: SIC y SING.

SOLICITA: Los argumentos planteados por el consultor para la no inclusión de las posiciones de Gerente de Desarrollo e Ingenieros de Planificación Eléctrica, no se condicen con la realidad de la CTT.

En la empresa eficiente todos los crecimientos del sistema de transmisión troncal deben de tener una contraparte al interior de la compañía, esto de manera de identificar y analizar proposiciones de expansión ante los nuevos crecimientos de demanda u oferta, y alertando a la autoridad de las posibles restricciones del sistema troncal que se puedan provocar dada la no inclusión de nuevas obras, este link directo con la DP de los CDEC's y con la autoridad es realizado por el Gerente de Desarrollo.

Adicionalmente dada la cantidad de estudios que se realizan relacionados con la operación económica, eléctrica, tarifaciones, etc., es que se solicita la inclusión adicional de dos Ingenieros de planificación.

a) Se solicita incluir en la organización el cargo de Gerente de Desarrollo, y ubicar dentro de sus áreas a cargo la Unidad de Planificación Estratégica. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".

b) Se solicita Incluir en la organización dos cargos de Ingeniero Planificación Estratégica. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf"

**Respuesta:** De acuerdo a lo señalado precedentemente, la CTT es una empresa que opera, mantiene y administra el Sistema Troncal existente. Dentro de estas tareas no califica ninguna de las tareas que Transelec señala para el Gerente de Planificación Estratégica, asociadas al crecimiento de la compañía, a la búsqueda de oportunidades de negocios de transmisión y al aumento del valor de la compañía en el largo plazo. Estas actividades son necesarias en la empresa de

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

transmisión real, que además de las instalaciones troncales existentes participa en eventuales instalaciones troncales licitadas como obras nuevas, y en actividades de subtransmisión y de transmisión adicional.

**Transelec – 28: Dimensionamiento del Área de Comunicaciones**

El análisis presentado por el consultor para justificar el dimensionamiento del área de comunicaciones parte de supuestos que subestiman las necesidades de comunicación externa de una empresa con la dispersión geográfica que tiene la CTT (cada zona tiene sus propias temáticas y medios de comunicación) ni considera la amplitud de temas que deben ser abordados para informar adecuada y responsablemente a sus distintas audiencias.

En ese sentido, los ámbitos que son de interés para los medios de comunicación y que, por tanto, deben ser considerados en la función de comunicaciones externas, incluyen:

- Cortes de Energía Eléctrica
- Antecedentes y Situación Financiera
- Planificación del Sistema y Dificultades para su desarrollo.
- Campañas para evitar accidentes y resguardar un uso seguro de las franjas de seguridad de las líneas
- Política de sustentabilidad y prácticas medioambientales
- Actividades de Responsabilidad Social que buscan poner en perspectiva el importante rol social que desempeña la compañía.
- Comunicación de contingencias.

El presente informe, además no considera funciones ni ámbitos que hoy son esenciales para garantizar la sustentabilidad de la empresa y generar las condiciones para la adecuada receptividad a las iniciativas requeridas para el desarrollo del sistema de transmisión, servicio público esencial para la calidad de vida de las personas y la generación de oportunidades de desarrollo.

Precisamente, el hecho de prestar un servicio crucial para el país, amplia y diversifica enormemente los stakeholders o públicos de interés con los que debe relacionarse la empresa para poder cumplir adecuadamente con su misión y en este sentido, resulta especialmente complejo el concebir la normal operación y crecimiento del sistema, sin una adecuada vinculación y el establecimiento de un canal de comunicación con las comunidades vecinas a sus principales instalaciones actuales.

Asimismo, para una empresa cuyos colaboradores están desplegados en 13 regiones del país, es esencial contar con canales de información fuertes y permanentemente actualizados, que sirvan para dar a conocer el quehacer de la empresa, las noticias y tendencias del sector, difundir prácticas que contribuyan a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio y alinear a los trabajadores con los objetivos y valores de la compañía o movilizarlos en torno a campañas que difunden adelantos y mejoramiento continuo de prácticas en materias como medioambiente, innovación y prevención de riesgos.

SOLICITA: Dado lo expuesto se solicita la incorporación de 2 posiciones de analistas de comunicaciones en la estructura de personal de la CTT. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del Consultor, por considerarse adecuada.

**Transelec – 29: Posiciones de Abogado**

El consultor no considera la inclusión de 3 posiciones de Abogado dentro de su estudio. Sin embargo, el número propuesto es plenamente coherente con el tamaño de la compañía y está de acuerdo con los estándares que se observan en empresas eléctricas similares en tamaño y actividad. El contar con recursos jurídicos suficientes le permitirá a la CTT afrontar con éxito los nuevos y complejos escenarios que se le presentan para: i) cumplir con las constantes modificaciones del entorno normativo aplicable a los proyectos de infraestructura; ii) participar adecuadamente en la forma de cálculo de su remuneración tanto regulada (tarifa) como pactada; iii) defenderse frente a la creciente judicialización de su actividad; iv) colaborar con la autoridad en los procesos de fiscalización; v) asumir y gestionar las

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

nuevas obligaciones por la ejecución de los proyectos que la autoridad le adjudica; vi) cumplir con el presupuesto y plazo de los proyectos adjudicados; vii) asumir y gestionar las nuevas obligaciones corporativas derivadas de las modificaciones a las leyes de mercados de valores y sociedades anónimas, etc.

Funciones específicas:

- Generar la adopción de políticas sobre gobierno corporativo.
- Organizar y coordinar la convocatoria y realización de juntas de accionistas, así como en los trámites legales que correspondan.
- Gestionar el Registro Público de Directores y Ejecutivos, así como los Libros de Actas de Directorio, etc.
- Asumir el patrocinio, representación y defensa de la compañía en los juicios o gestiones administrativas en Santiago y Regiones.
- Redactar, revisar o visar los actos, contratos y demás documentos en que sea parte la Empresa.
- Cumplir y hacer cumplir las obligaciones de TRANSELEC derivadas de instrucciones de organismos fiscalizadores tales como SEC, SVS, CONAMA, Dirección del Trabajo, Contraloría General de la República, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, etc.
- Atender todas las consultas legales que le formulen las distintas unidades de la Empresa.
- Asistir a las Gerencias Regionales en las contingencias legales que le formulen, gestionar la contratación de abogados en terreno para casos específicos y supervisar sus actividades.
- Intervenir en los procesos de negociación colectiva, entregando el apoyo legal que se requiera.
- Asesorar y apoyar a los representantes de la Empresa en el CDECSIC y CDEC-SING, en los casos que sea requerido.
- Mantener permanentemente actualizado el registro computacional de los títulos de inmuebles, concesiones, servidumbres y marcas comerciales.
- Realizar las gestiones legales de proyectos, tramitando las concesiones eléctricas, efectuando estudios.
- Redactar y oficializar los poderes que se otorguen en la Empresa.
- Cumplimiento de la normativa ambiental con relación a nuevos proyectos.
- Asumir la defensa por daños a instalaciones por actos de terceros (quema de rastrojos, ocupación de franja de seguridad, construcciones bajo línea, etc., etc.).

SOLICITA: En atención a la diversidad y cantidad de tareas que debe enfrentar el área jurídica de la CTT y que se describen en la columna observaciones, se solicita la incorporación de 3 posiciones de Abogado en la estructura de personal de la CTT. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf"

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del Consultor, por considerarse adecuada.

**Transec - 30: Cargos no considerados por el Consultor**

a) El consultor, dentro de su análisis, no considera la inclusión de un Experto Contable, lo anterior resulta incompatible con las complejidades presentes de la Empresa. Labores de contabilidad en una empresa con US\$ 1500 millones de activos demanda de un profesional con capacidades para interpretar normas internacionales de contabilidad IFRS, instruir su aplicación dentro de la Empresa, apoyar técnicamente al Jefe de Contabilidad en la preparación de las notas a los estados financieros para ser presentados a la SVS como al resto de los stakeholders que usan la información financiera. Análisis de instrumentos de deuda complejos, derivados tales como Forward y Cross-currency Swaps, informes de gestión de cuentas por cobrar y evaluación de incobrabilidad, pruebas de deterioro de activos y test de efectividad de coberturas de riesgo, proyección de impuesto para el plan de negocios y planificación en la optimización de impuestos. Todas actividades que requieren de un perfil de un Analista contable Experto.

b) El consultor, dentro de su análisis, solo considera un analista contable. Esto resulta incompatible con una empresa que recibe 1,000 facturas de costos al mes, ligadas al sistema troncal, que requiere por lo menos de dos analistas contables para cumplir el procesamiento durante el mes. Estándares del área muestran que procesar 1.000 a 1.200 facturas mensuales demanda una carga de trabajo para un analista. A lo anterior, se debe sumar el resto de tareas

**Comisión Nacional de Energía**  
**Miraflores 222, piso 10, Santiago**

propias de un análisis contable como: análisis de cuentas, ajustes de cierre de los estados financieros, cuadratura de registros auxiliares con la contabilidad general, proceso de fondos por rendir, proceso de fondos fijos y arqueos de dinero, atender consultas de los diferentes usuarios de la contabilidad, inventarios de materiales de bodega y preparar información de auditorías tributarias del SII.

c) El consultor solo considera un analista de control de gestión, lo anterior resulta incompatible con una empresa de esta envergadura, con más de 100 centros de costos, cerca de una docena de proyectos upgrade troncales, con reportes rigurosos al directorio todos los meses y requerimientos directos de los inversionistas. Es necesario contar por lo menos con 2 analistas, uno dedicado a revisión de los ingresos y otro a los costos, de los cuales uno de ellos ha de ser Senior.

d) El consultor, dentro de su análisis, no considera un Subgerente de Relaciones con los Inversionistas. Lo anterior resulta incompatible con una empresa de este tamaño, ya que deberá tener deuda pública (no tener deuda sería inconsistente con una serie de supuestos que en otras partes del ETT se consideran) y por lo tanto relación con los inversionistas. Una empresa madura tendrá deuda que habrá que refinanciar con cierta frecuencia más los requerimientos de caja propios de las necesidades del sistema.

Además de esto deberá controlar el cumplimiento de covenants, garantías y entregar información financiera a las contrapartes convenidas. La CTT al ser una sociedad anónima abierta debe relacionarse con el INE, la SVS, el Banco Central, el Comité de Inversiones Extranjeras, el DCV, y para cada una de estas instituciones debe, por ley y reglamentos, preparar informes y reportes específicos y especiales.

SOLICITA: El consultor basa su respuesta en la subvaloración de las actividades del área financiera, dado que no considera la complejidad y cantidad de información que una empresa de las características y tamaño de la CTT maneja, así podemos mencionar:

- Presentación de FECUS y estados financieros.
- Cantidad de proveedores y pagos de facturas.
- Reportes al directorio.
- Reportes de ingreso y costos.

Dado lo anterior:

- a) Se solicita incluir en la organización un cargo de Experto Contable. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".
- b) Se solicita incluir en la organización un cargo de Analista Contable.
- c) Se solicita incluir en la organización un cargo de Analista de Control de gestión.
- d) Se solicita incluir en la organización un cargo de Subgerente de Relación con los Inversionistas.

Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado en Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del Consultor, por considerarse adecuada.

**Transec - 31: Inclusión de un Ingeniero de Mercado Eléctrico**

El consultor dentro de su análisis solo considera la inclusión un Ingeniero de Mercado Eléctrico. Para este cargo asigna sólo algunas de sus funciones operativas y de análisis, dejando de lado importantes tareas y responsabilidades de gestión que debe realizar este profesional.

Dentro de sus tareas se encuentra apoyar proactivamente en la atención de los aspectos regulatorios de la compañía, proponiendo modificaciones al marco normativo, reglamentarios, o de procedimientos en aspectos comerciales. También es responsable de la preparación de discrepancias al Panel de Expertos.

En el aspecto de los procesos de fijación tarifaria debe liderar materias relevantes al interior de la empresa, preparando y coordinando el desarrollo de los estudios de transmisión troncal. Debe proponer y analizar aspectos regulatorios y normativos del mercado eléctrico. Elaborar estudios acerca de la regulación de la transmisión y procedimientos de

**Comisión Nacional de Energía**  
**Miraflores 222, piso 10, Santiago**

cálculo de peajes, efectuando las proposiciones cuando corresponda. Debe realizar una consultoría permanente al interior de la organización para la resolución de materias relacionadas a la regulación y aplicación de las diferentes normativas.

Como parte de sus funciones se considera la representación de la empresa frente a organismos externos. Debe participar en instituciones y agrupaciones del sector eléctrico en Chile en la coordinación técnico económica con organismos reguladores y fiscalizadores como la SEC, CNE y CDEC, así como con organismos técnicos como la ASEL, CIGRE y CIER. En el extranjero debe participar con organismos para fortalecer la posición de la compañía en materias de su interés.

Tiene como parte de sus funciones participar como Director(S) en los CDEC's, y en la elaboración y actualización del reglamento interno de los CDEC y los procedimientos DO y DP.

El ingeniero Senior de Mercado Eléctrico debe ser un profesional con habilidades de negociación y autonomía, se capaz de realizar un análisis integral de la regulación y del mercado eléctrico, identificando las implicancias de las decisiones, tanto en términos estratégicos como en el ámbito legal y regulatorio teniendo en cuenta la perspectiva del regulador así como de las empresas involucradas.

**SOLICITA:** Se solicita la incorporación una posición adicional de Ingeniero de Mercado Eléctrico en la estructura de personal de la CTT en consideración de las amplias y relevantes tareas que este profesional debe realizar.

**Respuesta:** La dotación en esta materia es adecuada a juicio de esta Comisión. Hay actividades descritas en esta observación que no son del ámbito de la CTT, por su carácter establecido en las Bases.

**Transelec – 32: Inclusión de un Analista de Desarrollo de Recursos Humanos**

El consultor acepta la inclusión de una posición de Analista de Desarrollo de Recursos Humanos, pero esta no es suficiente para cubrir todas las necesidades que se presentan en la CTT, relacionadas con la selección, capacitación, desarrollo, creación de mallas curriculares, certificaciones de competencias laborales de los cargos críticos de la compañía y capacitación

Es necesario que la empresa modelo cuente con las posiciones encargadas de llevar a cabo los programas de Desarrollo de Personal apuntados a desarrollos de carrera, planes de sucesión, evaluaciones de desempeño, compensaciones y beneficios, para mantener su competitividad en el mercado laboral eléctrico, además de la necesidad de capacitación que requiere el personal que participa en los procesos descritos para la empresa CTT, los cuales son altamente tecnologizados. Dado lo anterior, es necesaria la inclusión de una posición Jefe de Compensaciones y otra de Jefe de Selección y Capacitación.

**SOLICITA:** Se solicita la incorporación de las posiciones de Jefe de Compensaciones y Jefe de Selección y Capacitación.

Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del Consultor, por considerarse adecuada.

**Transelec – 33: Inclusión de un Jefe Departamento Comercial y un segundo Ejecutivo de Contrato**

Dadas las funciones que debe realizar la gerencia comercial en una empresa de transmisión troncal, y que a continuación se describen, en la estructura faltaría considerar un puesto de Jefe Departamento Comercial y un segundo Ejecutivo de Contrato.

**Jefe Departamento Comercial**

El consultor debe considerar un Jefe Departamento Comercial, con el fin de que la empresa pueda cumplir con sus funciones. Es necesario señalar que las funciones de un Jefe Departamento Comercial son fundamentales para la buena gestión, la principales funciones son:

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

- Llevar el control de los ingresos asegurando el cobro total de los peajes y reliquidaciones, dando explicaciones de las desviaciones.
- Ejecutar la política comercial e implementar las estrategias comerciales.
- Asegurar la existencia y el control de los procesos orientados a la atención del cliente
- Dar visto bueno a los contratos.
- Liderar los desarrollos de procesos comerciales y su implementación en el Sistema de información (SAP).
- Supervisar el cumplimiento de las funciones de los ejecutivos de contratos y analistas comerciales.

**Ejecutivo de Contrato**

El consultor debe considerar un ejecutivo de contrato extra, lo anterior debido a que:

- Un solo ejecutivo de contrato implica que en caso de inasistencia por vacaciones, enfermedad, u otros motivos, se generarían problemas para la facturación y atención de clientes.
- Se debe considerar la carga de trabajo tanto del CDEC-SIC como del CDECSING y las peculiaridades de sus procesos de facturación y atención de clientes.
- En caso de renuncia se un ejecutivo de contrato se debe contar con un respaldo para que la empresa de transmisión Troncal pueda seguir operando considerando que a través de estos ejecutivos se revisan las liquidaciones de peajes.
- Dada la proliferación de conexiones de fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) el número de conexiones ha aumentado significativamente.

SOLICITA: La Justificación que menciona el consultor relacionada con el argumento que la CTT posee pocos clientes no es efectivo, esto dado que los clientes que se deben considerar para la CTT son todos los actores que requieran de la utilización del Sistema Troncal. Como ejemplo de lo anterior vemos que las conexiones solicitadas el año 2010 a Transelec es de un total de 18, estas solicitudes proviene de 16 clientes diferentes, si tomando en cuenta que el proceso de conexión al sistema troncal es un proceso altamente técnico que requiere de una constante relación con el cliente y alta dedicación de los procesos, es que se solicita revisar la estructura de la Gerencia Comercial incorporando un Jefe de Departamento Comercial. Dado que el Jefe Comercial estará enfocado a la coordinación de la revisión de los ingresos y reliquidaciones del sistema además de apoyar las tareas de los clientes (contratos, procesos, etc.), y el Gerente Comercial estará enfocado en la relación con los clientes y la dedicación que esto requiere dado lo complejo del proceso de conexión.

Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 07 "Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf".

**Respuesta:** En relación al Jefe Comercial, se mantiene propuesta del ETT por considerarse adecuada (no lo incluye). Por su parte, respecto a la incorporación de un segundo ejecutivo de contrato, se considera inadecuada su incorporación debido a las actividades desarrolladas por la CTT, que incluso llevaron a esta Comisión a eliminar el ejecutivo de contrato propuesto en el ETT.

**Transelec – 34: Inclusión de Administraciones Zonales adicionales y otros cargos**

a) La división del SIC definida por el consultor en tres unidades territoriales es insuficiente para poder cumplir las disposiciones legales vigentes y la gestión, supervisión, inspección y control del mantenimiento del sistema troncal del SIC, como asimismo la atención de fallas y desconexiones forzadas por la acción de terceros, considerando los tiempos de desplazamiento y distancias existentes entre las instalaciones de cada zona. Esta división del SIC en tres unidades territoriales resulta inatendible considerando las distancias existentes entre los extremos de estas zonas: a modo de ejemplo, Transelec tiene en la unidad territorial sur, que abarca desde el río Perquilauquén cercano a Parral hasta la Isla Grande de Chiloé, una distancia de 700 kilómetros.

Con la estructura propuesta no es posible atender los requerimientos del mantenimiento y la atención de fallas en las 2 horas que el decreto 327, artículo 214 señala que: "La concurrencia de personal calificado al lugar deberá efectuarse en un plazo inferior a dos horas desde que los operadores tomen conocimiento de la falla. Dicho plazo se extenderá a cuatro horas en las zonas rurales a que se refiere el artículo 247", por ende es insuficiente lo planteado.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

b) Adicionalmente a lo anterior vemos que el personal de las Administraciones Zonales y Oficina Central es insuficiente y/o menor calificado para atender los requerimientos de dichas Unidades, de esta manera detallamos que:

Falta personal en equipos eléctricos considerando que las actividades de Mantenimiento desarrolladas en terreno, deben ser coordinadas por un departamento centralizado que fije los criterios comunes a todas las zonas, fije los estándares del mantenimiento, controle la ejecución de ellos, estudie las situaciones especiales que se presenten, coordine con otras actividades de la empresa como Sistemas Eléctricos, Sistemas de Control y entre otras funciones, se preocupe de emitir los procedimientos utilizados en terreno, fijar los criterios de utilización de los equipos en servicio, renovación de los mismos y estudios de sobrecarga .

El consultor considera sólo dos Analistas de Sistemas Eléctricos en la oficina central. Esta dotación se aprecia insuficiente para atender las Zonas definidas. Además, es necesario contar con un analista de respaldo para casos de ausencias por enfermedad o vacaciones.

En las distintas Administraciones Zonales se requiere considerar un cargo de Jefe de Operaciones, que coordine las actividades de todo el personal de operación de esa Zona (incluidos el Supervisor de Operaciones y los Operadores CCO), y las relaciones con los terceros que interactúan con el Sistema de Transmisión.

En la subestación Diego de Almagro se considera un operador II de subestación. Se estima necesario mantener un turno de cuatro operadores, tipo I, y no incluir un operador tipo II. Se necesita experiencia en los operadores ya que la subestación Diego de Almagro tiene una ubicación geográfica distante y se requiere experiencia por la activa participación de estos profesionales en recuperaciones de servicio, y por la complejidad de las maniobras que se podría requerir.

En la subestación Itahue el consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con operadores de 07:30 a 20:30 hrs., de lunes a domingo. Se considera necesario mantener una dotación de dos operadores, tipo I. Se requiere experiencia por su participación en recuperaciones de servicio. Además, en caso de ausencias por enfermedad o vacaciones, es necesario contar con la dotación adicional que se propone.

En la subestación Charrúa el consultor contempla cuatro operadores, dos tipo I y dos tipo II. Es necesario mantener un turno de 24 horas con seis operadores, tipo I, por su participación en recuperaciones de servicio, ya que la subestación Charrúa corresponde a un punto importante dentro del sistema troncal y tiene una ubicación geográfica, alejada de otros centros de operación de apoyo. Además, en caso de ausencias por enfermedad o vacaciones es necesario contar con la dotación adicional para reemplazo.

En la subestación Quillota el consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con un operador de 08:00 a 18:00 hrs., de lunes a viernes. Se considera necesario mantener esta dotación por su ubicación geográfica alejada de otros centros de operación y por su participación al momento de realizar acciones de recuperación de servicio

En la subestación Nogales el consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con un operador de 08:00 a 18:00 hrs., de lunes a viernes. Se considera necesario mantener esta dotación por su ubicación geográfica alejada de otros centros de operación y por su participación al momento de realizar acciones de recuperación de servicio

El consultor dentro de su análisis no considera la inclusión de la posición de un especialista necesario para la revisión y actualización de las Normas y Procedimientos de la empresa. Esta actividad es crucial para adaptar todo el sistema normativo interno a las modificaciones físicas, tecnológicas y legales del Sistema de Transmisión.

Por otra parte, el consultor tampoco considera la necesidad de certificación de calidad. Esta actividad es indispensable para asegurar que la operación del sistema de Transmisión sea altamente confiable y se mantenga así en el tiempo en un proceso de mejoramiento continuo, que aporte al objetivo de disminuir la probabilidad de fallas en el sistema Troncal.

SOLICITA: A pesar de que el consultor considera la inclusión de nuevos cargos a la CTT y modificar la calificación de alguno de ellos su respuesta se basa en una subvaloración de las actividades y responsabilidades del área de

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Operaciones de la CTT, además de no hacerse cargo de las disposiciones legales que limitan los tiempos de respuesta ante fallas del sistema, dado lo anterior:

a) Se solicita la inclusión de dos Administraciones Zonales adicionales, ubicadas en Itahue y Temuco, las que deberán replicar la estructura organizacional de las Administraciones propuestas por el consultor.

b)

b1.- Se solicita agregar dos Analistas de Estudios de Equipos adicionales a la dotación considerada en la CTT.

b2.- Se propone aumentar la dotación de Analistas de Sistemas Eléctricos en dos personas, totalizando cuatro, para la oficina central.

b3.- Se solicita la inclusión de un cargo de Jefe De Operaciones en cada Centro de Operación (5)

b4.- Se solicita agregar tres operadores tipo I y no considerar un operador II en la subestación Diego de Almagro

b5.- Se solicita incorporar dos operadores tipo I en la subestación Itahue.

b6.- Se solicita agregar cuatro operadores tipo I y no considerar operadores tipo II en la subestación Charrúa

b7.- Se solicita agregar un operador tipo II en la subestación Quillota

b8.- Se solicita agregar un operado tipo II en la subestación Nogales

b9.- Se solicita la incorporación de dos posiciones de analista de actualización de procedimientos, uno de ellos senior

b10.- Se solicita la incorporación de dos posiciones de analista de gestión de calidad y una posición de Jefatura para estas actividades

**Respuesta:** El personal propuesto por el Consultor ha sido establecido aplicando algunas ideas de la empresa real pero auditando su necesidad. A juicio de esta Comisión, en la mayoría de los casos la dotación presentada por el Consultor es la adecuada. En el caso particular planteado en esta observación, se mantiene la propuesta del Consultor.

#### **Transelec – 35: Compensación bruta**

En el informe final, en la sección 2.2.4 “Compensación Bruta”, en la página 274 del informe, el consultor describe los beneficios considerados, los cuales alcanzan un valor total de US\$456.517, y cuyo desglose es el siguiente:

- Asignación de Matrimonio
- Asignación de Nacimiento
- Sala Cuna
- Alimentación (Vales de Almuerzo)
- Seguro de Invalidez.
- Seguro de Cesantía.
- Costo de Mutualidad.

El cálculo de estos beneficios se encuentra en el archivo “RemuneracionesETT2010.xls”, el cual no fue enviado por el consultor ya que, de acuerdo con las respuestas del consultor, contiene la encuesta Price que fue adquirida con el compromiso de no distribuir.

Ante la imposibilidad de acceder a los archivos que contienen los cálculos del consultor, y con el objeto de revisar los valores del estudio, con los topes legales correspondientes y sujetos a las remuneraciones informadas en la encuesta ocupada por el consultor, se realizaron estimaciones de costos de los beneficios antes nombrados:

- Seguro de Cesantía = US\$ 173.357
- Seguro SIS = US\$ 87.492
- Mutua = US\$ 68.621
- Colación = US\$ 200.470 (costo de \$3.000 pesos diarios, por 11 meses y 18 días por mes)
- Asignación de Matrimonio = US\$1.197
- Asignación de Nacimiento = US\$1.994
- Sala Cuna = US\$2.214

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

La suma del costo total anual de estos beneficios es de US\$ 535.344, lo que arroja un costo superior a lo informado por el consultor.

**SOLICITA:** Se solicita corregir los costos de los beneficios considerados por el consultor en el estudio que alcanzan la suma de US\$535.344, las cuales se presentan desglosados a continuación:

- Seguro de Cesantía = US\$ 173.357
- Seguro SIS = US\$ 87.492
- Mutua = US\$ 68.621
- Colación = US\$ 200.470 (costo de \$3.000 pesos diarios, por 11 meses y 18 días por mes).
- Asignación de Matrimonio = US\$1.197
- Asignación de Nacimiento = US\$1.994
- Sala Cuna = US\$2.214

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del Consultor, por considerarse adecuada.

**Transelec – 36: Compensación bruta**

La encuesta SIREM XXI menciona varios otros beneficios, presentes en un alto porcentaje entre las empresas encuestadas, los cuales no fueron considerados por el consultor. El siguiente es el listado de beneficios no considerados por el consultor:

- Asistencia Médica.
- Bono Escolar.
- Beneficio defunción.
- Seguro de Vida.
- Asignación de turno.
- Préstamos varios.
- Beneficio vacaciones.

Todos los beneficios que son considerados están relacionados con políticas o prácticas del mercado general, así como necesidades específicas del trabajo de la CTT.

**SOLICITA:** Se solicita la incorporación de los beneficios no considerados por el consultor, que alcanzan un costo anual de US\$522.534, los cuales se presentan desglosados a continuación.

- Asistencia Médica = US\$138.497
- Bono Escolar = US\$13.820
- Beneficio defunción = US\$1.396
- Seguro de Vida = US\$51.052
- Asignación de turno = US\$242.424
- Préstamos varios = US\$15.219
- Beneficio vacaciones = US\$59.827

Se adjunta carta de PWC, en el Anexo N° 08 "Carta PWC por remuneraciones.pdf", en donde se mencionan estos beneficios.

**Respuesta:** El Consultor consideró los beneficios que están presentes en el 60% de las empresas encuestadas. Las vacaciones y Fiestas Patrias están incluidas en los beneficios que constituyen renta que están incorporados en la remuneración bruta de la CTT.

**Transelec – 37: Ítem de sobretiempos**

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

En las observaciones al informe final se señaló al consultor que al consultar con la empresa Price (dueña de la encuesta SIREM XXI) acerca de si tiene incorporado el ítem de sobretiempos respuesta fue negativa, indicando que sólo las remuneraciones fijas y seguras son consideradas en la encuesta y las horas extras no tienen ninguna de estas características. Además, hacen alusión a que incorporar este ítem dentro de una encuesta de remuneraciones es un error grave metodológico.

El Consultor en su respuesta señala que:

"Respecto a las horas extraordinarias, el Consultor basa sus afirmaciones en información entregada por la propia empresa Price. En Anexo del informe que contiene el listado de elementos que componen la remuneración bruta, aparece el ítem "horas extraordinarias", como parte de "otros imponibles y tributables". Consultada la empresa Price acerca de cómo se considera este ítem dentro de la remuneración bruta, ésta señala que cuando un cargo presenta pago por este concepto, mensualiza el promedio de los costos de horas extraordinarias de los últimos tres meses anteriores a la elaboración de la encuesta y los incluye en la remuneración bruta".

Nuevamente se hizo la consulta a Price sobre el ítem de horas extraordinarias e indicaron que no están consideradas en el estudio. Se adjunta carta de la empresa PWC, en Anexo N° 08 "Carta PWC por remuneraciones.pdf", en la cual en su página N° 3 señala que el ítem de horas extraordinarias no está considerado en las remuneraciones.

SOLICITA: Se solicita la incorporación del costo de Sobretiempos dentro de la remuneración del personal de la CTT, correspondiente a un monto anual de US\$ 439.564. Dicho monto se basa en una estimación de horas destinadas a mantenimientos e intervenciones del sistema troncal, que ascienden a 22.954 horas.

Las horas antes estimadas tienen relación con los trabajos anuales que se deben realizar en la CTT, relacionados con conexiones, mantenimientos, etc. Que por su naturaleza deben de realizarse en horarios considerados como Sobretiempos, es decir, en horarios de bajo consumo del sistema como son las madrugadas y los fines de semana.

Se adjunta Anexo N° 08 "Carta PWC por remuneraciones.pdf" donde se indica que las horas extraordinarias no están consideradas en las remuneraciones del estudio.

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del ETT por considerarse adecuada. Adicionalmente, esta Comisión considerada improcedente la solicitud de Transelec, debido a que el monto por concepto de horas extras incluido en el dimensionamiento de la dotación de la CTT debe ser mínimo por su característica de gestión eficiente.

**Transelec – 38: Ítem indemnización por años de servicio**

En la respuesta a las observaciones del informe final el consultor señala que el ítem indemnización por años de servicio forma parte de los beneficios no constitutivos de renta y que han sido incluidos en los costos de administración de la CTT (ver respuesta a observación N° 113)

Revisando los costos de administración de la CTT, en el archivo "Costos de Administración.xls", en el ítem otros costos podemos encontrar el gasto por "Rotación de Personal". Sin embargo este ítem refleja solo el costo de rotación normal de personal de la CTT, reflejando en algún sentido los costos asociados al despido del personal que no cumpla con el desempeño mínimo exigido para el personal de una empresa del nivel de exigencia como el de la CTT.

Por otro lado este ítem en ningún caso refleja el beneficio de indemnizaciones por años de servicio entendido como tal, que en general se le otorga al rol Profesional especializado, Jefaturas y a la línea Ejecutiva de la compañía. Como ejemplo de lo anterior y de acuerdo a los resultados de la encuesta SIREM XXI, este beneficio es otorgado por el 46% de las empresas medianas grandes, diferenciándose entre indemnizaciones a todo evento o a través de convenios colectivos, las primeras relacionadas con el Rol Ejecutivo de la empresa y la segunda con los Profesionales Especialista / Jefaturas.

Ahora considerando la cantidad de profesionales que se consideran dentro de la línea Profesional / Jefaturas / Ejecutivos, el costo anual de dicho beneficio estimado solo para la plana Ejecutiva alcanza un total de US\$83.433

SOLICITA: Solicitamos incorporar el costo del Beneficio relacionado con Años de Servicio, esto adicional al considerado por rotación del personal de la CTT.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Como referencia dicho costo alcanza los US\$83.433 al año, solo para la plana ejecutiva de la CTT, es decir, Gerente General, Fiscal, Gerente de Finanzas, Gerente de Administración y Recursos Humanos, Gerente Comercial y Gerente de Explotación.

**Respuesta:** Las indemnizaciones por año de servicio calculadas según las disposiciones legales están incluidas dentro del segmento de personal que se retira con derecho a indemnización.

**Transelec – 39: Costo de mantenimiento correctivo extraordinario**

En el informe N°2 se observo al consultor que en la planilla de cálculo "Costo Mantenimiento de Correctivo Líneas.xls" no están considerados todos los mantenimientos extraordinarios que se realizan a las líneas troncales. Se solicitó considerar todas las actividades de mantenimiento extraordinario de líneas, informados como parte de los mantenimientos correctivos del archivo "Mantenimiento Extraordinario Troncal.xls", enviado al Consultor como parte de los antecedentes.

En su respuesta el consultor señala que (ver respuesta a Observaciones Informe 2, observación N° 4.101):  
"Se incorporan los mantenimientos correctivos incluidos en el archivo "Mantenimiento Extraordinario Troncal.xls" considerando sólo los mantenimientos efectuados durante el período 2006-2009 y de aquellas instalaciones pertenecientes al troncal".

Al revisar los informes posteriores se pudo constatar que el Consultor no incorporó los mantenimientos observados. Por lo tanto, en las observaciones al informe final se insistió en la solicitud, indicando nuevamente que de la planilla de cálculo "Costo Mantenimiento Correctivo Líneas.xls" no están considerados todos los mantenimientos extraordinarios que se realizan a las líneas troncales, aún cuando el consultor, en su respuesta a las observaciones anteriores, había señalado que se consideraría. Se solicitó incorporar efectivamente en la valorización del COMA los costos de las actividades desarrolladas como mantenimiento extraordinario, realizadas a instalaciones troncales en el periodo 2006 – 2009, el monto actualizado asciende a US\$ 92.700 anuales.

En su respuesta a esta nueva observación el consultor señaló que no se acogía la observación ya que se habían incluido todos los costos de mantenimientos extraordinarios realizados durante el periodo 2006-2009. Estos costos se obtuvieron de la planilla "Mantenimiento Extraordinario Troncal.xls". Además, indico que los mantenimientos que faltan se encuentran valorizados en el mantenimiento correctivo de equipos.

Al efectuar la revisión indicada se pudo constatar que los mantenimientos extraordinarios de líneas no se encuentran valorizados en el mantenimiento correctivo de equipos. La planilla de mantenimiento correctivo de equipos no contienen la información de los mantenimientos extraordinarios de líneas,

El archivo "Mantenimiento Extraordinario Troncal.xls" contiene trabajos de mantenimiento por un monto total de US\$106.348, de los cuales el consultor sólo considera un trabajo por un monto de US\$13.648. Falta considerar trabajos de mantenimiento extraordinario por un monto de US\$92.700 anuales. Solicitamos incluir efectivamente esta información.

**SOLICITA:** Se solicita incorporar efectivamente en la valorización del COMA los costos de las actividades desarrolladas como mantenimiento extraordinario, realizadas a instalaciones troncales en el periodo 2006 – 2009, que se encuentran en el archivo "Costo Mantenimiento de Correctivo Líneas.xls". El monto actualizado asciende a US\$ 92.700 anuales.

**Respuesta:** Los costos tomados en cuenta por el Consultor son sólo los considerados efectivamente Correctivos, aplicables al Troncal, y que además correspondieran a los incurridos entre los años 2006 y 2009. Del archivo "Mantenimiento Extraordinario Troncal" ("CORRECTIVO 4 AÑOS (97-2003)" en el ModeloETT2010), se desprende que las celdas vacías entre las columnas D y G indican que el "total general" de la columna H no ocurrió esos años.

**Transelec – 40: Corte de árboles**

Planilla de cálculo "Corte de Arboles ETT 2010.xls".

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

En la revisión de la hoja "Vegetación Solo Troncal" se puede observar que el consultor no considera los siguientes costos:

- Brigada corte, poda, retiro material (\$128 millones/año), equivalentes a la proporción empleada en el trabajo de corte de árboles hasta 10 metros.
- Trabajo de corte de árboles hasta 10 metros (\$77 millones/año)
- Corte de renuevos (\$1,5 millones/año)

Estas obras corresponden a mantenimientos ejecutados en la franja de seguridad producto de la vegetación, efectuados con el contratista a través de los contratos SM2004 y SM2008.

Transelec emitió esta observación en el informe N° 2 y también en el Informe Final. El consultor, en ambas oportunidades ha señalado que sólo considera los costos correspondientes a los árboles de más de 10 metros de altura, porque son aquellos que están al borde de la franja de seguridad. Los costos por árboles de menor altura corresponden al ítem roce franja de servidumbre.

En este contexto es necesario aclarar los trabajos de "roce de franja de servidumbre" y los trabajos de "corte y poda de árboles":

a). Roce Franja Servidumbre: El Roce de la franja de seguridad se realiza con una empresa especialista en el tratamiento de vegetación. Esta labor no tiene mayor relación con trabajos con riesgo eléctrico. Este es un proceso que se licita y se declara como roce, y no presenta riesgo para las instalaciones.

b). Corte y Poda de Árboles: Por otro lado, el corte y poda de árboles se realiza con el contratista de mantenimiento habitual, independiente de la altura del árbol. Aquellos árboles con altura inferior a 10 metros deben ser manejados adecuadamente para evitar que en algún momento generen riesgo para las instalaciones. Independiente del tamaño de la franja de seguridad, todos los árboles que tengan proyección de caída sobre los conductores deben ser manejados (podados o cortados).

Por estos motivos los costos de "roce de franja de servidumbre" y los costos de "corte y poda de árboles" se declaran de manera independiente, en archivos diferentes.

Por los motivos señalados insistimos que dentro de los costos de COMA falta considerar costos por un total de \$207 millones, que se desglosan en la siguiente tabla:

	VALORES INFORMADOS POR TRANSELEC	VALORES CONSIDERADOS POR CONSULTOR	ITEMS DEBEN SER CONSIDERADOS
	\$/año	\$/año	\$/año
BRIGADA CORTE, PODA, RETIRO MATERIAL COR	329.592.560	201.393.071	128.199.489
CORTE O PODA ARBOLES, MÁS 10 M ALTURA	167.952.480	167.952.480	77.552.671
INSP. SUPERF. ROCE Y/O RECEPCION TR ROC	634.055	634.055	0
PODA ORNAMENTALES O FRUTALES EN BLOQUE	3.170.412	3.170.412	0
CORTE ARBOLES HASTA 10 M ALTURA	77.552.671	0	0
CORTE DE RENEUVOS	1.460.601	0	1.460.601
<b>TOTAL</b>	<b>580.362.779</b>	<b>373.150.018</b>	<b>207.212.761</b>

SOLICITA: Se solicita incorporar en la valorización del ítem Corte de árboles los siguientes costos informados en la planilla de cálculo "Corte de Arboles ETT 2010.xls" y que también corresponden al mantenimiento de la franja de seguridad:

- Brigada corte, poda, retiro material (\$128 millones/año)
- Trabajo de corte de árboles hasta 10 metros (\$77 millones/año)
- Corte de renuevos (\$1,5 millones/año)

**Respuesta:** No se acoge la solicitud de Transelec, toda vez que en el ETT se ha establecido como mantenimiento el roce, para el control del crecimiento de árboles dentro de la franja. El corte de árboles se refiere a los que están al borde o más bien fuera de la franja y mayores de 10 metros, que son una amenaza potencial para las líneas.

**Transelec – 41: Costo de mantenimiento de instalaciones de telecomunicaciones**

Para determinar el costo de mantenimiento de las instalaciones de Telecomunicaciones, el Consultor se basa en los contratos vigentes informados por Transelec. Declara reconocer sólo el 85% de los costos de dichos contratos porque el resto representa las instalaciones no pertenecientes al SIC.

Es decir el Consultor al aplicar el factor 85% ha dimensionado el costo de los contratos necesarios para las instalaciones troncales y no otras. Sin embargo, posteriormente a dicho costo le vuelve aplicar una prorrata de 51%, suponiendo que los contratos ya depurados sirven a instalaciones de subtransmisión y adicionales.

Las instalaciones de telecomunicaciones y los contratos de mantenimiento de dichas instalaciones no deben considerarse parte de las instalaciones comunes, ya que al considerarlos de esta forma se están aplicando economías de ámbito.

En efecto, la mayor parte de las instalaciones de telecomunicaciones, y por consiguiente, los contratos de mantenimiento asociados a esas instalaciones sirven a las líneas que forman parte del sistema de transmisión troncal.

En las bases definitivas del Estudio de transmisión troncal se solicitó eliminar el siguiente párrafo:

“Adicionalmente, el consultor deberá estudiar y considerar las economías de alcance con otros segmentos de la industria eléctrica, especialmente con otras actividades de transmisión” porque era una exigencia ajena al espíritu y letra de la ley.

El Panel de Expertos, en el Dictamen N° 14-2009, determinó eliminar dicha frase por no encontrar sustento en la ley para dicha exigencia.

**SOLICITA:** Se solicita revisar el criterio de asignación del costo de los contratos de mantenimiento de telecomunicaciones al sistema troncal, no aplicando la prorrata correspondiente a instalaciones comunes de subestaciones. Aplicar el concepto de instalaciones comunes a las instalaciones y contratos de telecomunicaciones ya depurados como los mínimos necesarios para las instalaciones troncales, significa aplicar el concepto de economía de alcance, concepto que está fuera de las bases del Estudio de Transmisión Troncal, de acuerdo al Dictamen N° 14-2009 del Panel de Expertos.

**Respuesta:** Se mantiene propuesta del ETT por considerarse adecuada en el contexto que los antecedentes corresponden a contratos que establecen precios para labores y actividades sobre instalaciones.

**Transelec – 42: Elección de Flexline como Software ERP**

Entre las observaciones realizadas al informe preliminar N°2 se señaló al consultor que respecto de la elección de Flexline como Software ERP, consideramos que este software no cubre ni asegura una correcta y eficiente gestión administrativa considerando el tamaño de la CTT y su complejidad administrativa y operacional, particularmente para la problemática de gestión de activos y gestión del mantenimiento. Se solicitó que se considerara el software SAP como ERP de la CTT.

En su respuesta el consultor señaló que:

“El Consultor ha adquirido mayor conocimiento en materia de ERP, mediante la asesoría de un experto en estos sistemas de gestión. Luego de un estudio y análisis de la potencialidad y alcance de los sistemas Flexline ERP, el Consultor ha concluido que es adecuado y se ajusta razonablemente a las necesidades de gestión de una empresa que administra, opera y mantiene las instalaciones troncales existentes”.

En las observaciones al informe preliminar N°4, nuevamente se mencionó al consulto que Flexline no cubre ni asegura una correcta y eficiente gestión administrativa. Además, Flexline no posee módulo de mantenimiento, que resulta clave y

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

fundamental para una empresa que dentro de su core business está la administración, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión eléctrica.

En su respuesta el consultor nuevamente da una respuesta similar a la anterior:

"El Consultor ha adquirido mayor conocimiento en materia de ERP, mediante la asesoría de un experto en estos sistemas de gestión. Luego de un estudio y análisis de la potencialidad y alcance de los sistemas Flexline ERP, el Consultor ha concluido que es adecuado y se ajusta razonablemente a las necesidades de gestión de una empresa que administra, opera y mantiene las instalaciones troncales existentes".

El consultor además especifica que salvo el modulo de mantenimiento Flexline cubre todas las otras necesidades. Insistimos que el software ERP SAP es la herramienta que ofrece la mejor alternativa en cuanto a seguridad y eficiencia en la operación, mantenimiento y administración de los activos de una empresa como la CTT, ya que SAP es un ERP Worl Class probado.

La solución propuesta por el consultor no asegura niveles adecuados de servicio, funcionalidad y seguridad de la información, para una gestión eficiente de la CTT. En la siguiente tabla se presenta el costo de las licencias, el mantenimiento, la instalación de la plataforma informática y los costos de software y hardware considerados por el Consultor en su solución Flexline. Estos se comparan con los costos de la solución SAP, necesarios para el correcto funcionamiento del ERP. Se puede apreciar que el costo de la solución Flexline del Consultor alcanza los \$127 millones, mientras que la solución SAP, de mayor robustez, seguridad y confiabilidad, alcanza el valor de \$193 millones.

<b>Concepto</b>	<b>Flexline Consultor</b> Millones de \$	<b>Sap CTT</b> Millones de \$
<b>Licencias, Implantación y Mantenimiento.</b>	<b>24</b>	<b>72</b>
<b>Plataforma Informática</b>	<b>42</b>	<b>42</b>
<b>Software y Hardware</b>	<b>61</b>	<b>79</b>
<b>Total Inversión Anualizada</b>	<b>127</b>	<b>193</b>

A continuación se describen brevemente los conceptos comparados.

**Revisión de Licencias, Implantación y Mantenimiento:**

La compra de licencias, proceso de implantación y el mantenimiento de un ERP SAP como el que necesita la CTT alcanza el valor de \$72 millones. SAP es la herramienta que ofrece la mejor alternativa en cuanto a seguridad y eficiencia en la operación, mantenimiento y administración de los activos.

**Plataforma informática:**

Se mantuvo el costo de la plataforma informática dimensionada por el consultor. Su valor alcanza los \$42 millones.

**Revisión de Software y Hardware para Operar el ERP:**

Los servidores propuestos por el consultor sólo pueden cubrir las necesidades básicas de archivos compartidos y gestión de usuarios e impresoras, requiriéndose adicionalmente, para el funcionamiento de cualquier ERP, al menos 3 servidores de características superiores a las cotizadas por el consultor, para brindar una adecuada continuidad de funcionamiento del ERP. Por aspectos de seguridad, desempeño y buenas prácticas, no es recomendable considerar un mismo servidor para soportar la aplicación y su correspondiente base de datos, es así que en línea con los estándares de la industria se requiere como mínimo un servidor de aplicación para el ERP, otro para Base de Datos y al menos un tercero para operar en caso de contingencia o falla de los anteriores. El consultor tampoco ha considerado las licencias SQL server necesarias y no ha considerado un número suficiente de licencias Windows Server. El valor de software y hardware necesarios para un sistema ERP es de \$79 millones.

**SOLICITA:** Se solicita considerar la compra y mantenimiento del Software SAP como ERP de la empresa, ya que SAP resuelve de manera eficiente la gestión administrativa y operacional de la compañía brindando confiabilidad y cobertura a

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

los requerimientos funcionales de todas las áreas de la empresa, específicamente las relacionadas a la operación y mantenimiento de equipos e instalaciones, funcionalidad que no posee Flexline.

El costo de las licencias, Instalación, mantenimiento, plataforma informática, software y hardware requerido alcanza el valor de \$193 millones.

**Respuesta:** La CTT, por su tamaño, puede trabajar con una plataforma ERP como la que ofrece FLEXLINE, pero también puede trabajar con SAP. El mantenimiento, dado su diversidad de locaciones puede ser atendido perfectamente a través de planillas Excel (como las utilizadas en la modelación del ETT). El uso de Excel para el modelo está en las bases reconociendo su gran capacidad, versatilidad y difusión (sin olvidar el costo).

**Transec - 43 Monto Prima Seguros**

Se solicitó al Consultor utilizar un valor de prima para estimar los costos de cobertura de los bienes físicos de transmisión, excluidas las líneas, que diera cuenta del aumento de costos de dichas primas producto del terremoto del 27 de febrero pasado.

En su respuesta el Consultor señaló que las bases del estudio de transmisión troncal de 2010, establecen que todos los precios utilizados para valorizar tanto el VI (con excepción de las servidumbres, en que se utilizan valores pagados) como el COMA de la CTT, son los precios de mercado vigentes al 31 de Diciembre de 2009.

En rigor, las bases establecen que para el cálculo del VI se deben emplear los valores o precios de mercado observados al 31 de diciembre de 2009. Para el COMA, en cambio, las Bases no señalan que son los precios de mercado vigentes al 31 de diciembre de 2009, sino que deben ser expresados en dólares a diciembre de 2009.

Lo anterior es de toda lógica porque el VI corresponde a la valorización de inversiones realizadas con anterioridad, no así el COMA que debería remunerar los costos eficientes de mantenimiento, operación y administración de la CTT para en el cuatrienio siguiente, o sea 2011 a 2014.

Como Transec se ve enfrentada renovar los seguros por sus instalaciones para los próximos años realizó el proceso de contratación y efectivamente se verificó que las tasas de la primas subieron y son las que tendrá que pagar en los años que dicen relación con el periodo tarifario motivo de este estudio. En Anexo N° 09 "Cotización Bienes Físicos RSA" se incluye una copia de la cotización recibida de la empresa aseguradora RSA donde se aprecia que la Tasa Neta Anual asciende a 2,1 %.

Adicionalmente, en el Anexo N°10 se incluye carta de AON Risk en la cual se certifica que las condiciones obtenidas en la última licitación de seguros son términos promedios normales del mercado asegurador para el presente periodo. Además se señala que: "De acuerdo a tendencias y proyecciones de mercados nacionales e internacionales vigentes, estas tasas, tanto en Chile como en el extranjero, se debieran mantener estables o con muy pocas variaciones por los próximos años".

Como se ha mencionado anteriormente, de acuerdo con las bases técnicas el Estudio de Transmisión Troncal debe calcular los costos de mantención, operación y administración eficientes requeridos para operar, mantener y administrar las instalaciones troncales durante el periodo de cuatro años en que estos valores regirán, o sea el periodo 2011 a 2014.

**SOLICITA:** Se solicita corregir la tasa empleada para calcular la prima del seguro por los bienes físicos de subestaciones, conforme a los precios de mercado que actualmente se encuentran vigentes para asegurar las instalaciones en el cuatrienio próximo.

Se adjunta Anexo N° 09 "Cotización Bienes Físicos RSA" donde se aprecia que dicha tasa es 2,1 por mil.

Se adjunta Anexo N° 10 "Carta AON Risk" donde se certifica que las condiciones obtenidas en la última licitación son términos de mercado y que de acuerdo a las proyecciones de mercado vigentes estas tasas se mantendrán estables por los próximos años.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

**Respuesta** De acuerdo a lo establecido en las bases, se deben desestimar efectos coyunturales, para efecto de valorizar instalaciones. Adicionalmente resultaría discriminatorio si sólo se utilizan aquellos que han subido. Esta Comisión estima que los costos modelados son adecuados.

**Transec – 44 Daños Emergentes**

Se solicitó al Consultor incorporar en el COMA un monto asociado a los "Daños Emergentes a las Líneas de Transmisión debido a que las empresas de transmisión de electricidad deben enfrentar costos de reparar daños a las líneas de transmisión que no están incorporados en las actividades de mantenimiento correctivo. El nivel de riesgo que las líneas de transmisión enfrentan viene dado por actividades de vandalismo, incendios, movimientos sísmicos, interferencia de terceros y robo de conductor, entre otros.

Frente al nivel de riesgo en las líneas de transmisión troncal, en su respuesta el Consultor se refirió sólo al posible robo de conductores, indicando que este riesgo no corresponde porque en el caso de las líneas troncales sus conductores son de aluminio y no de cobre.

Respecto de otros posibles riesgos el consultor señaló: "Otros eventos declarados por la empresa de referencia, en líneas troncales, involucran montos muy bajos, y no son recurrentes, por lo que no es posible determinar un costo anual por este concepto."

Cabe hacer presente que se trata de reconocer un monto por eventuales daños futuros que puedan sufrir las líneas y no necesariamente los daños pasados.

El Panel de Expertos en su Dictamen N° 1/2007 reconoció en el proceso tarifario anterior la solicitud de incorporar un monto de autoseguro para la líneas en la medida que los costos de reparar daños causados por accidentes o siniestros no están incorporados en las actividades del mantenimiento correctivo.

SOLICITA: Por lo señalado en la observación se solicita al Consultor que se determine y se incorpore en el cálculo del COMA el costo esperado de los siniestros no considerados en las actividades de mantenimiento correctivo en las líneas de transmisión troncal. Este costo alcanza el valor de US\$100 miles anuales.

**Respuesta** Esta Comisión estima adecuado lo incluido por el Consultor del ETT.

**Transec – 45 Presupuesto Financiamiento CDEC.**

El informe señala: El Consultor consultó el presupuesto oficial actualizado de gastos de operación e inversión del CDEC para el año 2010, así como el porcentaje de participación de la empresa de referencia en la cuota. El monto así obtenido se ajustó en función de los kilómetros de línea troncal con respecto al total de kilómetros de línea de la empresa de referencia (81.5%), resultando en un valor anual de US\$ 631.776.

Transec sostuvo ante el Consultor que el presupuesto del CDEC SIC para el año 2010 no era el monto representativo de los costos que la empresa de transmisión troncal deberá enfrentar los años del periodo tarifario 2011 -2014. Para ello le hizo llegar un presupuesto elaborado por la Dirección de Administración y Presupuesto del CDEC-SIC con la mejor estimación que ese organismo hace de los costos que deberá enfrentar en el citado periodo.

El Consultor en su respuesta señala que:

"El Consultor sostiene que la mejor representación de los gastos del CDEC para el periodo tarifario 2011 - 2014 es el presupuesto del año 2010 elaborado por el propio CDEC.

Al Consultor no le parece razonable utilizar la proyección contenida en la carta recibida en el Anexo N° 11 para los años 2011- 2014, pues la dicha carta señala que la proyección incluye una estimación del proyecto SCADA "que actualmente se encuentra en sus primeras etapas de análisis" y que dichos valores son estimados según primera especificación funcional."

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Es decir, el Consultor desestimó utilizar como antecedente válido el presupuesto elaborado por el propio CDEC porque se basaba en datos preliminares del proyecto SCADA prefiriendo usar el presupuesto aprobado 2010 como costo representativo de los años 2011 – 2014.

Transelec sostiene, y así lo hizo presente al Consultor en sus observaciones, que el CDEDC-SIC deberá enfrentar durante el periodo 2011-2014 inversiones que no estuvieron presentes el año 2010 (proyecto SCADA) y por lo tanto el presupuesto 2010 no es representativo de los costos de los próximos años.

Además, la prorrata de pago considerada por el Consultor la estima para la empresa de referencia (Transelec) debiendo ser calculada para el conjunto de empresas propietarias de instalaciones troncales puesto que la Compañía de Transmisión troncal que el Consultor está modelando opera y administra al conjunto de instalaciones troncales y no sólo las de un propietario.

Actualmente, el presupuesto 2011 se encuentra con informe favorable de la CNE. En Anexo N° 12 se encuentra copia de la resolución CNE N° 867 del 29 de diciembre del 2010, donde se informa favorablemente presupuesto anual del Centro de Despacho económico de Carga del Sistema Interconectado Central, para el año 2011. De acuerdo con dicha resolución dicho presupuesto anual asciende a \$ 4.715.256.000

Por otra parte también en el Anexo N° 13, se encuentra el archivo "Prorratas\_Presupuesto Ene-Feb-Mar 2011 vdef2.xls" extraído de la página web del CDEC-SIC, donde se determina el porcentaje de participación de los distintos integrantes en el pago del presupuesto de dicho organismos. De acuerdo con dicho documento, la prorrata de pago de sector Transmisión Troncal de SIC alcanza a 25,363 %

Se solicita corregir el monto considerado para el financiamiento del CDEC, según lo siguiente:

- Considerar como prorrata de pago de la CTT (opera el conjunto de instalaciones troncales del SIC) la correspondiente a la prorrata de pago del sector Transmisión Troncal del SIC calculada por el CDEC: 25,363%
- Considerar como presupuesto anual del CDEC-SIC, el promedio del presupuesto aprobado 2011 y el proyectado para los años 2012 al 2014 según carta del Director de Administración y Presupuesto, cuya copia se adjunta en Anexo N° 11.

Es decir, considerar US\$ 1.807.735.- como monto anual a pagar por la CTT para el financiamiento del CDEC. Valor que corresponde al promedio de los siguientes montos anuales:

- 2011: 25,363% de \$ 4.715.256.000 = US\$ 2.387.087 (presupuesto con informe favorable de la CNE)
- 2012: 25,363% de 174.364 UF = US\$ 1.848.656 (proyectado por la DAP del CDEC-SIC)
- 2013: 25,363% de 139.821 UF = US\$ 1.482.421 (proyectado por la DAP del CDEC-SIC)
- 2014: 25,363% de 142.684 UF = US\$ 1.512.776 (proyectado por la DAP del CDEC-SIC)

La tasa de cambio y el valor de la UF empleadas corresponden a los valores vigentes al 31 de diciembre de 2009.  
1US\$= \$501 1UF= 20.942,88

SOLICITA: Se solicita corregir el cálculo efectuado por para determinar el monto correspondiente al financiamiento del CDEC, el que de acuerdo a los cálculos que se presentan dicho monto asciende a US\$ 1.807.735 anuales.

**Respuesta** Se calculo un nuevo financiamiento para el CDEC, considerando el presupuesto aprobado por la CNE para el CDEC-SIC (años 2010-2011), el presupuesto proyectado por el CDEC-SIC (años 2012-2013) y las prorratas para el financiamiento del presupuesto del primer trimestre del año 2011 del CDEC-SIC.

**Transelec – 46 Costos de Memorias Anuales**

En las observaciones al informe N° 2 se indicó al consultor que se había omitido el gasto en Memorias. El consultor argumento que el costo es irrelevante por el carácter social de la CTT.

**Comisión Nacional de Energía**  
**Miraflores 222, piso 10, Santiago**

En las observaciones al informe final preliminar se insistió en que la CTT está obligada a la emisión de una memoria. En dicha oportunidad el consultor respondió que la empresa modelada no necesita tener más de dos accionistas y que la memoria requeriría un número reducido de ejemplares, por lo cual la observación no se acogió.

La CTT modelada es una empresa con activos en instalaciones de transmisión eléctrica que representan US1.400 millones en VI. Por otro lado, la resolución exenta N°13, del 6 de enero de 2011, aprueba el plan de expansión de transmisión troncal para los doce meses siguientes. En este documento se presenta un plan de obras nuevas por un monto de más de US\$800 millones.

El artículo N° 7 del DFL N° 4 establece que las empresas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Así, la CTT está sujeta a lo dispuesto en la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas, en particular, a lo indicado en el artículo 74 de esa Ley. En ese cuerpo legal se establece la obligación de toda Sociedad Anónima Abierta de emitir una Memoria Anual y de hacerla llegar a la Superintendencia de Valores y Seguros y a los accionistas de la empresa, entre otros, en los plazos y forma determinados en el D.S de Hacienda N° 587 de 1982, también conocido como Reglamento de las Sociedades Anónimas.

Además, la CTT, como sociedad anónima abierta, por ley debe realizar juntas de accionistas y previo a estas juntas está obligada a publicar sus estados financieros de su memoria en un diario de circulación nacional.

En consecuencia, nuevamente insistimos que los gastos que la CCT debe realizar para elaborar, editar, imprimir y distribuir la Memoria Anual es una obligación impuesta a la CCT por las distintas leyes que le son aplicables.

SOLICITA: Solicitamos incorporar los costos de confección, edición, impresión y distribución de la Memoria Anual entre los gastos de administración de la CTT. El costo por este concepto es de US\$15 miles anuales.

**Respuesta** Se mantiene lo propuesto por el Consultor del ETT por considerar adecuado.

**Traselec – 47 RSE**

La RSE es una participación activa y voluntaria al mejoramiento social, económico y ambiental en el ámbito en que se mueve y participa la empresa. Una empresa como la CTT debe establecer relaciones de confianza, transparencia y mutuo beneficio con las comunidades donde efectúa sus labores, además de gestionar los impactos de sus operaciones en la comunidad de manera proactiva, por ejemplo el gran temor de la población por los campos electromagnéticos que emanan las líneas y el tratamiento de temas para mitigar la percepción del ruido que generan. Ante eso y una difícil posición de la gente que implique un riesgo para el sistema. La CTT debe buscar además ser reconocida como un buen ciudadano corporativo a través del mejoramiento de la calidad de vida de su zona de influencia directa (subestaciones).

En vista del fuerte plan de inversiones que se vislumbra hacia delante, es fundamental el desarrollo de la responsabilidad social para consolidar una convivencia armónica y relaciones de mutuo respeto, con el objetivo de lograr los acuerdos para realizar las inversiones que el país necesita.

La CTT, como empresa de transmisión troncal, debe tener planes de acción de Responsabilidad Social Empresarial. Algunos de los cuales serían los siguientes:

- *Programas para promover la eficiencia energética, a través de concursos y exposiciones.*
- *Estudios de Biodiversidad. Se deben realizar estudios de biodiversidad para reconocer el impacto de los tendidos eléctricos en lugares que requieran cuidados especiales con el entorno.*
- *Inversión social. Realizar programas orientados principalmente a desarrollar proyectos que apunten a fortalecer a los pequeños proveedores de bienes y servicios.*
- *Recuperación de Espacios Públicos. Realizar programas de mejoramiento del entorno de las subestaciones en conjunto con la comunidad.*
- *Realizar programas cuyo objetivo es formar en hábitos de vida saludable, motivar la práctica deportiva y entregar conocimientos de Educación Física y de alimentación saludable.*
- *Educación. Realizar exposiciones acerca de lo que significa la energía eléctrica y su impacto y beneficios en la sociedad.*

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Una empresa como la CTT, con activos distribuidos a lo largo de todo Chile debe buscar poner en perspectiva el importante rol social que desempeña. Es así que esta empresa debe tener la política de Responsabilidad Social Empresarial de "buenos vecinos", ya que tiene una vasta cobertura en los más de 3.000 kilómetros de territorio que abarca desde Arica a Chiloé, presencia en 13 regiones del país e interacción directa con 138 comunas.

La CTT debe realizar un trabajo constante en la mitigación de riesgos sociales y ambientales, creando un vínculo dinámico y proactivo con su entorno, desarrollo de iniciativas que contribuyen a mejorar la calidad de vida en las comunidades de influencia directa y del país.

**SOLICITA:** Se solicita revisar el gasto por concepto de Responsabilidad Social Empresarial ya que, debido a la dispersión geográfica de la CTT, y la actitud proactiva que debe tener en su relación con la comunidad, el monto asignado es insuficiente para cumplir el rol de buen ciudadano y mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades en donde tiene influencia directa.

El consultor en el informe considera un valor de \$20 millones anuales por concepto de "Responsabilidad Social Empresarial". Estimamos que este monto es insuficiente para cumplir con las tareas que demanda esta obligación, ya que un presupuesto para llevar adelante programas de RSE como los descritos superan los \$350 millones de pesos anuales.

**Respuesta** Esta Comisión estima que no procede lo solicitado por la Empresa.

**Transelec – 48 Auditorías Externas**

Se solicitó al Consultor la revisión del gasto de Auditorías Externas ya que se considera insuficiente para cumplir con las exigencias de la normativa IFRS que se exigiría a una empresa como la CTT.

En su respuesta el Consultor señala que:

"El Consultor ha comparado lo que requieren empresas reguladas con ingresos de operación fijos y determinados por la autoridad y ha concluido que requiere una empresa de auditoría con honorarios como los señalados en el informe final parte II".

Es decir, señala que los \$20 millones son un monto suficiente para la CTT por este concepto.

La CTT modelada es una empresa con activos en instalaciones de transmisión eléctrica que representan US1.400 millones en VI.

La CTT es una empresa intensiva en el uso de capital, por lo que debe estar periódicamente emitiendo y renovando sus deudas y bonos. Las normas IFRS contienen exigencias especiales a las emisiones de bonos y deudas, las cuales necesariamente deben ser auditadas y revisadas.

Como se mencionó anteriormente, el artículo N° 7 del DFL N° 4 establece que las empresas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Así, la CTT está sujeta a lo dispuesto en la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas. En ese cuerpo legal se establece la obligación de toda Sociedad Anónima Abierta de emitir estados financieros públicos y auditados.

Las nuevas normas internacionales de información financiera (IFRS, por sus siglas en inglés) exigen que una empresa como la CTT tenga una auditoría anual. Una empresa de esta magnitud solo puede ser auditada por una empresa de auditoría de primer nivel (E&Y, Deloitte, PWC, KPMG). Estas empresas de auditoría cobran un monto muy similar (estándar en el mercado) el cual asciende aproximadamente a UF 3500 anuales.

Además, producto de lo nuevas que resultan en Chile la aplicación de estas normas, es necesario contratar asesorías por IFRS para su correcta interpretación así como asesorías tributarias.

**SOLICITA:** Se solicita revisar el gasto de Auditorías Externas ya que es insuficiente para cumplir con las exigencias de la normativa IFRS. El costo por este concepto es de \$50 millones anuales.

**Respuesta** Esta Comisión estima adecuado el criterio utilizado por el Consultor.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

#### **Transelec – 49 Patentes Comerciales**

En el informe final parte II el consultor hizo una revisión de la ley de rentas municipales, decreto ley 3.063, y de la valorización de las instalaciones troncales de la CTT, concluyendo que la CTT debiera pagar, por concepto de patentes comerciales, un costo anual de US\$500 miles.

Sin embargo, el consultor señala que el decreto ley 3.063 en su artículo 24 establece una limitación al capital propio que no puede exceder los 4.000 unidades tributarias, con lo cual se limitó el pago de patentes de la CTT a US\$294 miles.

El decreto ley 3.063 fue actualizado en febrero del 2010, en el cual la limitación al capital propio tributario se duplicó, llegando a 8.000 unidades tributarias.

Por lo tanto, recogiendo las conclusiones del consultor en su respuesta a las observaciones anteriores, el pago de patentes comerciales de la CTT debe ser corregido y aumentado al valor de US\$500 miles.

En Anexo N° 14 se adjunta copia del decreto ley 3.063 de rentas municipales donde en su artículo 24 se estipula que el monto a pagar por concepto de patentes municipales es entre el 2 y 5 por mil del capital propio con una limitación al capital propio tributario de 8.000 unidades tributarias.

SOLICITA: Se solicita que se corrija el gasto en patentes comerciales de la CTT en base a las disposiciones contempladas en el decreto ley 3.063 de rentas municipales, actualizada a febrero del 2010, y que se aumente a US\$500 miles anuales.

**Respuesta CNE:** Se calculó un nuevo monto por concepto de Patentes Comerciales considerando la normativa vigente, los pagos efectivos por patente comercial realizado por la empresa durante el año 2009, el valor del capital propio informado en su memoria del mismo año y la asignación a actividades del troncal.

#### **PLANES DE EXPANSIÓN**

##### **Transelec – 50 Plazos Constructivos de Líneas**

En respuesta a la observación N° 8 presentada por el CDEC-SIC en relación con las Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2011-2014 en el Sistema Troncal del SIC, el consultor señala: "El Consultor ha revisado el período de desarrollo de las obras de la zona entre Nogales y Alto Jahuel. Considerando que las distancias son menores a 80 km. para los proyectos presentados lo ha bajado de 5 a 4 años. Por ejemplo, la línea Nogales-Polpaico, cuya publicación en el decreto de expansión fue en septiembre de 2007 y entrará en servicio a fines de febrero de 2011, es decir 3 años y medio."

Más adelante, en respuesta a la observación N° 9 presentada por el CDEC-SIC, el consultor señala: "Debido a que el largo de la línea Lo Aguirre-Melipilla son sólo 50 km, el Consultor la decidió tomar un período de 4 años para este tramo, por lo tanto, la decisión puede postergarse para la revisión anual del 2012."

En ambos casos el Consultor evidencia un desconocimiento de la realidad constructiva de líneas de transmisión, ya que el plazo de construcción de una nueva línea tiene como ruta crítica la definición y acuerdo de las servidumbres de paso, ya sea a través de una concesión eléctrica o de servidumbres voluntarias, la toma de posesión material de los terrenos para iniciar la construcción, y la aprobación del estudio de impacto ambiental, incluyendo los cambios de trazado que pudieron haber sido definidos como parte de las medidas de mitigación. Lo anterior es sin considerar la nueva Ley de Bosque Nativo que puede afectar a la mayoría de las nuevas líneas que se propone desarrollar y que entrará en aplicación cuando se presente la ejecución de esas obras. El tiempo de desarrollo de los procesos anteriores no tiene gran variación entre una línea de 50 km o una de 200 km. A modo de ejemplo cabe señalar que basta que un pequeño grupo de propietarios de terrenos entre en litigio con la empresa ejecutora de la nueva línea para que se produzca un inmediato atraso en todo el proceso de la concesión eléctrica, determinación de los valores a pagar por parte de la Comisión de Hombres Buenos y posteriores obstrucciones (legales o no) a la posesión material del terreno. Todas estas

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

acciones son independientes de la longitud de la línea de transmisión, por lo que no existe una relación lineal, como parece presentarlo el Consultor, entre la longitud de la línea y el plazo de construcción.

En el caso particular de la línea Nogales-Polpaico, los problemas derivados de la negociación con propietarios han llevado a atrasos en el proceso constructivo que ahora se estima permitirían concluir el proyecto en agosto de 2011, si los terrenos son entregados durante el verano de 2011, lo que a la fecha no ha ocurrido. Además, el plazo de construcción de este proyecto fue recomendado por el mismo Consultor y supuso que los plazos de la Ley funcionaban en cada una de sus instancias, lo que no ha sido efectivo y ha llevado a considerar plazos mayores para las nuevas obras de transmisión. En ese proceso, hasta la fecha todos los sobrecostos han debido ser absorbidos por la empresa ejecutora del proyecto.

SOLICITA: Se recomienda a la CNE mantener los plazos de desarrollo de nuevas líneas de transmisión en al menos 5 años.

**Respuesta** Sin perjuicio de los plazos considerados en el presente ETT, los plazos constructivos de nuevos proyectos, obedecen al tipo de proyecto, emplazamiento y longitud, entre otras características que definen cada caso.

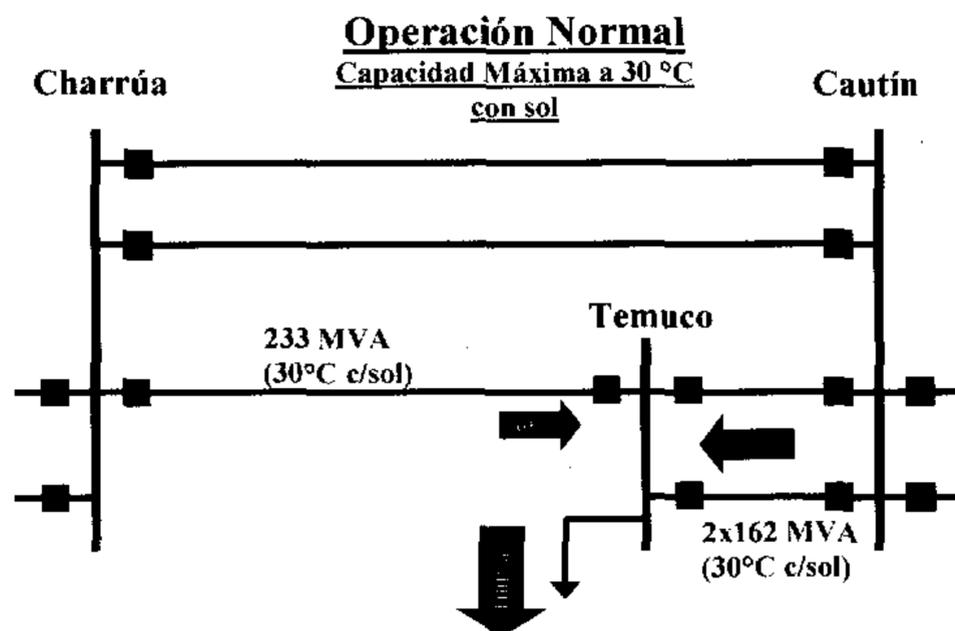
**Transec - 51 Temuco Cautín**

Según se señala en el artículo N° 74 del DFL-4, los sistemas de transmisión troncal corresponden a aquellos que son económicamente eficientes y permiten el abastecimiento de la totalidad de la demanda de cada sistema eléctrico, bajo diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencias y falla, considerando además las exigencias de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS).

El consultor propuso como único tramo troncal que permite dar suministro a la subestación troncal Temuco 220 kV, a la línea 1x220 kV Charrúa - Temuco. No obstante lo anterior, sólo con esta línea no se logra dar seguridad de abastecimiento a esta subestación ante la contingencia de la línea 1x220 kV Charrúa - Temuco. De igual forma, un abastecimiento a la subestación Temuco 220 kV sólo desde Cautín no permitiría dar un suministro seguro a la totalidad de los consumos, ya que su capacidad de transferencia con criterio N-1 desde Cautín hacia Temuco es de sólo 162 MVA, nivel que se verá sobrepasado a partir del año 2011. Debido a lo anterior ambos tramos, 1x220 kV Charrúa - Temuco y 2x220 kV Temuco - Cautín, son necesarios para el abastecimiento de la totalidad de la demanda en la subestación 220 kV Temuco.

Actualmente, los tramos 1x220 kV Charrúa - Temuco y 2x220 kV Charrúa - Cautín, más el tramo 2x220 kV Temuco - Cautín, son las instalaciones que permiten dar respaldo permanente ante contingencias o mantenimientos en fallas en algunas de estas líneas para dar suministro a la demanda de Temuco y las subestaciones conectadas al sur de Temuco.

La figura siguiente muestra la condición de operación normal para el abastecimiento a la subestación Temuco 220 kV.





Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Esta metodología de abordar el problema disminuye el crecimiento residencial, lo que no refleja una situación práctica, ya que los proyectos de este tipo aumentan la demanda del sistema y no por ello provocan una disminución del consumo residencial.

SOLICITA: Se solicita dejar explícito en el informe indicar el nivel de crecimiento por barra, para cada año, tanto de los consumos industriales como residenciales, y justificarlos.

**Respuesta** En el anexo 5 del Informe Final Parte III se presenta la energía anual demandada por cada barra para el horizonte del estudio para los 3 escenarios estudiados. Adicionalmente, esta Comisión estima adecuado los escenarios y sensibilidades realizadas en el estudio. Por otra parte, con ocasión de la revisión anual de la expansión troncal, se efectúan actualizaciones de las hipótesis propias del desarrollo del sistema.

**Transelec – 53 Criterio N-1 en tramos de Transformación**

En el artículo 5-5 de la NTSyCS, que es el único artículo que hace referencia explícita a la planificación de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, se establece que para los sistemas de transmisión troncal, se deberá aplicar el criterio N-1 en cada tramo del sistema de transmisión, sin distinguir entre tramos de líneas y tramos de transformación, por lo que el criterio se debe aplicar para ambos.

La experiencia reciente ha demostrado que las fallas en las transformaciones 500/220 kV tienen un impacto sistémico igual o mayor al de las fallas de líneas, razón por la cual estas contingencias fueron catalogadas como extremas de acuerdo al estudio de "Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas" desarrollado por el CDEC-SIC.

Por ejemplo, la falla del 14 de marzo de 2010 ocurrida en el transformador 500/220 kV de Subestación Charrúa significó la pérdida de 4400 MW en el SIC. Si se valorizan estos consumos a costo de falla de corta duración establecida en la NTSyCS (3240 US\$/MWh), significa un costo horario de 14,3 Millones US\$. Lo que representa aproximadamente un 50% del VI de proyectos de transformación 500/220 kV similares. Si hubiese existido una reserva "en caliente" en transformación 500/220 kV en la subestación Charrúa esta falla no hubiese significado un apagón total del SIC.

Por otro lado, en el artículo 5-8, no se señala que esta exigencia sea aplicable para la planificación del sistema troncal, como sí se señala en el artículo 5-5. El artículo 5-8 corresponde a una exigencia operacional de corto plazo para las transformaciones en los sistemas de transmisión en general (troncal, subtransmisión y adicional). Tal como se señala el artículo 5-8, esta exigencia permite la utilización de EDAC o desconexión manual de carga, lo que está descartado como recurso a utilizar en la planificación del sistema troncal (artículo 5-5 de NTSyCS), por lo que el artículo 5-8 no es aplicable en el proceso de planificación del sistema de transmisión troncal.

Por otra parte, dentro de los problemas metodológicos se puede destacar que la tasa de falla de las unidades transformadoras no es la única variable relevante para determinar la posibilidad de producirse la desconexión de un transformador, sino que también lo es el hecho que la falla de cualquiera de los elementos que afectan al tramo de transformación producen la desconexión de éste.

Debido a lo anterior, es necesario que para un abastecimiento seguro de la demanda se aplique el criterio N-1 de acuerdo a lo señalado en el artículo 5-5 de la NTSyCS, en todos los tramos troncales de transformación, y según lo estipulado en el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases Técnicas del Estudio Troncal, se debió efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases.

Finalmente, es importante tener en cuenta que las consecuencias de un eventual diseño del sistema de transmisión troncal sin criterio N-1 deben quedar explícitas para todos los agentes del mercado, de modo que los riesgos sobre la seguridad de servicio del sistema sean evidentes y así cada agente pueda tomar los respaldos del caso, en particular se debería evaluar los impactos de eventuales fallas sobre la demanda que no sería suministrada, con el correspondiente impacto social sobre la población y su impacto económico sobre la industria nacional.

SOLICITA: Se solicita aplicar el criterio N-1 en los tramos de transformación troncal de acuerdo a lo señalado en el artículo 5-5 de la NTSyCS.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

**Respuesta** Esta Comisión estima que el Consultor, ha dado cumplimiento respecto lo solicitado por esta materia. Sin perjuicio de aquello, es deseable seguir realizando los análisis y estudios correspondientes respecto de la aplicación de este criterio.

#### **Transelec – 54 Criterio N-1 Ajustado**

El “**criterio n-1 ajustado**” utilizado por el Consultor, no aparece en la NTSyCS como un criterio aplicable a la planificación de los sistemas de transmisión troncal.

Dicho criterio es aplicable a la operación de corto plazo en los sistemas (operación diaria), ya que depende de los recursos disponibles del sistema al momento de requerirse y difiere de lo expuesto en el artículo 5-5 de la NTSyCS para la planificación de los sistemas de transmisión.

Por otro lado, tal como señala el Consultor, las medidas permitidas para las distintas severidades (1 a la 5), como EDAC, EDAG o ERAG, son aplicables sólo para la operación del sistema, y no para la planificación de éste.

SOLICITA: Se solicita aplicar el “**criterio n-1**” para la planificación del sistema troncal bajo los términos establecidos en el artículo 5-5 de la NTSyCS.

**Respuesta** El denominado “criterio N-1 ajustado” sólo toma en cuenta la redistribución de flujos después de una contingencia. No considera recursos como EDAC, EDAG o ERAG.

#### **Transelec – 55 Clasificación Obra Nueva Proyecto Lo Aguirre**

En la respuesta a las observaciones el Consultor reitera el criterio expuesto en el capítulo 6 del informe expresado en la Ley y en las Bases para la realización del Estudio de Transmisión Troncal, donde las obras nuevas serán clasificadas como tales en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales.

Al respecto es necesario tener presente que aquellas obras de un proyecto de expansión que **afecten a una instalación existente, ya sea cambiando su topología o su función operacional** deben ser clasificadas como **obras de ampliación**.

Particularmente el caso de la seccionadora Lo Aguirre, está conformado por dos seccionamientos, a la línea 2x220 kV Rapel – Cerro Navia y a un circuito de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Polpaico, y por la construcción de la subestación con un patio de 220 kV y otro de 500 kV con su respectivo banco de autotransformadores 500/220 kV (cuatro unidades monofásicas).

Según lo estipulado en la reglamentación vigente, y los precedentes existentes en procesos anteriores, los seccionamientos necesarios para la conexión a la subestación Lo Aguirre, tanto en 500 kV como en 220 kV, deben ser clasificados como obras de Ampliación.

Los fundamentos que sustentan lo anterior son de tres tipos: Técnicos y Operacionales, Legales y Regulatorios, y Seguridad.

**Fundamentos Técnicos y Operacionales:** claramente los seccionamientos de líneas de 500 kV y 220 kV afectan la topología de las instalaciones troncales existentes, ya que modifican los tramos 2x220 kV Rapel – Cerro Navia y 2x500 kV Alto Jahuel – Polpaico, creando nuevos tramos desde Lo Aguirre hacia cada una de las subestaciones de las líneas mencionadas anteriormente. Por otro lado existen obras de seccionamiento que en procesos de expansión troncal anteriores ya han sido clasificados como ampliaciones, por ejemplo: Cautín 220 kV, Nogales 220 kV, Punta de Cortes, etc. Desde el punto de vista operacional, que exista un tercero como propietario de sólo un paño de línea de llegada a una subestación, pone en riesgo la seguridad de servicio del tramo que se formaría y además puede producir descoordinaciones en la reposición de servicio ante fallas.

**Fundamentos Legales y Regulatorios:** la ley establece que para la clasificación de las obras nuevas se deberá considerar a la magnitud que defina el reglamento, nuevo trazado e independencia respecto de las instalaciones troncales

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

existentes. Por lo anterior, la ley establece la obligatoriedad de ponderar estos tres elementos para la calificación de un proyecto como obra nueva. Es importante recordar que el H. Panel de Expertos en su Dictamen N°14 de 2009, estableció claramente que la circunstancia de ser copulativos los tres criterios, no es la cuestión principal, sino que se deben de considerar todos los criterios y hacer un análisis caso a caso. Esta ponderación de los tres criterios caso a caso no fue realizado por el Consultor del ETT.

Fundamentos de Seguridad: los índices de indisponibilidad establecidos en la NTSyCS, se definen por kilómetro de línea, por lo que en caso de existir un propietario de sólo un paño en un tramo determinado, los objetivos de apuntar a la seguridad de la línea no estarán alineados con los del propietario de la línea.

SOLICITA: Se solicita aplicar los fundamentos expuestos para la clasificación de las obras nuevas.

Particularmente para el caso de Lo Aguirre, se solicita subdividir los proyectos de manera que las partes de los proyectos que afecten instalaciones existentes sean consideradas obras de ampliación y las partes que son "nuevas" sean licitadas bajo el esquema de obras nuevas.

**Respuesta** Respecto la solicitud planteada, esta Comisión fundamentó extensamente los criterios para calificación como obra nueva o de ampliación, con motivo de las discrepancias presentadas por Transelec, respecto al plan de expansión de la CNE aprobado mediante Res Exta N° 13 de 2011. El Dictamen N° 1 del Panel de Expertos, presenta los antecedentes y conclusiones relevantes al respecto. Por otra parte la calificación de este proyecto como obra nueva, ya ha sido decidida en el último proceso de expansión troncal.

**Transelec – 56 Calificación Obra Nueva Tramos de Transformación**

En este último Informe, el Consultor ha reclasificado como Obras Nuevas los proyectos de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV al interior de subestaciones existentes. En el Informe 3 anterior estos proyectos estaban clasificados como Ampliaciones.

El único argumento presentado por el Consultor apunta a la gran envergadura de estos proyectos. Sin embargo, la atribución de dicha cualidad es cuestionable. Por ejemplo, en el proyecto "Segundo banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Ancoa", el VI de 22.2 MMUSD es un 70% más bajo que el promedio del VI del resto de las Obras Nuevas recomendadas por el Consultor, de 73.3 MMUSD.

Transelec considera que este tipo de proyectos no se puede desarrollar con independencia de la operación del resto de los equipos de transformación 500/220 kV existentes. En efecto, la especificación del equipo, y de los sistemas de control y protecciones asociados, debe realizarse en coordinación con las características del equipo existente, de forma tal que se garantice una correcta operación del conjunto una vez puesta en servicio la obra.

También se considera que, en general, dichos proyectos **afectan instalaciones existentes**, puesto que no siempre podrá garantizarse que habrá un espacio disponible y preparado en la subestación para conectar tanto los equipos de transformación como los paños. Por lo anterior, en un caso general deberán efectuarse obras de adecuación al interior de la subestación para recibir el nuevo equipo, por ejemplo: extensión de barras, extensión de plataformas y mallas de tierra; modificación de cierros perimetrales; reubicación de casetas de control y otras instalaciones de servicios generales; etc.

Por último, cabe señalar que el Consultor incurre en una contradicción al clasificar como Obra Nueva el aumento de capacidad de transformación en la S/E Ancoa, en enero de 2015, si a la vez clasifica su equivalente en la S/E Aguirre, en enero de 2018, como Ampliación. Evidentemente, ambas obras deben ser clasificadas como obras de Ampliación.

Por los argumentos anteriores, Transelec considera que estos aumentos de capacidad de transformación 500/220 kV deben ser clasificados como Ampliaciones.

La transformación 500/220 kV de la subestación Lo Aguirre, mencionada en la observación anterior, es una excepción a esta materia, por tratarse de una subestación completamente nueva. Todas las instalaciones de la subestación, comunes y de patio, con la sola excepción de los seccionamientos de las líneas que afectan las instalaciones modificando su topología actual, tienen independencia topológica y operacional con respecto a las instalaciones existentes del sistema troncal definido por el consultor.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

SOLICITA: Se solicita clasificar como Ampliaciones los proyectos de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV al interior de subestaciones existentes.

**Respuesta** En el mismo sentido de la respuesta a la observación Transelec – 56, esta Comisión considera adecuado calificar como obras nuevas los tramos de transformación.

#### **Transelec – 57 Períodos de Disponibilidad ante Obras en el Sistema Troncal**

En la respuesta de las observaciones el Consultor no consideró evaluar los periodos de disponibilidad operacional para sacar de servicio las instalaciones para realizar la ampliación establece plazos de dos años para realizar obras de ampliación, el cual no se ajusta a los requerimientos reales para este tipo de obras.

Las instalaciones en servicio están sujetas a la coordinación de los CDEC por lo que cualquier desconexión para realizar los trabajos de estas obras pasa por la aprobación de estos.

Los criterios para la autorización de su desconexión son, entre otros: operación económica del sistema, seguridad del sistema, etc., los cuales a su vez dependen de las condiciones particulares de la operación futura de los Sistemas Interconectados en el momento de su requerimiento.

Por ejemplo, para las ampliaciones del tramo Loncoche – Valdivia 220 kV, el Consultor recomienda desarrollar los trabajos durante los meses de invierno, debido a la presencia de complicaciones operacionales para sacar de servicio este tramo para realizar dicha ampliación, sin embargo como se detalla en el punto anterior, esto estará sujeto a la coordinación del CDEC y la operación económica del sistema.

SOLICITA: Se solicita evaluar los periodos de disponibilidad operacional para sacar de servicio las instalaciones para realizar la ampliación recomendada.

Además, se solicita dejar explícitas las medidas operativas supuestas para la conexión al sistema de las obras de ampliación, indicando los periodos en los cuales se realizarían las desconexiones de dichas instalaciones.

**Respuesta** La evaluación económica consideró los periodos de desconexión de las líneas para su transformación. Como se indica en el informe del Consultor, la fecha más económica es en los meses invierno, en los cuales es mayor generación al sur de Valdivia.

#### **Transelec – 58 Descripción de Proyectos de Ampliación**

Dada la observación realizada previamente por Transelec, el Consultor señaló en las respuestas a estas observaciones que se incluiría una descripción y un análisis de factibilidad para los siguientes proyectos a ser iniciados el año 2011:

- Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV.
- Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Loncoche – Ciruelos 220kV.

Sin embargo, en la última versión del informe no se presenta lo señalado. Más aún, Transelec considera que estos proyectos serán infactibles de desarrollar, puesto que las desconexiones impactarán negativamente en los costos de operación del sistema y en la seguridad de suministro de los consumos ubicados al sur de este tramo, si es que no está en servicio previamente una nueva línea entre Cautín y Valdivia que mantenga la conectividad del sistema y el criterio de seguridad N-1 durante los trabajos.

SOLICITA: Se solicita incluir la descripción de los proyectos mencionados, junto con un análisis de factibilidad e impacto de las eventuales desconexiones en los costos de operación del sistema y en la seguridad de suministro de los consumos ubicados al sur de este tramo.

**Respuesta** De acuerdo a los análisis realizados por el Consultor, el impacto económico fue considerado al realizar la evaluación económica. La seguridad no se vería afectada pues el despacho de la generación al sur es tal que el circuito conectado mantiene flujos cercanos a cero.

**Transec - 59 Cronogramas, Descripción y Valorización S/E Cautín**

Dada la observación realizada previamente por Transec, en las respuestas a las observaciones, el consultor señaló que se modificaría la descripción, valorización y cronogramas de los proyectos relacionados con la S/E Cautín ya que no está considerado el hecho de que esta subestación se emplaza en medio de comunidades indígenas (comunidad mapuche Juan Huenchumil Quintupil). En vista de lo anterior, se prevé gran dificultad en la obtención de terrenos adyacentes para nuevos paños, y en particular, para la llegada de nuevas líneas tanto desde el norte como desde el sur.

Debido a que no se presentan modificaciones en la última versión se solicita realizar el cambio. Para mayor información sobre el emplazamiento de la S/E Cautín, ver la base de datos del Servicio de Evaluación Ambiental relativa al proyecto "Seccionamiento de Líneas 220 kV Temuco-Ciruelos y Temuco-Puerto Montt".

SOLICITA: Se solicita modificar la descripción, valorización y cronogramas de los proyectos relacionados con la S/E Cautín, de acuerdo a lo señalado por el Consultor en las respuestas a las observaciones previas.

**Respuesta** Los análisis efectuados por el Consultor consideran las dificultades constructivas que tendrían las distintas obras de expansión del sistema troncal a ser recomendadas. La subestación Cautín tendría espacio actualmente para ampliar dos paños de 220 kV.

**Transec - 60 Reemplazo de Interruptores**

No se encuentran los presupuestos de los proyectos asociados a los reemplazos de interruptores, recomendados en el capítulo 6.5 del Informe.

SOLICITA: Se solicita incluir las valorizaciones y plazos constructivos del programa de reemplazo de interruptores.

**Respuesta** Esta Comisión estima que lo solicitado no es relevante, dado que se revisa anualmente el desarrollo del sistema y se evalúa cada caso en particular.

## **6.2. AES Gener**

**AES Gener - 1. Capítulo 1, Parte A: 1.3.1.4, Página 30**

En las observaciones al primer informe del ETT y con posterioridad al informe definitivo, señalamos que calificar líneas como parte del STT basándose casi exclusivamente en la definición de umbrales mínimos en las variaciones, tanto en el sentido como en la magnitud del flujo por una línea, no era suficiente, puesto que se hacía necesario complementar este criterio con un análisis económico que permitiese confirmar la robustez del umbral escogido y con ello, de ser necesario, reconsiderar el nivel de los umbrales. Nuestra observación se basó en que la ley es clara en señalar que la magnitud y sentido del flujo por una línea candidata a pertenecer al STT no puede ser explicada por la sola inyección de una central, o por el consumo de un número reducido de clientes. Según, se nos indicó en las respuestas a las observaciones de las empresas (informe del 5 de mayo de 2010), el consultor acogió en parte nuestras observaciones y modificó su procedimiento solicitando un cumplimiento simultáneo en las exigencias impuestas a las variaciones en el sentido y en la magnitud del flujo, y aumentando el umbral de la variación del sentido del flujo desde un 5 a un 10%, de este modo el informe final, parte II 1.1.2.2 señala:

"En base a los conceptos anteriores, el Consultor ha considerado razonable establecer que se cumple con la condición de variabilidad relevante en magnitud y sentido del flujo cuando en el período de un año se cumplen simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- que la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía sea al menos 10 % de la energía transferida en el sentido opuesto.
- que la potencia máxima transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia sea al menos 10% de la transferida en el sentido opuesto."

Es importante precisar que la modificación realizada por el consultor eliminó varias líneas cuya incorporación al troncal no tenía mayor justificación, ya que las variaciones en el sentido y en la magnitud del flujo eran determinadas principalmente por el despacho de una central o por retiros para un cliente (situación más evidente en el SING), lo que confirmaba nuestro punto que el método del umbral debe ser usado con sumo cuidado. Sin embargo, el consultor en su

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Informe final ha persistido en mantener el criterio de aplicar en forma inflexible un umbral que no da cuenta de la naturaleza del uso de la línea. Como consecuencia de ello, la línea Encuentro-Atacama 220 kV fue incorporada en el STT del SING y lo que es más erróneo aún, fue incluida en el AIC del SING, desconociendo el hecho de que los flujos en las líneas que van desde Crucero hacia el sur, son principalmente de responsabilidad de los consumos al sur de Crucero, ver esquema del anexo y cuya variación, en magnitud y sentido, se explica en gran medida por el nivel de la inyección de la central Gas Atacama. El gráfico en el Anexo muestra claramente este punto, ya que según sea el nivel de la inyección de la central Gas Atacama, será la magnitud y sentido del flujo por la línea Encuentro-Atacama.

Consideramos que una forma de corregir este error es no incluir esta línea en el STT, lo que se logra al considerar umbrales superiores al 10% en las variaciones de magnitud y sentido del flujo.

Respecto a lo señalado en las respuestas a esta observación, en el sentido que no se puede tratar en forma distinta al SIC y al SING, se debe señalar que las características de ambos sistemas son radicalmente distintas, y no se observan razones para no poder efectuar un tratamiento diferente.

SOLICITA: Por el concepto definido anteriormente, solicitamos que la línea Encuentro-Atacama 220 kV no sea incluida en el troncal del SING

**Respuesta** La calificación fue realizada de acuerdo a lo indicado en el informe técnico entregado por el consultor del Estudio de Transmisión Troncal. Esta Comisión estima que el criterio adoptado en el presente estudio, permite identificar adecuadamente las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión troncal y al Área de Influencia Común.

**AES Gener -2 Capítulo 1, Parte A: Item 2.4, Páginas 105 a 107**

Señalamos en nuestras observaciones al informe definitivo que en caso de no ser acogida la observación anterior y se insista en que la línea Encuentro-Atacama 220 kV forme parte del STT, consideramos que es aún más erróneo que esta línea se considere como parte del AIC del SING, como se señala en el numeral 2.4 del Informe final. Como antecedente deseamos citar al mismo consultor quien en el punto 2.2. inciso segundo (página 94) expresa:

“El Consultor considera que no se deben incorporar los tramos radiales dentro del AIC ni su VI en el cálculo, pues interpreta que la ley define el AIC sólo para efectos de tarificación de una zona del sistema troncal, la cual está formada por un gran número de consumidores y generadores, y en ella no resulta posible identificar claramente los efectos de un aumento de generación o consumos en los flujos de esos tramos. Esto no es así en los tramos radiales del sistema troncal, donde se puede identificar que el sentido de los flujos son el resultado de la inyección y retiros de un conjunto determinado de usuarios de ese subsistema, y por tanto resulta conveniente aplicar el mecanismo de pagos de peajes correspondientes a tramos troncales fuera del área de influencia común.”

Según lo señalado anteriormente, este es precisamente el caso de la línea Encuentro- Atacama 220 kV, ya que de los mismos cálculos del consultor se desprende que la magnitud y el sentido del flujo por las líneas que van desde Crucero hacia el sur, son explicados principalmente por los retiros de los consumos al sur de esta barra, y cuya variación, en magnitud y sentido, se debe principalmente a los diferentes niveles de inyección de la central Gas Atacama (condición d). Ver diagrama y gráfica del Anexo.

SOLICITA Por el concepto definido anteriormente, insistimos en solicitar que no se incorpore la línea Encuentro-Atacama 200 kV en el AIC del SING

**Respuesta** De acuerdo a la respuesta a la pregunta anterior, no se acoge lo solicitado

**AES Gener – 3 Parte II, Capítulo 1, Parte A: 1.3.2.7, Página 62**

Idéntico análisis para la línea Rapel – Alto Melipilla - Cerro Navia 2x220 kV. Los flujos por esta línea son claramente definidos por la operación de la central Rapel, de modo que se aplica el análisis anterior.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

SOLICITA Por el concepto definido anteriormente solicitamos que no se incorpore la línea Rapel – Alto Melipilla - Cerro Navia 2x220 kV en el troncal del SIC.

**Respuesta** Ver respuesta a pregunta AES Gener - 1

### 6.3. CTNC

**CTNC – 1 Informe Final, Parte I, Resultados del Estudio, Tablas “VI POR TRAMO SEGÚN METODOLOGÍA DEL CONSULTOR (kUS\$ 31/12/2009)”, Página 7 a 11.**

Existe un error en la asignación de los VI, AVI y COMA de cada propietario a los distintos tramos del sistema, ya que se indica una porción de CTNC en los tramos Maipo – Alto Jahuel 220 kV.

SOLICITA Se debe corregir la asignación del VI de instalaciones comunes de CTNC, ya que según la metodología del consultor debiera ser a los tramos: Carrera Pinto – Cardones 220 kV, Cardones – Maitencillo 3x220 kV y Maitencillo – Punta Colorada 2x220 kV.

**Respuesta** Se ha corregido la asignación de instalaciones comunes de CTNC.

### 6.4. Colbún

**Colbún – 1 Tramo Colbún-Candelaria 220 kV tiene un tratamiento especial**

El consultor recomienda que una vez que la conexión Colbún-Ancoa 220 kV entre en servicio, el tramo Colbún-Candelaria 220 kV debe ser troncal, incluso valoriza dicho tramo para efectos de que el Decreto Troncal pueda fijarle un VI y un COMA.

También recomienda que cuando el tercer circuito de 500 kV entre Ancoa y Alto Jahuel entre en servicio, la conexión Colbún-Ancoa debe abrirse, consecuentemente, el tramo Colbún-Candelaria 220 kV debe dejar de ser troncal cuando ello ocurra.

Esta característica del tramo Colbún-Candelaria 220 kV hace que este tramo sea especial, en el sentido que es la única instalación existente del SIC que sería troncal sólo por una parte del período 2011-2014, y que la condición de troncal está condicionada a la puesta en servicio de dos obras distintas, cuyas fechas son hoy inciertas: es troncal a partir de la fecha de puesta en servicio de la conexión Colbún-Ancoa, y deja de serlo a partir de la puesta en servicio del tercer circuito de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel.

En el Informe Técnico que elabore la CNE respecto del ETT 2011-2014 es muy importante que esta característica especial del tramo Colbún-Candelaria 220 kV quede adecuadamente fundamentada.

SOLICITA Que Informe Técnico que elabore la CNE justifique adecuadamente la característica especial que tiene el tramo Colbún-Candelaria 220 kV respecto de su tratamiento como instalación troncal.

**Respuesta** El Tramo indicado, ha sido incluido dentro del Sistema de Transmisión Troncal.

**Colbún – 2 Pertenencia del tramo Colbún-Candelaria 220 kV al Área de Influencia Común**

El informe del consultor establece que el tramo Colbún-Candelaria 220 kV debe ser troncal a partir de la fecha de puesta en servicio de la conexión Colbún-Ancoa 220 kV. Sin embargo no se pronunció respecto de si, cuando ello ocurra, este tramo pertenecerá al Área de Influencia Común (AIC) o no.

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

La inclusión del tramo radial Candelaria-Maipo-Alto Jahuel en el AIC depende de las alternativas consideradas por el consultor respecto de si las inyecciones y consumos de los tramos radiales deben o no referirse a los respectivos nudos troncales. Sin embargo, cuando el tramo Colbún-Candelaria pasa a ser troncal, el tramo completo Colbún-Candelaria-Maipo-Alto Jahuel deja de ser un tramo radial, porque la conexión Colbún-Ancoa deja a este tramo en paralelo con el circuito de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel. Esto hace que dada la forma en que se determinan las instalaciones que forman parte del AIC, el tramo Ancoa-Colbún-Candelaria-Maipo-Alto Jahuel debe ser parte del AIC. Esto implica que la transformación 220 /500 kV en Ancoa también pertenezca al AIC.

SOLICITA El Informe Técnico de la CNE debe establecer que, a partir de la fecha de puesta en servicio de la conexión Colbún-Ancoa 220 kV, el tramo de 220 kV Ancoa-Colbún-Candelaria-Alto Jahuel, y la transformación 500/220 kV en Ancoa pertenecen al AIC.

**Respuesta** Los tramos indicados han sido incluidos dentro del Área de Influencia Común del SIC.

**Colbún – 3 Vida útil económica de conexión Colbún-Ancoa 220 kV para efectos de calcular el AVI.**

De acuerdo a la recomendación del consultor, la conexión Colbún-Ancoa 220 kV debe ser troncal desde su puesta en servicio (aproximadamente septiembre de 2012), hasta la entrada en servicio del tercer circuito de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel, cuando la conexión entre ambas subestaciones debe abrirse. Esto implica que la vida útil económica de esta conexión será de 1 a 3 años (es difícil que el tercer circuito de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel entre después de mediados de 2015).

Por otra parte, una vez que se abra la conexión y esta deje de ser troncal, esta obra no recibirá remuneración alguna ya que tampoco calificaría como instalación de subtransmisión, quedando como una instalación adicional pero que no es usada por nadie (salvo en caso que no se desmantele y se mantenga como una instalación que aporte flexibilidad operacional, pero que la normativa vigente no contempla remuneración por ello).

Lo anterior implica que para que esta instalación pueda rentarse adecuadamente se requiere que su AVI sea calculado considerando una vida útil no mayor de 3 años. Cualquier vida útil mayor para calcular el AVI implicará que necesariamente dicha instalación no se rentará en el período en que recibirá remuneración como instalación troncal.

SOLICITA Establecer en el Informe Técnico de la CNE y en el respectivo decreto de expansión, que el AVI de la conexión Colbún-Ancoa 220 kV debe calcularse considerando una vida útil económica no mayor a 3 años, ya que ese sería el máximo plazo que pertenecería al sistema troncal, es decir el lapso en el cual esta instalación percibirá remuneración como instalación troncal.

**Respuesta** La Vida útil de los elementos que componen el tramo, fueron aplicadas conforme a lo indicado en las bases, razón por la cual no es acogido lo solicitado.

**7. ANEXO 1**  
**VI, A.V.I. y COMA por Propietario**

Sistema Interconectado del Norte Grande

VI MUS\$

TSING - 01	Tarapacá	Lagunas	9.712	114	9.826
TSING - 02	Tarapacá	Lagunas	9.712	114	9.826
TSING - 03	Lagunas	Crucero	1.847	26.894	28.741
TSING - 04	Lagunas	Crucero	30.686	1.479	32.165
TSING - 05	Crucero	Encuentro	3.649	1.145	4.794
TSING - 06	Crucero	Encuentro	3.878	1.145	5.023
TSING - 07	Encuentro	Atacama	26.968	406	27.374
TSING - 08	Encuentro	Atacama	26.912	406	27.318

A.V.I. MUS\$

TSING - 01	Tarapacá	Lagunas	989	12	1.001
TSING - 02	Tarapacá	Lagunas	989	12	1.001
TSING - 03	Lagunas	Crucero	192	2.719	2.911
TSING - 04	Lagunas	Crucero	3.105	151	3.255
TSING - 05	Crucero	Encuentro	377	116	494
TSING - 06	Crucero	Encuentro	402	116	518
TSING - 07	Encuentro	Atacama	2.726	42	2.768
TSING - 08	Encuentro	Atacama	2.720	42	2.762

COMA MUS\$

TSING - 01	Tarapacá	Lagunas	165	2	167
TSING - 02	Tarapacá	Lagunas	165	2	167
TSING - 03	Lagunas	Crucero	31	459	491
TSING - 04	Lagunas	Crucero	520	25	546
TSING - 05	Crucero	Encuentro	62	20	81
TSING - 06	Crucero	Encuentro	66	20	85
TSING - 07	Encuentro	Atacama	457	7	464
TSING - 08	Encuentro	Atacama	456	7	463

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

Sistema Interconectado Central  
VI MUS\$

TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	162.964	0	0	0	162.964
TSIC - 02	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	132.917	0	749	0	133.666
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	49.842	0	1.208	0	51.050
TSIC - 04	Charrúa 500	Ancoa 500	107.644	0	687	0	108.331
TSIC - 05	Charrúa 500	Ancoa 500	120.495	0	687	0	121.182
TSIC - 06	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	12.502	0	0	0	12.502
TSIC - 07	Carrera Pinto 220	Cardones 220	13.043	128	0	0	13.170
TSIC - 08	Cardones 220	Maitencillo 220	23.696	248	0	0	23.944
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	3.531	37.330	0	0	40.861
TSIC - 10	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	16.972	120	0	0	17.092
TSIC - 11	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	16.909	120	0	0	17.029
TSIC - 12	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	15.596	0	0	0	15.596
TSIC - 13	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	15.469	0	0	0	15.469
TSIC - 14	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	22.210	0	0	0	22.210
TSIC - 15	Las Palmas 220	Los Vilos 220	11.917	0	0	0	11.917
TSIC - 16A	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	23.523	0	0	0	23.523
TSIC - 16B	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	13.405	0	0	0	13.405
TSIC - 17	Los Vilos 220	Nogales 220	15.333	0	0	0	15.333
TSIC - 18	Los Vilos 220	Nogales 220	15.346	0	0	0	15.346
TSIC - 19	Nogales 220	Quillota 220	8.288	0	0	0	8.288
TSIC - 20	Nogales 220	Quillota 220	8.217	0	0	0	8.217
TSIC - 21	Polpaico 220	Quillota 220	19.349	0	0	0	19.349
TSIC - 22	Polpaico 220	Quillota 220	19.309	0	0	0	19.309
TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	49.543	0	49.543
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	49.543	0	49.543
TSIC - 25	Candelaria 220	Maipo 220	656	0	12.862	0	13.518
TSIC - 26	Candelaria 220	Maipo 220	656	0	12.785	0	13.441
TSIC - 27	Maipo 220	Alto Jahuel 220	862	0	2.403	0	3.265
TSIC - 28	Maipo 220	Alto Jahuel 220	862	0	2.423	0	3.285
TSIC - 29	El Rodeo	Chena 220 (cto 1)	149	0	0	0	149
TSIC - 30	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	3.035	0	0	0	3.035
TSIC - 31	Polpaico 220	Lampa 220	5.111	0	0	0	5.111
TSIC - 32	Polpaico 220	Lampa 220	5.021	0	0	0	5.021
TSIC - 33	Lampa 220	Cerro Navia 220	5.787	0	0	0	5.787
TSIC - 34	Lampa 220	Cerro Navia 220	5.714	0	0	0	5.714
TSIC - 35	Cerro Navia 220	Chena 220	5.696	0	0	0	5.696
TSIC - 36	Cerro Navia 220	Chena 220	5.630	0	0	0	5.630
TSIC - 37	Alto Jahuel 220	Chena 220	7.188	0	0	0	7.188
TSIC - 38	Alto Jahuel 220	Chena 220	7.040	0	0	0	7.040

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

TSIC - 39	Ancoa 220	Itahue 220	16.773	0	0	0	16.773
TSIC - 40	Ancoa 220	Itahue 220	16.811	0	0	0	16.811
TSIC - 44	Charrúa 220	Hualpén 220	29.994	0	0	0	29.994
TSIC - 45	Charrúa 220	Esperanza 220	22.176	0	0	0	22.176
TSIC - 46	Esperanza 220	Temuco 220	23.321	0	0	0	23.321
TSIC - 47	Charrúa 220	Cautín 220	4.528	0	0	0	4.528
TSIC - 90	Temuco 220	Cautín 220	5.180	0	0	0	5.180
TSIC - 49	Cautín 220	Ciruelos 220	27.626	0	0	1.732	29.358
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	9.852	0	0	1.749	11.601
TSIC - 51	Valdivia 220	Barro Blanco 220	14.066	0	0	0	14.066
TSIC - 52	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	21.062	0	0	0	21.062
TSIC - 91	Temuco 220	Cautín 220	5.014	0	0	0	5.014
TSIC - 54	Cautín 220	Valdivia 220	36.949	0	0	0	36.949
TSIC - 55	Valdivia 220	Puerto Montt 220	33.086	0	0	0	33.086
TSIC - 71	Polpaico 500	Polpaico 220	33.697	0	0	0	33.697
TSIC - 72	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	30.120	0	0	0	30.120
TSIC - 73	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	28.772	0	0	0	28.772
TSIC - 74	Ancoa 500	Ancoa 220	31.942	0	243	0	32.185
TSIC - 75	Charrúa 500	Charrúa 220	28.932	0	0	0	28.932
TSIC - 76	Charrúa 500	Charrúa 220	29.774	0	0	0	29.774
TSIC - 79	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 80	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 81	Alto Jahuel	El Rodeo	3.706	0	0	0	3.706
TSIC - 82	Alto Jahuel	El Rodeo	3.646	0	0	0	3.646
TSIC - 83	Rapel 220	Melipilla 220	11.341	0	0	0	11.341
TSIC - 84	Rapel 220	Melipilla 220	11.341	0	0	0	11.341
TSIC - 85	Melipilla 220	Cerro Navia 220	9.765	0	0	0	9.765
TSIC - 86	Melipilla 220	Cerro Navia 220	9.765	0	0	0	9.765
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	27.188	0	0	0	27.188

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

A.V.I. MUS\$

TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	16.496	0	0	0	16.496
TSIC - 02	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	13.461	0	77	0	13.538
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	5.083	0	124	0	5.206
TSIC - 04	Charrúa 500	Ancoa 500	10.951	0	70	0	11.021
TSIC - 05	Charrúa 500	Ancoa 500	12.245	0	70	0	12.316
TSIC - 06	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	1.268	0	0	0	1.268
TSIC - 07	Carrera Pinto 220	Cardones 220	1.329	13	0	0	1.342
TSIC - 08	Cardones 220	Maitencillo 220	2.408	25	0	0	2.433
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	361	3.782	0	0	4.143
TSIC - 10	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	1.729	12	0	0	1.741
TSIC - 11	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	1.723	12	0	0	1.735
TSIC - 12	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	1.590	0	0	0	1.590
TSIC - 13	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	1.575	0	0	0	1.575
TSIC - 14	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	2.250	0	0	0	2.250
TSIC - 15	Las Palmas 220	Los Vilos 220	1.214	0	0	0	1.214
TSIC - 16A	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	2.383	0	0	0	2.383
TSIC - 16B	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	1.364	0	0	0	1.364
TSIC - 17	Los Vilos 220	Nogales 220	1.558	0	0	0	1.558
TSIC - 18	Los Vilos 220	Nogales 220	1.559	0	0	0	1.559
TSIC - 19	Nogales 220	Quillota 220	852	0	0	0	852
TSIC - 20	Nogales 220	Quillota 220	844	0	0	0	844
TSIC - 21	Polpaico 220	Quillota 220	1.967	0	0	0	1.967
TSIC - 22	Polpaico 220	Quillota 220	1.962	0	0	0	1.962
TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	5.013	0	5.013
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	5.013	0	5.013
TSIC - 25	Candelaria 220	Maipo 220	67	0	1.309	0	1.376
TSIC - 26	Candelaria 220	Maipo 220	67	0	1.300	0	1.367
TSIC - 27	Maipo 220	Alto Jahuel 220	88	0	252	0	340
TSIC - 28	Maipo 220	Alto Jahuel 220	88	0	253	0	341
TSIC - 29	El Rodeo	Chena 220 (cto 1)	15	0	0	0	15
TSIC - 30	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	312	0	0	0	312
TSIC - 31	Polpaico 220	Lampa 220	527	0	0	0	527
TSIC - 32	Polpaico 220	Lampa 220	518	0	0	0	518
TSIC - 33	Lampa 220	Cerro Navia 220	594	0	0	0	594
TSIC - 34	Lampa 220	Cerro Navia 220	587	0	0	0	587
TSIC - 35	Cerro Navia 220	Chena 220	585	0	0	0	585
TSIC - 36	Cerro Navia 220	Chena 220	578	0	0	0	578
TSIC - 37	Alto Jahuel 220	Chena 220	735	0	0	0	735
TSIC - 38	Alto Jahuel 220	Chena 220	718	0	0	0	718
TSIC - 39	Ancoa 220	Itahue 220	1.708	0	0	0	1.708

Comisión Nacional de Energía  
 Miraflores 222, piso 10, Santiago

TSIC - 40	Ancoa 220	Itahue 220	1.712	0	0	0	1.712
TSIC - 44	Charrúa 220	Hualpén 220	3.043	0	0	0	3.043
TSIC - 45	Charrúa 220	Esperanza 220	2.245	0	0	0	2.245
TSIC - 46	Esperanza 220	Temuco 220	2.355	0	0	0	2.355
TSIC - 47	Charrúa 220	Cautín 220	463	0	0	0	463
TSIC - 90	Temuco 220	Cautín 220	535	0	0	0	535
TSIC - 49	Cautín 220	Ciruelos 220	2.801	0	0	183	2.985
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	1.002	0	0	186	1.188
TSIC - 51	Valdivia 220	Barro Blanco 220	1.428	0	0	0	1.428
TSIC - 52	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	2.140	0	0	0	2.140
TSIC - 91	Temuco 220	Cautín 220	515	0	0	0	515
TSIC - 54	Cautín 220	Valdivia 220	3.749	0	0	0	3.749
TSIC - 55	Valdivia 220	Puerto Montt 220	3.349	0	0	0	3.349
TSIC - 71	Polpaico 500	Polpaico 220	3.463	0	0	0	3.463
TSIC - 72	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	3.083	0	0	0	3.083
TSIC - 73	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	2.944	0	0	0	2.944
TSIC - 74	Ancoa 500	Ancoa 220	3.270	0	25	0	3.295
TSIC - 75	Charrúa 500	Charrúa 220	2.969	0	0	0	2.969
TSIC - 76	Charrúa 500	Charrúa 220	3.055	0	0	0	3.055
TSIC - 79	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 80	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 81	Alto Jahuel	El Rodeo	380	0	0	0	380
TSIC - 82	Alto Jahuel	El Rodeo	374	0	0	0	374
TSIC - 83	Rapel 220	Melipilla 220	1.148	0	0	0	1.148
TSIC - 84	Rapel 220	Melipilla 220	1.148	0	0	0	1.148
TSIC - 85	Melipilla 220	Cerro Navia 220	993	0	0	0	993
TSIC - 86	Melipilla 220	Cerro Navia 220	993	0	0	0	993
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	2.752	0	0	0	2.752

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

COMA MUS\$

TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	1.069	0	0	0	1.069
TSIC - 02	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	872	0	13	0	885
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	327	0	21	0	348
TSIC - 04	Charrúa 500	Ancoa 500	706	0	12	0	718
TSIC - 05	Charrúa 500	Ancoa 500	791	0	12	0	802
TSIC - 06	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	261	0	0	0	261
TSIC - 07	Carrera Pinto 220	Cardones 220	272	2	0	0	275
TSIC - 08	Cardones 220	Maitencillo 220	495	4	0	0	499
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	0	638	0	0	638
TSIC - 10	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	355	2	0	0	357
TSIC - 11	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	353	2	0	0	355
TSIC - 12	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	326	0	0	0	326
TSIC - 13	Punta Colorada 220	Pan de Azúcar 220	323	0	0	0	323
TSIC - 14	Pan de Azúcar 220	Las Palmas 220	464	0	0	0	464
TSIC - 15	Las Palmas 220	Los Vilos 220	249	0	0	0	249
TSIC - 16A	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	491	0	0	0	491
TSIC - 16B	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	280	0	0	0	280
TSIC - 17	Los Vilos 220	Nogales 220	331	0	0	0	331
TSIC - 18	Los Vilos 220	Nogales 220	332	0	0	0	332
TSIC - 19	Nogales 220	Quillota 220	179	0	0	0	179
TSIC - 20	Nogales 220	Quillota 220	178	0	0	0	178
TSIC - 21	Polpaico 220	Quillota 220	418	0	0	0	418
TSIC - 22	Polpaico 220	Quillota 220	417	0	0	0	417
TSIC - 87	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	1.019	0	1.019
TSIC - 88	Colbún 220	Candelaria 220	0	0	1.019	0	1.019
TSIC - 25	Candelaria 220	Maipo 220	0	0	220	0	220
TSIC - 26	Candelaria 220	Maipo 220	0	0	219	0	219
TSIC - 27	Maipo 220	Alto Jahuel 220	0	0	41	0	41
TSIC - 28	Maipo 220	Alto Jahuel 220	0	0	41	0	41
TSIC - 29	El Rodeo	Chena 220 (cto 1)	0	0	0	0	0
TSIC - 30	El Rodeo	Chena 220 (cto 2)	66	0	0	0	66
TSIC - 31	Polpaico 220	Lampa 220	110	0	0	0	110
TSIC - 32	Polpaico 220	Lampa 220	109	0	0	0	109
TSIC - 33	Lampa 220	Cerro Navia 220	125	0	0	0	125
TSIC - 34	Lampa 220	Cerro Navia 220	124	0	0	0	124
TSIC - 35	Cerro Navia 220	Chena 220	123	0	0	0	123
TSIC - 36	Cerro Navia 220	Chena 220	122	0	0	0	122
TSIC - 37	Alto Jahuel 220	Chena 220	155	0	0	0	155
TSIC - 38	Alto Jahuel 220	Chena 220	152	0	0	0	152
TSIC - 39	Ancoa 220	Itahue 220	363	0	0	0	363

Comisión Nacional de Energía  
 Miraflores 222, piso 10, Santiago

TSIC - 40	Ancoa 220	Itahue 220	363	0	0	0	363
TSIC - 44	Charrúa 220	Hualpén 220	590	0	0	0	590
TSIC - 45	Charrúa 220	Esperanza 220	436	0	0	0	436
TSIC - 46	Esperanza 220	Temuco 220	459	0	0	0	459
TSIC - 47	Charrúa 220	Cautín 220	0	0	0	0	0
TSIC - 90	Temuco 220	Cautín 220	102	0	0	0	102
TSIC - 49	Cautín 220	Ciruelos 220	543	0	0	30	573
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	194	0	0	30	224
TSIC - 51	Valdivia 220	Barro Blanco 220	277	0	0	0	277
TSIC - 52	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	414	0	0	0	414
TSIC - 91	Temuco 220	Cautín 220	102	0	0	0	102
TSIC - 54	Cautín 220	Valdivia 220	727	0	0	0	727
TSIC - 55	Valdivia 220	Puerto Montt 220	651	0	0	0	651
TSIC - 71	Polpaico 500	Polpaico 220	728	0	0	0	728
TSIC - 72	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	651	0	0	0	651
TSIC - 73	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	622	0	0	0	622
TSIC - 74	Ancoa 500	Ancoa 220	690	0	4	0	695
TSIC - 75	Charrúa 500	Charrúa 220	569	0	0	0	569
TSIC - 76	Charrúa 500	Charrúa 220	586	0	0	0	586
TSIC - 79	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 80	Nogales 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0
TSIC - 81	Alto Jahuel	El Rodeo	80	0	0	0	80
TSIC - 82	Alto Jahuel	El Rodeo	79	0	0	0	79
TSIC - 83	Rapel 220	Melipilla 220	245	0	0	0	245
TSIC - 84	Rapel 220	Melipilla 220	245	0	0	0	245
TSIC - 85	Melipilla 220	Cerro Navia 220	211	0	0	0	211
TSIC - 86	Melipilla 220	Cerro Navia 220	211	0	0	0	211
TSIC - 92	Lagunillas 220	Charrúa 220	534	0	0	0	534

Comisión Nacional de Energía  
Miraflores 222, piso 10, Santiago

**ARTÍCULO TERCERO:** Comuníquese la presente Resolución a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, a través de su envío por correo electrónico y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

**ARTÍCULO CUARTO:** La rectificación señalada en el artículo primero precedente entrará en vigencia a contar de la fecha de dictación de la presente Resolución. El plazo de 10 días que tienen los participantes y usuarios e instituciones interesadas para presentar discrepancias al Panel de Expertos, se contará a partir de la fecha de comunicación de la presente Resolución.

**Anótese**



**JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA**  
**Secretario Ejecutivo**  
**Comisión Nacional de Energía**

JCS/PRN/CGC/CZR/ISD/RGC/EFG/m/s

**Distribución:**

1. Destinatarios;
2. Archivo Secretaría Ejecutiva, CNE;
3. Área Jurídica, CNE;
4. Área Eléctrica, CNE;
5. Archivo Res. Exentas;