

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
Teatinos 120, Piso 7º, SANTIAGO - CHILE

REF: "Aprueba Informe Técnico que contiene las observaciones y correcciones a los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión junto con las fórmulas tarifarias respectivas. Cuadrienio 2006-2009".

SANTIAGO, 31 de Octubre de 2006

RESOLUCION EXENTA Nº 695

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en la Ley Nº 19.940, de 13 de marzo de 2004, que modificó el DFL Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos", especialmente, el artículo 71º-39;
- b) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas CNE Nº 341 del 13 de junio de 2005, Nº 631 y Nº 679 ambas de octubre de 2006; y
- c) Los Estudios de cada uno de los sistemas de subtransmisión y las observaciones y correcciones de las empresas subtransmisoras, participantes, usuarios e instituciones interesadas realizadas a dichos Estudios.

CONSIDERANDO:

- a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión;
- b) Que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, en el marco de lo dispuesto en el artículo 71º-39 de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporado por la Ley Nº 19.940, debe elaborar y comunicar el informe técnico basado en los resultados de los Estudios, considerando las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas; y
- c) Que la Comisión debe comunicar a las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas el Informe Técnico señalado en la letra b) precedente atendido que, a partir de ella, comienza a correr el plazo previsto en el artículo 71-39 para requerir eventualmente la intervención del Panel de Expertos.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico que contiene las observaciones y correcciones a los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión junto con las formulas tarifarias respectivas que la Comisión Nacional de Energía remitirá a las empresas subtransmisoras, participantes, usuarios e instituciones interesadas vía correo electrónico, de conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta CNE/Nº 679 de octubre de 2006:



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**INFORME TÉCNICO
OBSERVACIONES Y CORRECCIONES A LOS ESTUDIOS
PARA LA DETERMINACIÓN DEL VALOR ANUAL DE LOS
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN,
Y FÓRMULAS TARIFARIAS**

CUADRIENIO 2006-2009

Octubre de 2006

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO.....	4
1.2	DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS Y ENTREGA DE RESULTADOS.....	5
2	DE LAS COMPONENTES DE COSTOS DEL VASTX Y REMUNERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN	5
2.1.1	ASPECTOS LEGALES.....	5
2.1.2	DE LAS PÉRDIDAS MEDIAS DE SUBTRANSMISIÓN EN POTENCIA Y ENERGÍA.....	6
2.1.3	COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	8
2.1.4	ANUALIDAD DE INVERSIÓN DEL SISTEMA.....	8
2.1.5	VALOR DE LA INVERSIÓN EN INSTALACIONES DE RED.....	9
2.1.6	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN	10
3	DE LA REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL VASTX.....	11
3.1	ASPECTOS GENERALES DE LA REVISIÓN.....	11
3.2	ANÁLISIS Y REVISIÓN DE ASPECTOS MÁS ESPECÍFICOS Y CRITERIOS ADOPTADOS POR LA COMISIÓN	12
3.2.1	DETERMINACIÓN DEL VI DE LAS INSTALACIONES	12
3.2.1.1	Revisión de los Precios Unitarios de Equipos y Materiales y Costos Unitarios de Montaje	13
3.2.1.2	Revisión de los Recargos.....	16
3.2.1.3	Revisión de los Intereses Intercalarios.....	17
3.2.2	DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES.....	18
3.2.3	DETERMINACIÓN DEL COMA	21
3.2.3.1	Revisión de las estructuras de personal propio.....	21
3.2.3.2	Revisión de los Costos de SCADA, EDAC y PRS	30
3.2.4	PREVISIÓN DE DEMANDA	37
3.2.5	CRITERIOS GENERALES DE EXPANSIÓN Y RESPALDO DE TRANSFORMADORES.....	38
3.2.5.1	Expansión.....	38
3.2.5.2	Respaldo de transformadores por NT.....	39
4	DEL AVI + COMA Y VASTX PRESENTADO POR LAS EMPRESAS EN SUS ESTUDIOS.....	40
5	DE LA DETERMINACIÓN DEL USO DE CENTRALES GENERADORAS EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	41
5.1	METODOLOGÍA GENERAL	41
5.2	PAGO DE LAS CENTRALES EN LOS DIFERENTES SISTEMAS	41

6 DEL NIVEL Y ESTRUCTURA TARIFARIA EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	42
6.1 DEL aVI + COMA y VASTX A PARTIR DE LA REVISIÓN DE LA COMISIÓN	42
6.2 DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS Y VALORIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS.....	43
6.3 FÓRMULAS TARIFARIAS Y PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN.....	43
6.4 DE LA DETERMINACIÓN DEL VALOR LOS CARGOS BASE Y FACTORES DE PÉRDIDAS EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	45
6.4.1 METODOLOGÍA GENERAL.....	45
6.4.2 RESULTADOS PARA LOS DIFERENTES SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	47
7 DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	48
7.1 DE LA INDEXACIÓN DEL VASTX	48
7.2 DE LA INDEXACIÓN DE LOS RECARGOS DE TRANSFORMACIÓN Y DISTANCIA.....	49
8 ANEXO 1: FACTORES DE EXPANSIÓN CNE DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	50
9 ANEXO 2: CUBICACIÓN DE MATERIALES Y VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	54
10 ANEXO 3: ESTUDIO DE RECARGOS PARA LÍNEAS Y SUBESTACIONES EN LOS SISTEMAS DE SUBTRASMISIÓN.....	59
11 ANEXO 4: PLAZOS Y SECUENCIA DE EVENTOS PARA INTERESES INTERCALARIOS.....	71
12 ANEXO 5: AVI+COMA CNE DE LAS DISTINTAS COMPONENTES, POR SISTEMA.	72
13 ANEXO 6: CRITERIOS ADICIONALES CNE PARA LA VALORIZACIÓN DE LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	79

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 19.940, publicada en el Diario Oficial el 13 de marzo de 2004, el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, (VASTX), debe ser calculado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, en base a instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada en cada sistema. Para efectos de determinar el valor anual señalado, las empresas operadoras o propietarias de las instalaciones pertenecientes a cada sistema de subtransmisión, deben desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases elaboradas por la Comisión.

Para tal efecto, mediante Resolución Exenta CNE N° 341, de fecha 13 de junio de 2005, la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el registro de usuarios e instituciones interesadas. Mediante Resolución Exenta CNE N° 429, de fecha 12 de julio de 2005, la Comisión creó el Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas distinto de los participantes, en el marco del primer proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y su tarificación.

Mediante el Decreto N° 363 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante el Ministerio, publicado en el Diario Oficial el 2 de febrero de 2006, se fijó el listado de líneas, subestaciones y taps calificados como instalaciones de subtransmisión, para efectos de los estudios a desarrollar por las empresas de cada sistema. Dichos sistemas fueron establecidos mediante Resolución Exenta CNE N° 108 de fecha 14 de febrero de 2006, incluyendo en esta Resolución la calificación de instalaciones, como de subtransmisión, cuya puesta en servicio hubiera ocurrido durante el año 2005, o bien, las que se encontraban en construcción durante dicho año.

Tabla 1: Sistemas de Subtransmisión

Sistema Interconectado	Sistema Subtransmisión	Descripción Sistema Subtransmisión
SING	SING-1	I y II región
SIC	SIC-1	III, IV Región, y al norte de la V Región,
SIC	SIC-2	V región costa y cordillera
SIC	SIC-3	Región Metropolitana
SIC	SIC-4	VI y VII región
SIC	SIC-5	VIII region
SIC	SIC-6	IX Región, hasta la Isla de Chiloé

El 28 de noviembre de 2005, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 791 que "Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión". De los 7 estudios, uno para cada sistema, las empresas encargaron 6 al

consorcio constituido por GTD Ingeniería y Bitrán y Asociados, mientras que el estudio del sistema del SIC-3 fue encargado al consorcio constituido por Systeep Ingeniería e Inecon.

1.2 DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS Y ENTREGA DE RESULTADOS

El envío de los Estudios y sus resultados por parte de las empresas a la Comisión estaba fijado para el 15 de Junio. Sin embargo, las empresas mediante Cartas ASEL N° 48/06, 50/06 y 51/06, de fechas 8, 9 y 13 de Junio de 2006 respectivamente, solicitaron una extensión de 2 semanas respecto del plazo establecido originalmente, solicitud que fue aceptada por la Comisión.

De esta forma, la primera entrega de resultados de los Estudios por parte de las empresas se realizó el 29 de Junio de 2006, mediante cartas Emel GET N°58/2006 (SING N°1), CGE Transmisión CGET S/N° (SIC N°1 y N°4), Chilquinta GRIP-134/2006 (SIC N°2), Chilectra GRyGE-2006/65 (SIC N°3), Transelec C-N° 073 (SIC N°5) y STS N° 8997 (SIC N°6). Sin embargo, una versión preliminar de los antecedentes de respaldo de los estudios sólo estuvo disponible el 6 de julio de 2006, una vez finalizadas las correspondientes audiencias públicas, en las que los consultores que realizaron los estudio expusieron sus trabajos.

El trabajo de revisión de la Comisión se retrasó considerablemente en razón de la demora en la entrega de los antecedentes de respaldo y complementos de los estudios que encargaron las empresas.

En virtud de lo anteriormente expuesto y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 71-39 inciso noveno, de la Ley General de Servicios Eléctricos, el presente informe técnico expone el resultado de la revisión y corrección¹ realizada por la Comisión a los Estudios de valorización y expansión de los Sistemas SING, SIC1, SIC2, SIC3, SIC4, SIC5 y SIC6, acompañando las correspondientes fórmulas aplicables al cuatrienio 2006-2009.

2 DE LAS COMPONENTES DE COSTOS DEL VASTX Y REMUNERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

2.1.1 ASPECTOS LEGALES

El marco legal para la remuneración de los sistemas de subtransmisión está contenido en la Ley N° 19.940 promulgada el año 2004, estableciendo en lo sustancial lo siguiente:

Artículo 71-36.- El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento. El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

¹ La Comisión contrató a la empresa CADE-IDEPE para apoyar la revisión y corrección de los estudios presentado por las empresas.

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Artículo 71-37.- En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante "peajes de subtransmisión", que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-38. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

De esta forma, la ley asegura a cada sistema de subtransmisión ingresos que permiten cubrir tanto los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración como las pérdidas medias del sistema, a través de la aplicación del sistema de peajes de subtransmisión que al efecto establezca la Autoridad. Asimismo, la ley establece la obligación de concurrir al pago de los sistemas de subtransmisión a quienes utilicen dichas instalaciones para abastecer clientes, regulados o libres, y a quienes las utilicen como una vía de comercialización de su producción de energía.

2.1.2 DE LAS PÉRDIDAS MEDIAS DE SUBTRANSMISIÓN EN POTENCIA Y ENERGÍA

Los factores de expansión de pérdidas para el sistema adaptado en cada año se determinarán según las siguientes expresiones:

$$FPe_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} E_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} E_{ik}}$$

$$FPp_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} kW_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} kW_{ik}}$$

donde:

M_i	:	Número de barras de inyección del sistema adaptado en el año i .
N_i	:	Número de barras de retiro del sistema adaptado en el año i .
E_{il}	:	Energía inyectada en la barra l del sistema adaptado en el año i .
E_{ik}	:	Energía retirada en la barra k del sistema adaptado en el año i .
kW_{il}	:	Potencia coincidente inyectada en la hora de demanda máxima del Sistema de Subtransmisión Adaptado, en el período de horas de punta de generación, en la barra l del sistema en el año i .
kW_{ik}	:	Potencia coincidente retirada en la hora de demanda máxima del Sistema de Subtransmisión Adaptado, en el período de horas de punta de generación, en la barra k del sistema en el año i .

De esta forma, las pérdidas medias actualizadas de subtransmisión en potencia y energía para cada sistema se determinan mediante las siguientes expresiones:

$$FPe = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{E_i \times FPe_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad FPP = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{P_i \times FPP_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{P_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

FPe	:	Factor de expansión de pérdidas medias de energía para el sistema ($FPe > 1$)
FPP	:	Factor de expansión de pérdidas medias de potencia para el sistema ($FPP > 1$)
FPe_i	:	Factor de expansión de pérdidas adaptado de energía en año i a que se refiere el numeral 3.5.2 del Capítulo II de las Bases ($FPe_i > 1$).
FPP_i	:	Factor de expansión de pérdidas adaptado de potencia en año i a que se refiere el numeral 3.5.2 del Capítulo II de las Bases ($FPP_i > 1$).
H	:	Horizonte de evaluación igual a cuatro años.
r	:	Tasa de descuento anual igual al 10%.
E_i	:	Energía retirada del sistema de subtransmisión adaptado en el año i , expresada en MWh.
P_i	:	Potencia coincidente retirada en la hora de demanda máxima del Sistema de Subtransmisión Adaptado, en el período de horas de punta de generación, en el año i , expresada en MW.

2.1.3 COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

El valor anual actualizado de cada sistema de subtransmisión se calcula de la siguiente forma:

$$VASTX = \sum_{i=1}^T \frac{aVI_i + COM \& A_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

- VASTX : Valor anual actualizado del Sistema de Subtransmisión, expresado en (US\$).
 aVI_i : Anualidad de las inversiones del sistema adaptado presentes en el año i, expresado en (US\$).
 COM&A_i : Costos de operación, mantención y administración incurridos en el sistema adaptado en el año i, expresado en US\$.
 T : Horizonte de tarificación igual a cuatro años

2.1.4 ANUALIDAD DE INVERSIÓN DEL SISTEMA

La anualidad de la inversión cada año se determina conforme a la siguiente expresión:

$$aVI_i = \sum_{\forall r \in i} a_{r,i} \cdot VI_{r,i} + \sum_{\forall b \in i} a_{b,i} \cdot (BM\&I)_{b,i} + a_{eqBI,i} \cdot BI_i + a_{eqCE,i} \cdot CE_i$$

en donde:

- VI_{r,i}: Valor de la inversión en componentes de red tipo r, esto es, líneas, subestaciones y taps, en el año i
 (BN&I)_{b,i}: Valor de la inversión en bienes muebles e inmuebles tipo b en el año i
 BI_i: Monto de Bienes Intangibles correspondientes al año i.
 CE_i: Monto de Capital de Explotación correspondiente al año i.
 a_{r,i}: Factor de recuperación de capital de la componente r de la red, en el año i
 a_{b,i}: Factor de recuperación de capital de la componente tipo b de los Bienes Muebles e Inmuebles, en el año i
 a_{eqBI,i}: Factor de recuperación equivalente del monto de Bienes Intangibles del año i
 a_{eqCE,i}: Factor de recuperación equivalente de la componente de Capital de Explotación, en el año i

Los factores de recuperación de capital de las componentes de red y bienes muebles e inmuebles se calculan usando una tasa de descuento de 10% y las vidas útiles de la siguiente tabla, así como las indicadas en las Bases:

Tabla 2: Vida útil instalaciones

Ítem	Vida útil (años)
Edificio Administrativo	40
Bodegas y Talleres Técnicos	40
Tecnologías de Información	
Sistemas Administrativos	5
Microinformática	5
Sistemas Operacionales	5
SCADA	8
Sistema de Control	5
Unidades Remotas Terminales	10
Sistema de Telecomunicaciones	10
GIS	5
Vehículos Administrativos y Técnicos	10
Equipos de Laboratorio	15
Equipos y herramientas para Mantenimiento	
Transformadores, seccionadores e interruptores	30
Conductores	20
Protección sobrecorriente	10
Resto	15
Equipos de oficina	15
Sistemas de Alarmas de SSEE	15
Otros equipos	15
Terrenos	Perpetuo

El monto de los BI se determina para el año base adaptado, en este caso el año 2005. A continuación se establece, para ese mismo año, el porcentaje que este ítem representa de la suma de la inversión correspondiente a redes y bienes muebles e inmuebles. Para el resto de los años, el monto de BI se calcula utilizando dicho porcentaje sobre el monto de inversión del año respectivo, anualizando el valor obtenido de acuerdo a la vida útil implícita en la suma de las anualidades de redes y BM&I.

El CE se determina como dos doceavos del COM&A del año respectivo, anualizado con el mismo criterio de los BI.

La asignación de la anualidad de los BI, BM&I y el CE a las diferentes instalaciones, se realiza a prorrata del VI del sistema en el año respectivo.

2.1.5 VALOR DE LA INVERSIÓN EN INSTALACIONES DE RED

El valor de la inversión para cada componente (línea, subestación, tap) puesta y habilitada en terreno y año, se determina mediante la siguiente expresión (se omiten subíndices por simplicidad):

$$VI = \{ [(CU + OM) \times (1 + FB + B + FO) + MO] \times (1 + Ing + Gg) + T \} \times (1 + Int)$$

en donde:

VI:	Valor inversión de la componente respectiva (línea, subestación, tap).
CU:	Costos de equipos y materiales.
FB:	Recargo por Flete a Bodega.
B:	Recargo por Bodegaje.
FO:	Recargo por Flete a Obra.
MO:	Costos de Montaje asociado a los equipos y materiales.
Ing:	Recargo por Ingeniería.
Gg:	Recargo por Gastos Generales.
T:	Derechos relacionados con el uso de suelo.
Int:	Intereses Intercalarios.
OM:	Otros Materiales.

2.1.6 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

El COMA de la empresa operando un sistema de subtransmisión comprende los costos de operación, mantenimiento y administración. El COMA tiene la siguiente estructura:

$$COMA_i = REM_{pp,i} + REM_{pt,i} + GB\&S_i + CM\&E_{man,i}$$

Donde:

COMA _i :	Costos de operación, mantenimiento y administración de la empresa en el año i.
REM _{pp,i} :	Remuneraciones personal propio para operación, mantenimiento y administración de la empresa, año i.
REM _{pt,i} :	Remuneraciones personal tercerizado para tareas de mantenimiento, si corresponde, en el año i.
GB&S _i :	Gastos en bienes y servicios de la empresa, en el año i.
CM&E _{man,i} :	Costo en materiales y equipos requeridos en las tareas de mantenimiento de la empresa, en el año i.

3 DE LA REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL VASTX

3.1 ASPECTOS GENERALES DE LA REVISIÓN

En términos generales, el trabajo de revisión de la Comisión abarcó los siguientes aspectos:

- a) Revisión del cumplimiento de las Bases para la realización del estudio;
- b) Estimación y corrección del AVI;
- c) Estimación y corrección del COMA;
- d) Cálculo del pago de generadores y estimación de pérdidas;
- e) Análisis de calidad y consistencia de la información.

Es importante señalar que en la primera etapa de revisión, el trabajo de la Comisión se vio dificultado porque las empresas entregaron un número importante de las planillas de resultados establecidas en las Bases, conteniendo celdas sin fórmulas y sin explicación de su contenido en la planilla misma o en el informe, situación que no permitía establecer la forma en que se calculó a partir del resto de la información que forma parte del estudio.

Sin perjuicio de los aspectos más específicos que se detallan más adelante, en la primera revisión efectuada por la Comisión se pudo detectar lo siguiente respecto de los antecedentes y resultados de los Estudios:

- Anualidad del Terreno no determinada conforme a lo establecido en las Bases;
- Aplicación de recargos² inconsistentes con lo indicado en el respectivo informe;
- Errores en la determinación del aVI de un conjunto de instalaciones, al considerar vidas útiles distintas a las establecidas en las Bases;
- Insuficiente información y cambios de códigos que dificultan revisión de instalaciones consideradas en el Decreto N° 363/06³ y que fueron consideradas en el estudio;
- Omisión de la aplicación de descuentos por volumen en la adquisición de algunas instalaciones, tal como se exigía las Bases;
- Respaldo para la valorización de subestaciones inconsistente con lo solicitado en las Bases;
- Inconsistencia entre los valores de los recargos establecidos en el informe y los utilizados finalmente en la valorización de las instalaciones;
- Insuficiente información para reproducir el cálculo de los valores de terrenos considerados en los Estudios;
- Insuficiente información para respaldar los montos asignados a las inversiones correspondientes a las adaptaciones o expansiones;
- Información de los archivos de salida no ajustada a los formatos establecidos en las Bases, lo que dificultó verificar la correspondencia los resultados agregados y los de detalle;

² Flete a bodega, Bodega, Flete a Obra, Intereses Intercalarios, etc.

³ Decreto N° 363/06 "Modifica determinación de líneas y subestaciones de Subtransmisión del SING y SIC establecida mediante decreto N°102 del 14 de marzo de 2005, modificado por el decreto N° 228 del 17 de agosto del 2005", Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

- Insuficiente y defectuosa información para efectos de reproducir los criterios para incorporar al VI de las instalaciones los recargos por Bienes Muebles e Inmuebles, entre otros.
- Ausencia de diagramas unilineales en los antecedentes de resultados, a fin de verificar las instalaciones utilizadas en los Estudios.
- Ausencia de antecedentes para establecer y reproducir el cálculo y asignación de los costos de instalaciones comunes (IICC) a las distintas instalaciones de subtransmisión.
- Ausencia de estructura de costeo de las líneas de subtransmisión a efectos de verificar su dimensionamiento, cantidad de material utilizado y recargos considerados
- Insuficientes antecedentes que permitieran reproducir y verificar el cálculo del COMA, así como el criterio y el mecanismo para asignar éste a las distintas instalaciones;
- Falta de justificación de los criterios de asignación a las distintas instalaciones de subtransmisión (líneas, taps y subestaciones) de los Bienes Intangibles, Bienes Muebles e Inmuebles y Capital de Explotación, determinados en forma agregada;

Por otra parte, las empresas hicieron llegar sus observaciones a los Estudios el día 20 de julio del 2006, en las cuales dieron cuenta de:

- a) Errores manifiestos en los resultados entregados por los respectivos Consultores;
- b) Críticas al desarrollo de los diferentes estudios y criterios aplicados por los Consultores;
- c) Instalaciones mal consideradas (en la operación, en la valorización u omitidas);
- d) Criterios para modelación, expansión y valorización (distinto a las Bases, inconsistentes o alternativos);
- e) Inconsistencia entre informe y respaldos, los cuales son además insuficientes en algunos casos.

De esta forma, y en el marco del proceso de observaciones contenido en la resolución Exenta que regula este proceso tarifario, la Comisión solicitó aclaraciones a las observaciones planteadas por las empresas, así como también información y antecedentes adicionales de respaldo a los Estudios. La entrega de antecedentes adicionales para cada sistema se efectuó conforme se señala en el punto 1.2 del presente informe.

3.2 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE ASPECTOS MÁS ESPECÍFICOS Y CRITERIOS ADOPTADOS POR LA COMISIÓN

3.2.1 DETERMINACIÓN DEL VI DE LAS INSTALACIONES

En esta parte del informe, se realiza una revisión crítica de aspectos relevantes para la determinación del VI de las instalaciones, y se describen los criterios adoptados por la Comisión en relación a todos los sistemas de subtransmisión.

Esta revisión abarca los siguientes aspectos aplicables a la determinación del VI de las respectivas instalaciones de cada Sistema de Subtransmisión:

- Precios para equipos y materiales

- Costos de montaje
- Recargos aplicados
- Derechos relacionados con el uso del suelo
- Intereses intercalarios

3.2.1.1 Revisión de los Precios Unitarios de Equipos y Materiales y Costos Unitarios de Montaje

Para la valorización del costo unitario y el costo de montaje de materiales de subestaciones (SSEE) se elaboró una lista única de precios, la que se entrega en las planillas de cálculo correspondientes.

Se observó que a pesar de que todos los estudios de los Consultores entregan de manera anexa un mismo estudio de mercado de precios de materiales eléctricos, realizado por Alv&Asociados, ninguno de ellos establece una relación directa entre los precios en el listado de materiales de dicho estudio de mercado y los utilizados en la cubicación de costos. Además, se afirma en los estudios que el precio utilizado fue el promedio de las cotizaciones.

Dado lo anterior, se confeccionó una lista de precios única para los materiales y se homologaron los materiales usados en las cubicaciones más relevantes. Como base se utilizó el mismo estudio de Alv&Asociados, aplicando el criterio que una empresa eficiente realiza sus compras al mínimo precio ofertado, en consideración a que todas las ofertas de precios recibidas cumplen con los requisitos exigidos para proveer el material respectivo.

Finalmente, la lista única de precios se trabajó sólo con los materiales efectivamente utilizados en las cubicaciones de las SSEE, y quedando compuesta de la siguiente manera:

- 862 materiales provienen de la lista única homologada. Para ello se identificaron los materiales más relevantes, considerando su precio y la cantidad de veces que se utilizan en todos los sistemas, y el precio unitario se seleccionó como el mínimo de cotizaciones validadas. Luego, se calculó su costo de montaje.
- 5.855 materiales provienen de listas de precios declaradas o deducidas de los estudios. Se revisaron cada uno de los materiales y se realizaron correcciones en el costo de montaje y la vida útil caso a caso.

Para el caso de los conductores, el proceso de homologación de precios consideró tanto la información relacionada con la valorización de las SSEE como la de las líneas, con la finalidad de considerar una lista única de precios independiente del tipo de instalación para la cual se utilice el material.

3.2.1.1.1 Lista de precios utilizadas en Los Estudios

3.2.1.1.1.1 Precios usados en SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING

En cada uno de los sistemas de subtransmisión, los archivos de listas de precios utilizados para valorizar las SSEE provienen de distintas fuentes de datos, dependiendo de la propiedad de las SSEE. Por lo tanto, en un mismo sistema de subtransmisión existen listas de precios diferentes para las SSEE, según quien sea su propietario o quien haya realizado la valorización de dichas instalaciones, encontrándose listas utilizadas en SSEE de propiedad de AES Gener, CGE Transmisión, Chilquinta, Transelec, y otra para el resto de las instalaciones que se denominará Modeladas.

En dichas listas, los códigos de los materiales no concuerdan con los utilizados por Alv&Asociados, ni tampoco concuerdan exactamente entre ellas e incluso, un mismo código podía usarse para identificar distintos materiales. Una revisión más acuciosa en la que se consideró la descripción y el nivel de precios utilizados permitió establecer una relación entre códigos y materiales. Aún estableciendo dicha relación, esta Comisión encontró diferencias en los precios para un mismo sistema con respecto de la lista preparada por Alv&Asociados.

En lo que se relaciona con los precios de los materiales considerados para la valorización de líneas, no fue posible establecer el origen de los precios considerados, dado que al analizar el archivo de origen de los precios habían valores pegados o que hacían referencias a archivos no entregados. Aquí también se detectó el uso de un mismo código para representar a más de un tipo específico de conductores.

3.2.1.1.1.2 Precios usados en el SIC3

Para el sistema SIC-3, a pesar de que en parte del estudio se entregó un anexo con la información proporcionada por Alv&Asociados y en el respectivo informe se menciona ésta como la fuente de precios utilizada, no se proporcionó datos sobre la lista de precios efectivamente empleada en el desarrollo del estudio, ni información de como establecer una relación directa entre los materiales cubcados y los precios de los materiales en el estudio de Alv&Asociados. Por lo tanto, se estableció una lista de precios a partir de las mismas cubcaciones de las SSEE declaradas para el SIC-3. En particular, se consideró para el costo de montaje la adición de éste más el costo de las inspecciones técnicas, que se presentaban separadamente.

En el caso de las líneas, aun cuando los conductores como el resto de los materiales se presentaban en listas de precios, no fue posible encontrar una relación entre dichas listas y la confeccionada por Alv&Asociados.

3.2.1.1.1.3 Observaciones a las listas de precios utilizadas en los estudios

Respecto de la selección del promedio de cotizaciones como precio utilizado en la valorización de las SSEE, según se menciona en los informes de las empresas, esta Comisión considera que dicho criterio no corresponde al de eficiencia que se debiera aplicar a la empresa de giro exclusivo que opera y administra el sistema. Tanto el DFL-1 como las Bases establecen claramente que debe minimizarse el valor presente de inversión de cada sistema. En un sentido estricto, el precio

que minimiza la valorización de un material o equipo eléctrico es aquel que dentro de un conjunto de cotizaciones resulta ser el menor.

Resulta adecuado y consistente el criterio de utilizar el precio de la cotización mínima, bajo el supuesto que las cotizaciones se encuentran bien realizadas. Dicho supuesto está validado, puesto que previo a la elaboración de los diferentes estudios de subtransmisión, se realizó un proceso de validación de los precios, que consistió en primer lugar en eliminar aquellas cotizaciones que evidentemente no correspondían al material cotizado. A continuación, para el conjunto de cotizaciones que sí correspondían al material cotizado, se procedió a analizar su desviación estándar. En caso que ésta fuera superior a 35%, se eliminaron en un proceso iterativo, los precios más alejados de la media, hasta llegar a obtener una desviación igual o inferior a 35%⁴. Por lo tanto, la muestra final obtenida corresponde a precios que pueden ser efectivamente obtenidos en el mercado y que corresponden exactamente al material cotizado.

Por otra parte, los informes de los sistemas SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING, no explican el motivo de usar, para un mismo sistema, listas de precios diferentes dependiendo de la propiedad de las instalaciones que se valoricen. Asimismo, se detectó el uso de un mismo código para materiales distintos, tanto al interior de una misma lista, como entre listas. En un análisis realizado para una muestra de cubicaciones de algunas SSEE, se comprobó que en algunos casos se utilizaron precios que no concuerdan con las listas declaradas.

Para efectos de revisar los estudios presentados, esta Comisión consideró cada lista de precios de forma independiente, para luego realizar un proceso de homologación en una lista única, con el fin de identificar de forma inequívoca los materiales asociados a un precio único. Dada la gran cantidad de materiales utilizados (más de 10.000), ello se realizó sólo para aquellos en que era posible realizar la homologación dada la información disponible, y eran relevantes en la valorización tanto de SSEE como de líneas.

3.2.1.1.2 Determinación de lista única de precios

3.2.1.1.2.1 Homologación de materiales

La Comisión⁵ realizó un proceso de homologación para los materiales más relevantes que componen las SSEE y líneas, con el fin de confeccionar una lista precios considerando el estudio de ALV&Asociados y lo declarado por las propias empresas.

3.2.1.1.2.2 Validación de cotizaciones y selección de precios de materiales homologados

En primer lugar, se seleccionó sólo aquellos materiales homologados que hubiesen sido usados efectivamente en las cubicaciones de las SSEE y líneas. Posteriormente, se homologaron más materiales, debido a que las empresas informaron el detalle de las cubicaciones de las SSEE en fechas posteriores a la entrega del informe final.

⁴ Este proceso de validación se aplicó para aquellos materiales respecto de los cuales existían más de dos cotizaciones.

⁵ Este trabajo se realizó en base al Informe elaborado por la empresa CADE-IDEPE.

Recurriendo a las distintas listas de precios para materiales relacionadas con la valorización de las SSEE, se estableció una lista de precios para más de 10.000 materiales, de los cuales fue posible establecer que 7.010 eran considerados en la valorización de las SSEE. Posteriormente, se homologaron 1155 materiales en un nuevo subconjunto cercano a 862 materiales equivalentes.

En la elaboración de la lista homologada el consultor de la Comisión revisó individualmente cada una de las cotizaciones, eliminando aquellas que evidentemente no corresponden a los precios típicos de mercado. No obstante lo anterior, la Comisión realizó una validación estadística de los precios de las cotizaciones, siguiendo el mismo procedimiento descrito en el informe del SIC-3. Es decir, se eliminaron los precios más alejados de la media hasta que la desviación estándar entre las cotizaciones fuera inferior a 35%, o que hubiese al menos dos cotizaciones.

Finalmente, y luego del proceso de validación, se seleccionó el precio mínimo entre las cotizaciones que cumplieron con el criterio mencionado en el párrafo anterior.

3.2.1.1.2.3 Materiales no homologados

Para los restantes 5.855 materiales que no fueron homologados, se revisó la vida útil caso a caso y se realizaron correcciones al encontrarse diferencias entre lo declarado y los valores establecidos en las Bases⁶.

3.2.1.1.2.4 Costos de montaje de instalaciones

Los costos de montaje fueron recalculados, valorizando el montaje según los costos de horas hombre y costos de horas especialista, de acuerdo a la cantidad de horas respectivas que se estableciera en el estudio de cada sistema, a partir de los criterios recomendados por el consultor de la Comisión.

En el caso de los montajes que no entregaban el detalles de las horas consideradas, previamente se procedió a establecer una relación de horas-hombre versus especialista que permitiera reproducir el valor inicial, para posteriormente revalorizar a los nuevos valores recomendados por el consultor de la Comisión.

En el caso particular de las líneas de los sistemas SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING, se eliminó del costo de montaje los costos por traslado de materiales a faena.

3.2.1.1.2.5 Descuento a precios de lista

Finalmente, a la lista de materiales a utilizar se les ha aplicado un descuento del 2.5% en los precios a considerar, por concepto de descuento por volumen o margen de descuento en la negociación para la adquisición de dichos materiales.

3.2.1.2 Revisión de los Recargos

6 Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, numeral 3.3 (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión)

De la revisión de Estudios de los sistemas SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING, se pudo establecer que los recargos aplicados no están debidamente fundamentados. Es claro que al aplicar el criterio de recargos uniformes a las subestaciones no se está considerando las posibles economías de escala. Lo anterior también es válido para las líneas, puesto que la diferenciación de recargos según el nivel de tensión no necesariamente refleja la envergadura del proyecto, como podría ser la longitud o los costos de materiales.

En el Estudio SIC-3, el promedio ponderado es una aproximación que considera la composición real de los tipos de líneas del sistema en estudio. Si bien, la muestra es representativa del sistema real, ésta no optimiza la construcción de las obras bajo la lógica de la empresa de giro exclusivo que opera y administra el respectivo sistema de subtransmisión. Lo anterior, debido a que no se consideran las economías (o deseconomías) de escala que ocurren cuando las obras (líneas, paños, taps-off, etc.) forman parte de un proyecto mayor. Algo similar sucede con las subestaciones, ya que para un mismo "tipo" de subestación, los recargos varían conforme al tamaño o capacidad de éstas, y el tamaño de nuevas SSEE no necesariamente representan el tamaño promedio existente.

Esta Comisión considera que el concepto de optimización, que debe enmarcar a todos los estudios realizados, implica que se deben aprovechar las economías de escala inherentes a la construcción de proyectos para empresas de subtransmisión. Es decir, mientras mayor es la envergadura de un proyecto, menores serán los recargos como porcentajes del VI⁷.

Además, se determinó que los costos de flete a bodega y bodegaje estaban sobreestimados, ya que es sabido que no todo el equipamiento de un proyecto pasa por bodega, por los costos que esto involucra para la empresa. De esta forma, basado en una recomendación del consultor de la Comisión, se redujo a un 20% los montos declarados por estos dos conceptos, dado que este es el porcentaje del total del equipamiento que pasa por la bodega.

En consecuencia, se estableció una metodología general para todos los sistemas e instalaciones, la cual se detalla en el punto 10 del presente Informe.

3.2.1.3 Revisión de los Intereses Intercalarios

Los Intereses Intercalarios utilizados en los Estudios de las empresas son los siguientes:

Tabla 3: Intereses Intercalarios Informados por las Empresas

Sistema de STX	Líneas	SSEE
SING, SIC1, SIC2, SIC4, SIC5, SIC6	8,96%	9,5%
SIC3	12,25%	17,49%

En el primer conjunto de Estudios, no se proporcionan detalles de cómo fueron determinados o estimados dichos intereses. En el caso del estudio correspondiente al SIC3, se entrega información que permite reproducir los porcentajes que entrega. Sin embargo, en opinión del

⁷ Esta hipótesis queda demostrada en los gráficos del punto 10 del presente informe.

consultor de la Comisión, los plazos informados para el desarrollo de las obras o proyectos son excesivos, no ajustándose a los tiempos de duración de faenas que se observan en la realidad.

En este sentido, el tiempo estimado para la instalación de una SSEE es de 20 meses⁸. Este tiempo considera el período que va desde el suministro de equipos y su posterior llegada a terreno, la licitación de obras, la construcción de las obras civiles, pruebas de equipamiento y posterior puesta en marcha. Ajustando esta distribución con los plazos señalados, en opinión del consultor de la Comisión, el interés intercalario para una SSEE es del orden de 9,42%, considerando que del costo total el 50% corresponde a equipos mayores, un 20% a otros equipos y el 30% restante a la construcción propiamente tal.

En el caso de líneas, el tiempo estimado de construcción es de 12 meses⁹, considerando un 40% inicial para la compra de materiales y su posterior llegada en el mes 4, donde se paga el 30% para completar el gasto de materiales, para desde este momento comenzar las obras de fundaciones y armado de la línea, con lo cual se completa el 100% de los gastos de este tipo de instalación. Así, el interés intercalario para una línea tipo es de 7,32%.

En base a lo anterior, esta Comisión utilizó los siguientes valores para todos los estudios presentados:

Tabla 4: Estimación CNE, Intereses Intercalarios

Ajuste CNE	Líneas	SSEE
Interés Intercalario	7,32%	9,42%

Los plazos considerados y su secuencia de eventos, así como también la distribución de gastos para una SSEE y línea tipo, que respalda los valores señalados, se entregan en el punto 11 del presente informe.

3.2.2 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES

La estructura de los Bienes Intangibles presentada en los estudios fue la siguiente:

⁸ Recomendación de CADE-IDEPE

⁹ Recomendación de CADE-IDEPE

Tabla 5: Estructura y Valores Bienes Intangibles en Estudios

COSTOS DE PUESTA EN MARCHA	Monto UF	SING-1		SIC-1		SIC-2		SIC-4		SIC-5		SIC-6	
		Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005
Diseño de la Organización	2.000		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9
Contratación inicial de personal		345.641	672,0	347.595	675,8	347.595	675,8	427.690	831,5	386.907	752,3	326.816	635,4
Diseño de un Plan Estratégico	2.000		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9
Asesorías Económicas y Financieras iniciales	1.000		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0
Actividades Legales asociadas al inicio de la operación	15.000		524,6		524,6		524,6		524,6		524,6		524,6
Estudio tributario	2.000		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9		69,9
Definición e implementación de imagen corporativa y plan comunicacional		100.000	194,4	100.000	194,4	100.000	194,4	100.000	194,4	100.000	194,4	100.000	194,4
Total			1.635,8		1.639,6		1.639,6		1.795,4		1.716,1		1.599,2

COSTOS DE PUESTA EN MARCHA	Concepto	TODOS	SIC-3	
		Monto UF	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005
	Diseño de la Organización			2.351,3
	Contratación inicial de personal			16.271,4
	Diseño de un Plan Estratégico			0,0
	Asesorías Económicas y Financieras iniciales			0,0
	Actividades Legales asociadas al inicio de la operación			0,0
	Estudio tributario			0,0
	Definición e implementación de imagen corporativa y plan comunicacional			0,0
	Total			18.622,7

El ítem más relevante lo constituye la contratación inicial de personal. En el caso del estudio correspondiente al SIC3 este valor asciende a 12 meses de sueldo, mientras que en el resto de

los sistemas es de 2 meses. Esta Comisión considerará que el costo de contratar el personal es de sólo 2 meses, tal como se aplica en fijaciones de otros servicios.

Por otra parte, existen algunos ítem considerados en la estructura que no corresponde traspasar a tarifas, como son la definición de la imagen corporativa de la empresa.

En consecuencia, esta Comisión ha ajustado tanto los ítem correspondientes a ser considerados en los Bienes Intangibles como sus valores. Los valores y estructura ajustada se entrega a continuación:

Tabla 6: Estimación CNE, Estructura y valores Bienes Intangibles

COSTOS DE PUESTA EN MARCHA	Monto UF	SING-1		SIC-1		SIC-2		SIC-4		SIC-5		SIC-6	
		Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005	Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005
Diseño de la Organización	1.000		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0
Contratación inicial de personal		338.238	657,6	373.360	725,9	344.647	670,1	428.573	833,3	381.469	741,7	333.358	648,1
Diseño de un Plan Estratégico	1.000		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0		35,0
Asesorías Económicas y Financieras iniciales	500		17,5		17,5		17,5		17,5		17,5		17,5
Actividades Legales asociadas al inicio de la operación	15.000		524,6		524,6		524,6		524,6		524,6		524,6
Estudio tributario	500		17,5		17,5		17,5		17,5		17,5		17,5
Definición e implementación de imagen corporativa y plan comunicacional			0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
Total			1.287,1		1.355,4		1.299,6		1.462,8		1.371,2		1.277,6

COSTOS DE PUESTA EN MARCHA	Concepto	Monto UF	SIC-3	
			Monto M\$	Monto MUS\$ Dic/2005
Diseño de la Organización		1.000		35,0
Contratación inicial de personal			417.154	811,1
Diseño de un Plan Estratégico		1.000		35,0
Asesorías Económicas y Financieras iniciales		500		17,5
Actividades Legales asociadas al inicio de la operación		15.000		524,6
Estudio tributario		500		17,5
Definición e implementación de imagen corporativa y plan comunicacional				0,0
Total				1.440,6

3.2.3 DETERMINACIÓN DEL COMA

3.2.3.1 Revisión de las estructuras de personal propio

En relación a las empresas de giro exclusivo establecidas en los estudios para operación y administración de los sistema de subtransmisión, se realizó una comparación transversal de la estructura de personal propio propuesto, para efectos de realizar las tareas de operación, mantenimiento y administración. Asimismo, se analizó el nivel de remuneraciones asociados a las estructuras presentadas.

Para tal efecto se establecieron parámetros comparativos en relación al número de instalaciones relevantes: subestaciones, cantidad de transformadores, etc. A continuación se presenta el análisis de las diferentes empresas propuestas por los estudios:

3.2.3.1.1 Personal de explotación

Tabla 7: Personal de explotación incorporado en estudios

	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC 5	SIC6	Promedio
Personal de Explotación	89	107	82	118	120	88	88	99
Personal Tercerizado				173				
Total Personal de Explotación Disponible	89	107	82	291	120	88	88	124
Personal por Número de SSEE	2,472	2,277	1,608	4,850	1,062	1,660	2,667	2,37
Personal por Km. de línea	0,099	0,070	0,120	0,711	0,073	0,087	0,076	0,18
Personal Por Transformadores								
Totales	2,119	1,366	0,804	2,079	0,708	0,894	1,037	1,29

De la tabla anterior, se desprende que comparativamente existe un alto número de personal funcional en el SIC3 para las tareas de explotación, en relación a los otros sistemas, los cuales presentan una cantidad de personal dentro de un rango razonable. La relación entre el SIC3 y el resto de los sistemas es más del doble, tal como se muestra en las curvas presentadas a continuación:

Gráfico 1: Personal Explotación v/s km líneas sistema

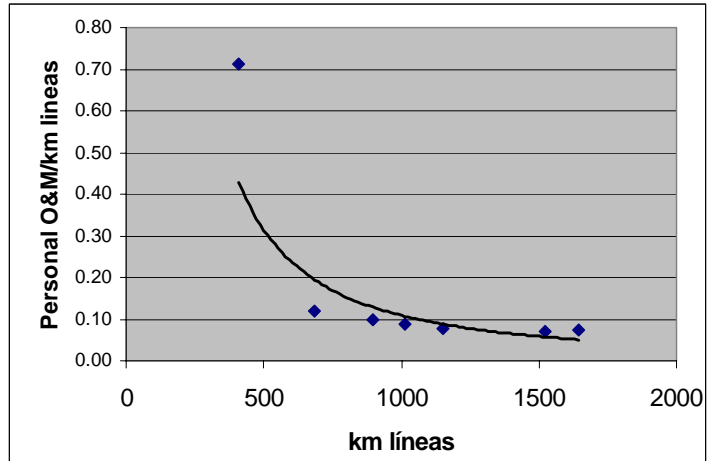


Gráfico 2: Personal Explotación v/s N° SSEE sistemas

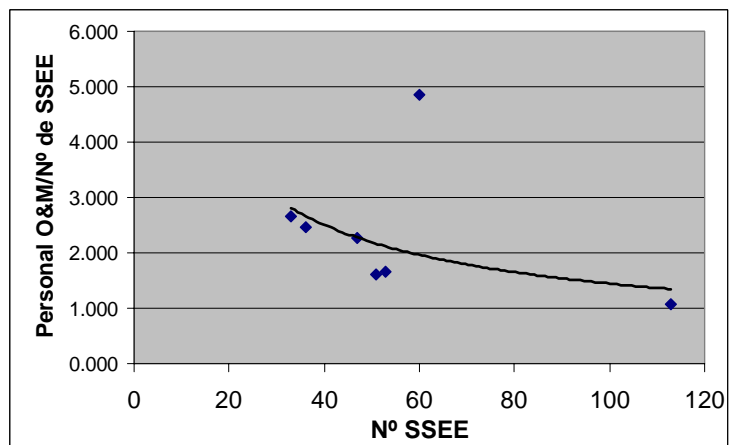
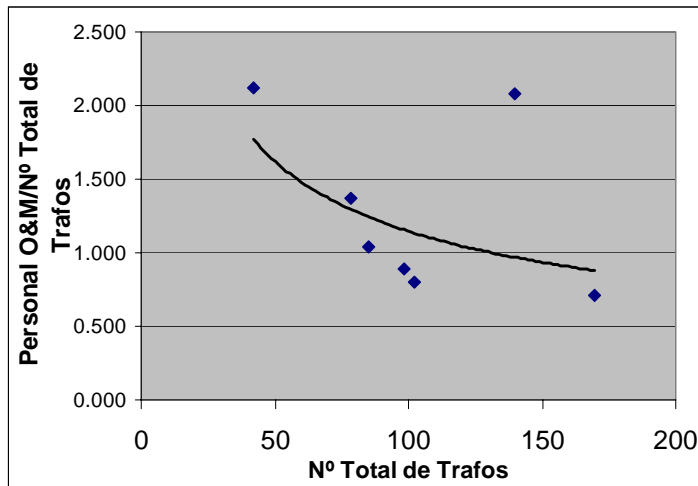
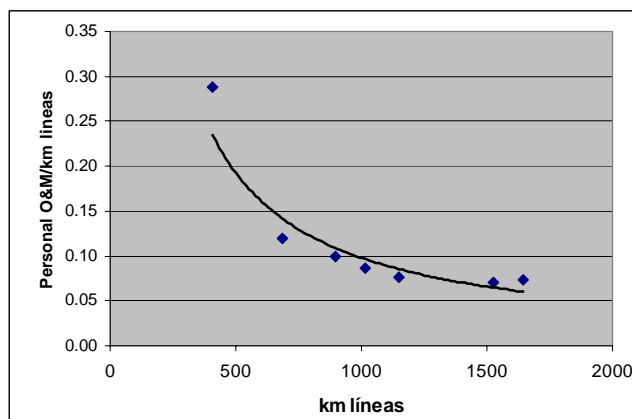


Gráfico 3: Personal Explotación v/s N° Transformadores sistema

La carga de trabajo funcional para cada sistema no debiese diferir en demasía, ya que las funcionalidades del sistema SCADA es muy similar para cada sistema de subtransmisión. Por otra parte, en el estudio del SIC3 no se respalda el requerimiento de contar con un alto número de personal tercerizado, antecedentes que sí fueron aportados por los estudios de los otros sistemas, quedando claro que las tareas de explotación son factibles de ser desarrolladas por el personal propio.

En este sentido, se procede a ajustar el personal propio de explotación disponible en el SIC3 a 118 personas. En los gráficos siguientes se muestra que este ajuste permite una mayor coherencia entre los distintos sistemas.

Gráfico 4: Ajuste CNE, Personal Explotación v/s km líneas sistema**Gráfico 5: Ajuste CNE, Personal Explotación v/s N° SSEE sistemas**

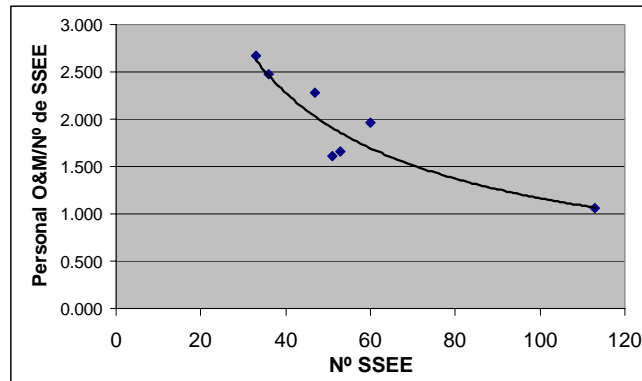
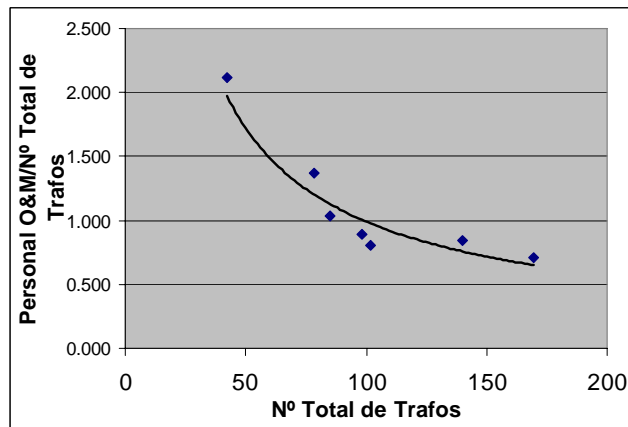


Gráfico 6: Ajuste CNE, Personal Explotación v/s N° Transformadores sistema



3.2.3.1.2 Personal Administrativo

Tabla 8: Personal Administrativo incorporados en Estudios

	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC 5	SIC6	Promedio
Personal Administrativo	37	40	40	131	51	47	35	54
Personal por Número de SSEE	1,028	0,851	0,784	2,183	0,451	0,887	1,061	1,04
Personal por Km. de línea	0,041	0,026	0,058	0,320	0,031	0,046	0,030	0,08
Personal Por Transformadores								
Totales	0,881	0,511	0,392	0,936	0,301	0,478	0,412	0,56

De la tabla anterior, se aprecia que en el estudio correspondiente al SIC3 el personal administrativo empleado por unidad física casi dobla el promedio empleado en el conjunto de sistemas, siendo que dichas tareas con esencialmente similares en todos ellos. Las diferencias quedan de manifiesto en los gráficos siguientes:

Gráfico 7: Personal de administración v/s km líneas sistema

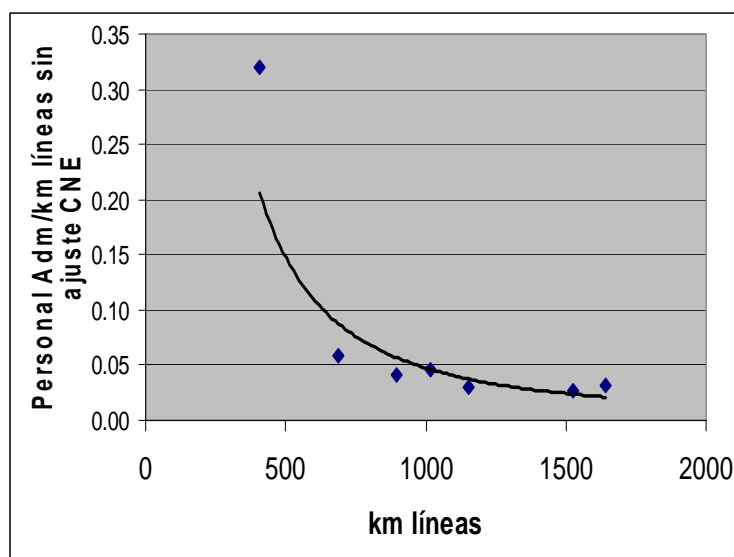
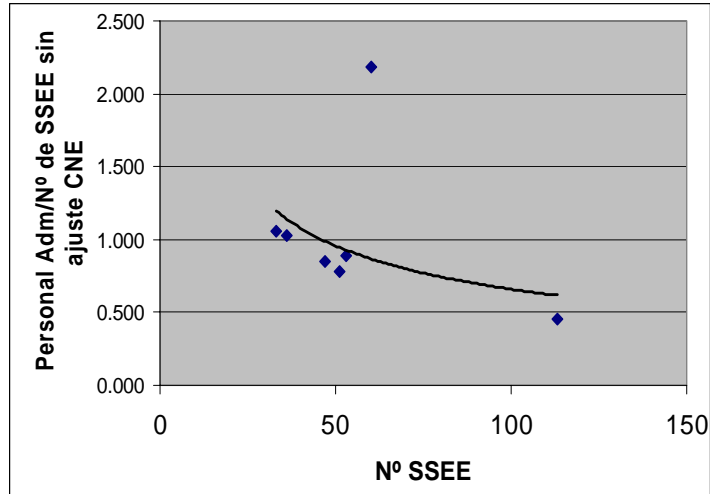
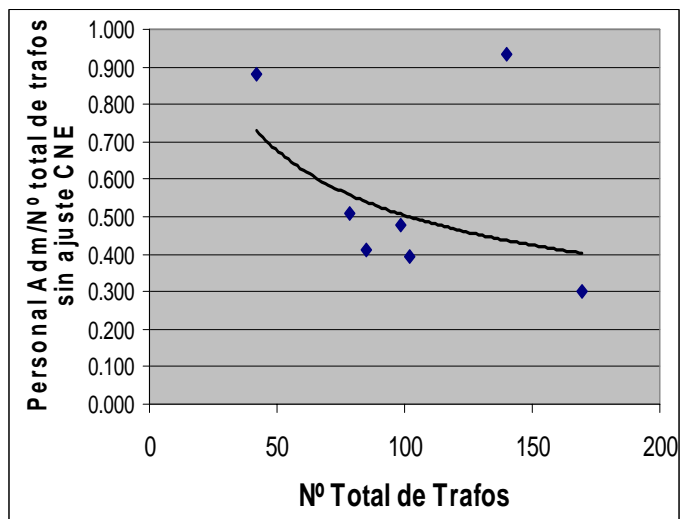


Gráfico 8: Personal de administración v/s km N° de SSEE sistemas**Gráfico 9: Personal de Administración v/s N° transformadores sistemas**

La propuesta presentada en el estudio del SIC para el personal administrativo fue la siguiente:

Tabla 9: Personal de Administración SIC3

	Gerencias	Total
1	G. General	5
2	Fiscalía	4
3	G. Comercial	23
4	G. Finanzas	26
5	G. de Planificación Estratégica	25
6	G. de RR.HH y Administración	49
Total Personal Administrativo		131
7	G. Explotación	118
Total general		249

En consecuencia, se procedió a ajustar el personal administrativo para el SIC3, considerando una carga de trabajo apropiada por comparación con los otros sistemas. La estructura a utilizar para el efectos del COMA del SIC3 es la siguiente:

Tabla 10: Estimación CNE Personal de Administración SIC3

	Área	Total
1	Gerencia General	5
2	Gerencia Comercial y Regulación	7
3	Gerencia Finanzas y Administración	20
4	Gerencia Recursos Humanos	7
5	Gerencia Ingeniería	8
Total Personal Administrativo		47
6	Explotación	118
Total general		165

La comparación al ajuste realizado se muestra en los siguientes gráficos:

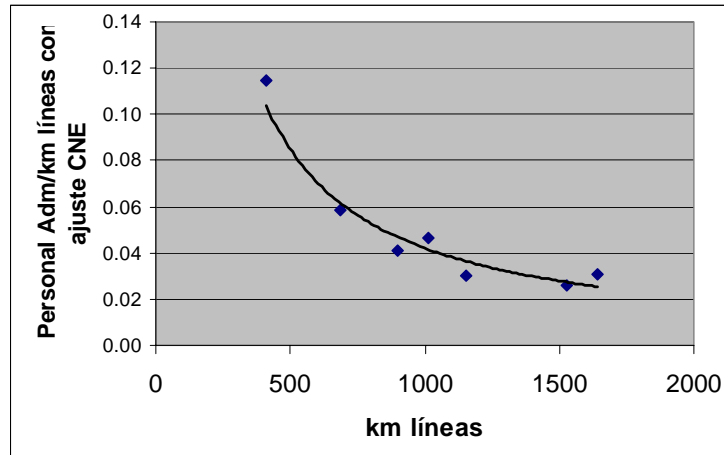
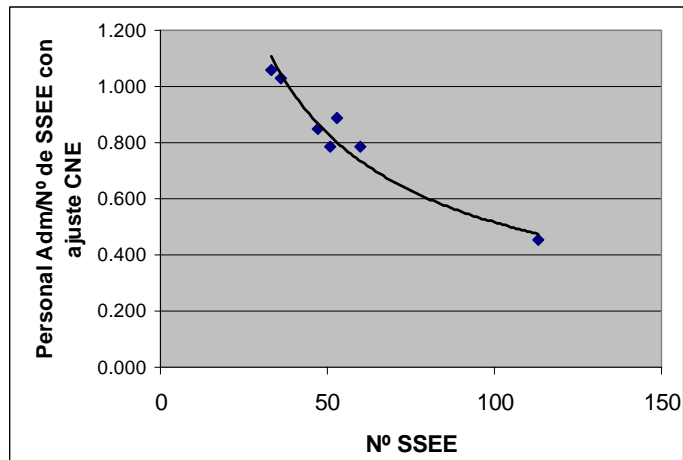
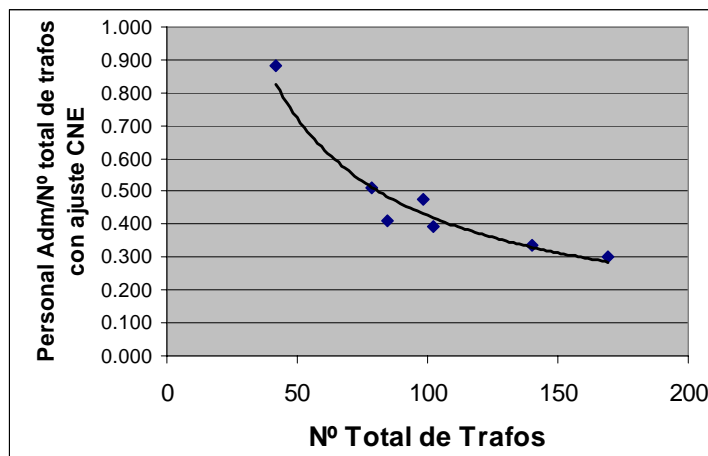
Gráfico 10: Ajuste CNE, Personal de Administración v/s km líneas sistema**Gráfico 11: Ajuste CNE, Personal de Administración v/s km N° de SSEE sistemas**

Gráfico 12: Ajuste CNE, Personal de Administración v/s N° transformadores sistemas

De esta forma, el personal total a utilizar para efectos de la revisión de los estudios de subtransmisión presentados por las empresas es el siguiente:

Tabla 11: Estimación CNE, Personal Propio empresas de subtransmisión

Ajuste CNE	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6	Promedio
Personal Administrativo	37	40	40	47	51	47	35	42,4
Personal Explotación	89	107	82	118	120	88	88	98,9
Personal Total	126	147	122	165	171	135	123	141,3
Relación P. Adm. / P. Exp.	0,42	0,37	0,49	0,40	0,43	0,53	0,40	0,43

3.2.3.1.3 Remuneraciones

El nivel de remuneraciones utilizado por las empresas se basó en los estudios de Ernest & Young "Estudio General de Compensaciones No Ejecutivos" y "Estudio General de Compensaciones Ejecutivos". Sin embargo se detectó en la revisión de las remuneraciones asignadas a los distintos cargos, diferencias importantes entre el SIC3 y el resto de los sistemas. Asimismo, se encontró diferencias de remuneraciones para un mismo cargo, en la información presentada para los sistemas SING, SIC1, SIC2, SIC4, SIC5 y SIC6, sin explicar dichas diferencias.

De esta forma, el criterio adoptado fue el establecer a igual cargo igual nivel de renta, así como también que este nivel de renta por cargo fuera el mismo para todos los sistemas de subtransmisión en estudio.

Tabla 12: Remuneraciones Personal empresas de subtransmisión

Sistema	Estudios		Cálculo CNE	
	Miles de \$	US\$	Miles de \$	US\$
SING1	2.227.329	4.330.544	2.227.329	4.330.544
SIC1	2.474.378	4.810.877	2.474.142	4.810.417
SIC2	2.281.578	4.436.020	2.281.341	4.435.560
SIC3	5.392.425	10.484.368	2.791.938	5.428.301
SIC4	3.122.619	6.071.237	2.838.365	5.518.567
SIC5	2.714.007	5.276.782	2.510.370	4.880.854
SIC6	2.225.061	4.326.134	2.224.824	4.325.674
Promedio	2.919.628	5.676.566	2.478.330	4.818.560

3.2.3.2 Revisión de los Costos de SCADA, EDAC y PRS

3.2.3.2.1 Información contenida en los Estudios

La información entregada relacionada con la mantención, operación y anualidades del sistema SCADA para cada uno de los sistemas, es la siguiente:

Tabla 13: Valores SCADA contenidos en los Estudios de las empresas

Descripción	SING 1	SIC1	SIC2	SIC4	SIC5	SIC6
Operación y Mantención de SCADA y Telecontrol, incluyendo comunicaciones (US\$)	754.227	802.150	826.486	1.778.898	1.048.400	638.768
Operación de EDAC y PRS (US\$)	139.200	206.400	182.400	460.800	264.000	148.800
Anualidad de SCADA, Comunicaciones, EDAC y PRS (US\$)	914.046	1.012.864	1.012.005	2.138.436	1.345.868	775.987
Total Anualidad (US\$)	1.807.474	2.021.414	2.020.892	4.378.133	2.658.268	1.563.555

Descripción	SIC 3
Gastos de Mantención del Sistema SCADA (US\$)	1.225.393
Gastos en Medición (US\$)	247.770
Anualidades SCADA (US\$)	2.441.427
Anualidades Sistemas de Alarmas de SSEE (US\$)	50.583
Total Anualidad (US\$)	3.965.173

Los valores informados de anualidades finales resumidas y su tamaño porcentual relativo con respecto al de mayor costo, se muestra a continuación:

Tabla 14: Resumen anualidad contenidas en los Estudios de las empresas

Sistema	Anualidad por SCADA	Tamaño relativo del Scada
SING	1.807.474	41,28%
SIC1	2.021.414	46,17%
SIC2	2.020.892	46,16%
SIC3	3.965.173	90,57%
SIC4	4.378.133	100,00%
SIC5	2.658.268	60,72%
SIC6	1.563.555	35,71%

Tabla 15: Detalle información contenidas en los Estudios de las empresas

SCADA, PRS, EDAC y Gastos de Medición Informados en Estudios							
SCADA	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
Inversión elementos sub estaciones	2,638,715	2,921,689	2,743,715		6,194,251	3,825,731	2,022,719
Inversión Elementos para taps	172,810	109,916	475,365		856,622	249,404	0
Inversión SCADA	1,205,222	1,134,301	1,205,222		1,488,906	1,417,985	1,276,143
Total Inversion SCADA	4,016,747	4,165,906	4,424,302	12,253,935	8,539,779	5,493,120	3,298,862
Inversión PRS	716,400	895,500	736,300		1,890,500	1,034,800	732,500
Inversión EDAC	615,300	1,025,500	849,700		2,256,100	1,259,900	537,300
Inversión elementos de Comunicaciones	267,972	136,704	208,032		453,394	481,956	199,440
Sistemas de Alarmas de SSEE				384,737			
INVERSION TOTAL	6,231,719	7,249,110	7,068,034	12,253,935	15,395,873	9,529,676	5,305,402
MANTENCIÓN							
Elementos sub estaciones	263,520	329,400	270,840		695,400	380,640	197,640
Elementos para Traps	29,280	14,640	65,880		131,760	36,600	
SCADA	176,080	159,400	176,080		242,800	226,120	192,760
TOTAL MANTENCIÓN SCADA	468,880	503,440	512,800	1,225,393	1,069,960	643,360	390,400
PRS	38,400	43,200	38,400		369,600	52,800	120,000
EDAC	100,800	163,200	144,000		91,200	211,200	28,800
MANTENCIÓN TOTAL	608,080	709,840	695,200	1,225,393	1,530,760	907,360	539,200
COMUNICACIONES							
Mantenimiento Elementos de Comunicación	285,347	298,710	313,686		708,938	405,040	248,368
COMUNICACIÓN TOTAL	285,347	298,710	313,686	0	708,938	405,040	248,368
Anualidades							
Inversión elementos sub estaciones	429,439	475,491	446,527		1,008,086	622,620	329,188
Inversión Elementos para taps	28,124	17,888	77,363		139,411	40,589	0
Inversión SCADA	196,144	184,602	196,144	2,441,427	242,313	230,771	207,686
Inversión PRS	116,591	145,739	119,829		307,670	168,409	119,211
Inversión EDAC	100,137	166,895	138,285		367,170	205,043	87,443
Inversión elementos de Comunicaciones	43,611	22,248	33,856		73,788	78,436	32,458
Inversión Sistemas de Alarmas de SSEE				50,583			
MANTENCIÓN	608,080	709,840	695,200	1,225,393	1,530,760	907,360	539,200
COMUNICACIONES	285,347	298,710	313,686	0	708,938	405,040	248,368
Gastos de Medicion				247,770			
GASTO ANUAL	1,807,473	2,021,414	2,020,891	3,965,173	4,378,136	2,658,268	1,563,555

A partir de esta información se concluye lo siguiente:

- Tomando en consideración los costos de las inversiones tanto en equipos como servicios, el costo anual total por Scada correspondiente a los diferentes sistemas de subtransmisión se encuentran sobrevalorados.
- Existen costos de mantención que no son aplicables (PRS y EDAC)

En consecuencia se procedió a ajustar dichos valores en función de los criterios señalados a continuación.

3.2.3.2.2 Verificación del tamaño del sistema Scada

La revisión de la valorización del sistema Scada considera dos aspectos relevantes: uno que permite verificar el tamaño relativo de los diferentes sistemas y otro que permiten en base a precios de referencia valorizar estos sistemas.

3.2.3.2.2.1 Verificación del tamaño relativo del sistema Scada

Para validar el tamaño relativo de los diferentes sistemas Scada, se desarrolló un índice que toma como base la cantidad de subestaciones, transformadores y paños de salidas totales para cada sistema.

Este índice considera el número de transformadores y paños de salida tomando como parámetro de referencia la cantidad de señales que cada uno de ellos envía al sistema Scada. De acuerdo a lo anterior, se han estimado 25 señales para el paño transformador (incluyendo Transformador, Interruptores y Desconectores asociados en lados primario y secundario) y 10 señales para cada paño de salida .

A continuación se muestran los valores obtenidos para éste índice y su tamaño porcentual relativo resultante tomando como valor base el índice de mayor valor.

Tabla 16: Tamaño de sistema Scada en base a cantidad de salidas (Índice)

Sistema	Cantidad de SSEE	Cantidad de Transformadores	Cantidad Paños de Salidas	Índice	Tamaño relativo del Scada
SING	36	42	144	2.490	29,20%
SIC1	47	78	196	3.917	45,93%
SIC2	51	102	136	3.910	45,85%
SIC3	60	140	504	8.540	100,15%
SIC4	113	170	429	8.528	100,00%
SIC5	53	98	318	5.641	66,15%
SIC6	33	85	165	3.771	44,23%

Si se compara los valores porcentuales relativos mostrados en las tablas anteriores, se puede observar lo siguiente:

- El sistema cuyo Scada es el mayor corresponde al SIC4
- El SIC 4 y el SIC3 resultan muy similares en tamaño relativo considerando el índice analizado.
- El tamaño relativo para todos los SIC es muy similar en los cuadros 14 y 16.

3.2.3.2.2 Verificación del tamaño valorizado del sistema Scada

Para validar o rectificar los costos de los diferentes sistemas Scada, en primer lugar se revisó la estructura de valorización empleada lo cual se realiza analizando los antecedentes entregados en los Estudios por las empresas.

Se aprecia que la estructura de valorización incluye una parte que agrupa las inversiones, otra que agrupa los costos de mantención y por último una parte que agrupa los servicios de comunicaciones .

Con estos valores y considerando la vida útil para los equipos, se determina la anualidad respectiva correspondiente al sistema Scada de cada Sistema de Subtransmisión.

Como resultado del análisis, se puede indicar que la estructura de valorización es adecuada y contiene todos los conceptos relevantes asociados a un sistema Scada.

Luego, la revalorización de los montos informados para los Scada correspondientes a los diferentes sistemas, se efectúa en base a las siguientes consideraciones:

- a) El valor del Scada se considera igual para todos los sistemas e incluye el costo por hardware, software y servicios, en atención a los tamaños relativos de los diferentes sistemas.
- b) Se agrega al valor del Scada, el costo asociado a la habilitación de las funciones EMS (hardware, software y servicios)
- c) Como costo total de RTU, se considera el valor de 2 RTU por cada subestación, para incluir el suministro del equipo y su habilitación en terreno.
- d) Se utiliza un Costo de mantención al 10 % del valor de la inversión en equipos.
- e) En relación al PRS se asigna sólo valor por programación, ya que este ítem no requiere inversión en equipos. El valor de programación se considera idéntico al costo del software asociado a la habilitación de las funciones EMS (US\$ 350.000)
- f) Para el EDAC se aplica el mismo criterio que el expresado para el PRS.
- g) En cuanto a comunicaciones, se utiliza el concepto de servicio entregado por un tercero, considerando para cada subestación un costo de instalación de US\$ 3.320 y un costo mensual de US\$ 3.320 por arriendo de equipos y servicio .
- h) Para el PRS y EDAC no se considera mantención.
- i) Al valor de inversión del SCADA se aplica un descuento por negociación entre el proveedor y la empresa del respectivo sistema de subtransmisión.

Los montos utilizados para esta valorización ha tomado en cuenta las cotizaciones incluidas en el informe del Consultor de la CNE y los precios de referencia que éste dispone, así como también valores típicos de mercado para estos efectos.

De esta manera, los valores obtenidos para cada sistema se muestran en el **Tabla 17**, en donde se ha destacado los precios de referencia aplicados en esta valorización.

Tabla 17: Cálculo CNE, Valores sistema Scada

SCADA	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
Inversión elementos sub estaciones y traps	2,052,000	2,679,000	2,907,000	5,700,000	6,441,000	3,021,000	1,881,000
Inversión SCADA + EMS	1,007,000	1,007,000	1,007,000	1,007,000	1,007,000	1,007,000	1,007,000
Total Inversión SCADA	3,059,000	3,686,000	3,914,000	6,707,000	7,448,000	4,028,000	2,888,000
Inversión PRS	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000
Inversión EDAC	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000
Inversión elementos de Comunicaciones	119,520	156,040	169,320	199,200	375,160	175,960	109,560
Sistemas de Alarmas de SSEE							
INVERSION TOTAL	3,878,520	4,542,040	4,783,320	7,606,200	8,523,160	4,903,960	3,697,560
MANTENCIÓN	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
Elementos sub estaciones y traps	205,200	267,900	290,700	570,000	644,100	302,100	188,100
SCADA	100,700	100,700	100,700	100,700	100,700	100,700	100,700
TOTAL MANTENCIÓN SCADA	305,900	368,600	391,400	664,671	744,800	402,800	288,800
PRS	0	0	0	0	0	0	0
EDAC	0	0	0	0	0	0	0
MANTENCIÓN TOTAL	305,900	368,600	391,400	664,671	744,800	402,800	288,800
COMUNICACIONES	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
Mantenición Elementos de Comunicación	119,520	156,040	169,320	199,200	375,160	175,960	109,560
COMUNICACIÓN TOTAL	119,520	156,040	169,320	199,200	375,160	175,960	109,560
Anualidades	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
Inversión elementos sub estaciones y traps	333,954	435,995	473,101	927,649	1,048,243	491,654	306,124
Inversión SCADA	163,885	163,885	163,885	163,885	163,885	163,885	163,885
Inversión PRS	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961
Inversión EDAC	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961	56,961
Inversión elementos de Comunicaciones	19,451	25,395	27,556	32,419	61,056	28,637	17,830
MANTENCIÓN	305,900	368,600	391,400	664,671	744,800	402,800	288,800
COMUNICACIONES	119,520	156,040	169,320	199,200	375,160	175,960	109,560
Gastos de Medicion							
GASTO ANUAL	1,056,631	1,263,836	1,339,183	2,101,745	2,507,065	1,376,857	1,000,121
Valor promedio de RTU	30,000	30,000	30,000	50,000	30,000	30,000	30,000
Cantidad de SSEE por sistema	36	47	51	60	113	53	33
Valor del Scada	710,000	710,000	710,000	710,000	710,000	710,000	710,000
Habilitación de funciones EMS	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000
Comunicaciones costo fijo por S/E	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320
Costo anual en comunicaciones por S/E	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320

3.2.4 PREVISIÓN DE DEMANDA

A partir de la previsión de demanda enviada por las empresa a la Comisión según se estipula en el Anexo 2 de las Bases, se elaboró la demanda del año base 2005. Dicha demanda fue subdividida en demanda de tipo regulada y libre, utilizando respecto a esta última, los antecedentes disponibles en la Comisión para este tipo de clientes.

Respetando los globales anuales informados por las empresa para todo el horizonte, y respetando las tasas de crecimiento para los consumos regulados en el año 1 y 2 de la previsión, se procedió a realizar un ajuste en las tasas de crecimiento de los consumos regulados, desde el año 3 en adelante, debido a que se detectó que en muchas barras éstos crecimientos no guardaba relación con su historia o el crecimiento del respectivo sistema. En efecto, las empresas informaron tasas de crecimiento del orden de 30%, parejo para todo el horizonte, en algunas localidades, que por su desarrollo, no es factible asegurar que esto pueda ocurrir.

El ajuste para respetar los montos anuales informados por las empresas se efectuó asignando una mayor demanda a los clientes libres de cada sistema.

La demanda utilizada en cada sistema se muestra continuación:

Tabla 18: Previsión de Demanda

Demanda (GWh)	2006	2.007	2008	2009
SING	1.440,9	1.557,0	1.627,7	1.705,1
Total SING	1.440,9	1.557,0	1.627,7	1.705,1
SIC1	2.996,5	3.186,0	3.311,4	3.365,6
SIC2	3.603,0	3.771,2	3.921,3	4.071,6
SIC3	13.216,7	13.840,3	14.784,0	15.689,4
SIC4	5.026,5	5.404,1	5.773,8	6.169,1
SIC5	5.788,3	5.989,8	6.178,9	6.418,8
SIC6	2.112,8	2.255,1	2.403,0	2.554,3
Total SIC	32.743,7	34.446,5	36.372,3	38.268,8

El detalle de la demanda por barra y tipo de cliente se encuentra en el archivo DemSTXSIC.xls y DemSTXSING.xls, respectivamente.

3.2.5 CRITERIOS GENERALES DE EXPANSIÓN Y RESPALDO DE TRANSFORMADORES

Las expansiones y respaldo de instalaciones, para cada sistema de subtransmisión, que fueron aceptadas por la Comisión, se encuentran en el archivo ExpansionesFinalLineasTrafos.xls. A continuación se describen los criterios utilizados para tal efecto.

3.2.5.1 Expansión

Sin perjuicio de la expansión que la Comisión establece para cada sistema, producto de la revisión de los resultados entregados por las empresas, se señala lo siguiente en relación a los sistemas SING, SIC1, SIC2, SIC4, SIC5 y SIC6:

- Esta Comisión no comparte el criterio utilizado para expandir, basado sólo en un supuesto crecimiento lineal del flujo en una determinada instalación, que tiene como punto de partida el año base 2005.
- En base a este criterio, se expande de manera inapropiada todos estos sistemas el año 2007, siendo que en muchos casos las instalaciones modificadas tiene un bajo nivel de utilización en el horizonte de estudio.
- Mediante el uso del modelo de operación OSE2000, se verificó las ampliaciones propuestas, concluyendo que una importante cantidad de líneas de subtransmisión fueron ampliadas sin que su utilización lo justifique.
- Para las SSEE esta situación se repite en muchos casos con instalaciones que tienen capacidad suficiente para abastecer la demanda en los próximos años.
- Sumado a lo anterior, para los sistemas señalados, no se entrega el respaldo de la utilización de estas líneas basado en los resultados de un modelo de operación que justifique dichas ampliaciones, tanto para SSEE como para líneas.
- En los resultados de los Estudios presentados, tampoco se incluye un análisis de contingencia para diferentes instalaciones de los sistemas, que permita establecer mediante resultados que emanen de simulaciones bajo estas condiciones de operación, qué instalaciones se deben ampliar no sólo en términos de suficiencia para efectos de satisfacer el crecimiento de la demanda, sino que también para tener capacidad de apoyar al sistema en caso de falla de algún elemento.
- Sin perjuicio de lo anterior, tanto para líneas, SSEE y reactivos, los precios utilizados no corresponden a los más eficientes para una empresa de subtransmisión como las definida en las Bases. En efecto, para las ampliaciones de líneas de subtransmisión, la metodología empleada por las empresas consistió en reemplazar los conductores de cobre existentes por conductores del mismo material, no utilizando aluminio, que tiene un precio menor.
- Resulta particular la situación del SING en lo referido a la adaptación del año base. Los transformadores existentes en las SSEE Parinacota, Esmeralda y Los Cóndores tienen una potencia que supera con creces los consumos actuales y futuros de las zonas que abastecen. Sin embargo, éstos no fueron adaptados, recomendándose incluso un transformador de respaldo para la SSEE Los Cóndores de 150 MVA, potencia que ni siquiera en el SIC se recomienda. Lo anterior sumado al hecho que dicha SSEE ya se encuentra con respaldo debido a que ésta cuenta con un banco monofásico con respaldo.

En consecuencia, esta Comisión en base a los resultados entregados por el modelo OSE2000, con y sin contingencias, estableció el conjunto de instalaciones que deben ser ampliadas y sus fechas respectivas, respecto de las ampliaciones propuestas por las empresas para estos sistemas.

En cuanto al estudio del SIC3, la principal observación de esta Comisión se refiere a la utilización de líneas auxiliares para efectuar las ampliaciones recomendadas en dicho sistema. La objeción principal no apunta al precio de estas líneas auxiliares, excesivo por cierto, sino al hecho de la imposibilidad de tender éstas en una ciudad como Santiago, para realizar trabajos en trazados existentes. De acuerdo a la opinión de expertos en materia de construcción de proyectos, dada la complejidad del tema urbano resulta impracticable el realizar los proyectos de la forma como se señala en el Estudio de este sistema. Antecedentes respecto de proyectos reales de ampliación en líneas del nivel de tensión como las que del SIC3, confirman lo señalado. Dado lo anterior, tampoco resulta pertinente que los usuarios de las instalaciones de este sistema paguen por una componente de costo de las ampliaciones recomendadas, en circunstancias que las empresas involucradas no incurrirán en dicho costo por los argumentos señalados. En este sentido, esta Comisión ha desestimado la incorporación de los costos del tendido de líneas auxiliares para efectos de realizar las ampliaciones previstas en el SIC3.

3.2.5.2 Respaldo de transformadores por NT

Respecto de esta materia, y sin perjuicio de los transformadores que se determinen como respaldo para las diferentes SSEE producto de la revisión de los resultados entregados por las empresas, se señala lo siguiente en relación a los sistemas SING, SIC1, SIC2, SIC4, SIC5 y SIC6:

- No se efectúa un análisis mínimo de contingencia en los diferentes sistemas, de forma de verificar si existen otras instalaciones que permitan apoyar el respectivo sistema en caso de la falla de un transformador en una determinada SSEE.
- Si bien es aceptable que exista respaldo en subestaciones de retiro, en especial las destinadas a consumos regulados, la utilización de un mismo transformador para zonas contiguas tampoco se evalúa. Lo anterior, en consideración a que el tamaño de varios de estos transformadores permitiría su rápido traslado a una SSEE cercana.
- Esta Comisión tampoco comparte el criterio de establecer transformadores de respaldo basado en autotransformadores o bancos de transformadores 3-trifásicos, dado que generalmente resulta más conveniente utilizar bancos de transformadores monofásicos con una unidad de respaldo monofásica.
- Lo anterior permite la evaluación del traslado de transformadores existentes de una SSEE a otra, a efectos que puedan ser utilizados como respaldo en otra SSEE.
- En algunos casos, se recomienda respaldo de transformadores para instalaciones destinadas a clientes libres, en casos en que estas instalaciones están dedicadas exclusivamente a dichos clientes.

En consecuencia, el criterio utilizado por esta Comisión apunta al desarrollo de banco de transformadores monofásicos de cuatro unidades en SSEE importantes, y de un número mínimo

de transformadores de menor tamaño, en zonas en las cuales un transformador pueda ser compartido como respaldo por más de un SSEE.

4 DEL aVI + COMA Y VASTX PRESENTADO POR LAS EMPRESAS EN SUS ESTUDIOS

A partir de la información entregada a la Comisión por las empresas de los diferentes sistemas de subtransmisión, se logró establecer el aVI+COMA y VASTX presentado en los Estudios para cada uno de ellos:

Tabla 19: aVI + COMA y VASTX de los Estudios de las Empresas, por sistema

Sistema STx	Componente (US\$)	2006	2007	2008	2009	VASTX (US\$)
SING	aVI	20.903.162,1	25.585.094,1	25.585.094,1	25.656.246,4	116.245.953
	COM&A	11.017.695,7	12.967.559,9	12.967.559,9	12.996.160,2	
	aVI+COM&A	31.920.857,8	38.552.654,0	38.552.654,0	38.652.406,6	
SIC1	aVI	28.857.482,9	38.236.971,6	38.559.946,6	38.589.805,1	163.712.613
	COM&A	12.762.281,8	17.123.590,7	17.281.325,0	17.294.245,4	
	aVI+COM&A	41.619.764,8	55.360.562,3	55.841.271,6	55.884.050,5	
SIC2	aVI	29.765.740,3	35.956.575,0	35.956.575,0	37.175.939,5	152.197.852
	COM&A	11.765.206,9	14.151.319,2	14.151.319,2	14.630.008,7	
	aVI+COM&A	41.530.947,1	50.107.894,2	50.107.894,2	51.805.948,2	
SIC3	aVI	100.915.117,6	103.425.141,7	108.513.348,5	109.830.113,6	403.088.184
	COM&A	21.752.778,8	21.844.811,8	21.949.340,3	21.974.724,4	
	aVI+COM&A	122.667.896,4	125.269.953,6	130.462.688,8	131.804.838,1	
SIC4	aVI	47.298.266,1	63.985.843,1	64.423.731,3	66.185.136,2	259.205.146
	COM&A	17.530.418,0	23.486.111,5	23.643.317,9	24.315.319,9	
	aVI+COM&A	64.828.684,0	87.471.954,5	88.067.049,2	90.500.456,1	
SIC5	aVI	40.471.701,8	52.126.692,2	52.770.141,6	56.540.722,6	211.626.066
	COM&A	13.730.406,5	17.620.447,8	17.831.882,5	19.101.728,4	
	aVI+COM&A	54.202.108,3	69.747.140,0	70.602.024,1	75.642.451,0	
SIC6	aVI	21.379.237,4	29.118.757,5	29.361.483,6	29.380.379,6	128.217.479
	COM&A	10.703.300,9	14.463.319,0	14.571.716,0	14.580.140,6	
	aVI+COM&A	32.082.538,3	43.582.076,4	43.933.199,6	43.960.520,2	

5 DE LA DETERMINACIÓN DEL USO DE CENTRALES GENERADORAS EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

Básicamente, este monto corresponde al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión, y para cada año del horizonte de planificación. Las centrales que se conectan a un sistema de subtransmisión, no hacen uso de las instalaciones de transmisión de otro sistema de subtransmisión. Asimismo, las centrales que se conectan a instalaciones adicionales que inyectan su producción en el sistema troncal, no hacen uso de las instalaciones de subtransmisión de los sistemas que se abastecen desde ellas.

Para tal efecto, a través de la modelación en el OSE2000 de las instalaciones de los sistemas de subtransmisión en análisis para los siguientes 4 años, se estableció la proporción anual en que participa cada central en este sistema, para las distintas condiciones de operación, dadas por la muestra hidrológica utilizada, la cantidad de bloques de demanda y etapas respectivas.

Esta Comisión no concuerda con la metodología empleada en los sistemas SING, SIC1, SIC2, SIC4, SIC5 y SIC6, dado que el mecanismo de "distancia eléctrica" no se ajusta a lo exigido en las Bases.

5.2 PAGO DE LAS CENTRALES EN LOS DIFERENTES SISTEMAS

A continuación se resume el pago que deberán hacer las centrales generadoras en los respectivos sistemas de subtransmisión. El detalle para cada central y sistema se encuentra contenido en los archivos PagoCentralesSTXSING.xls y PagoCentralesSTXSIC.xls, respectivamente.

Tabla 20: Pago Centrales Generadoras Sistemas de Subtransmisión, cálculo CNE

Pago Centrales Sistema STx (US\$)	2006	2007	2008	2009	Valor presente (US\$)
SING	3.265.939,1	1.975.301,0	1.576.963,0	1.560.678,5	6.852.276
Total SING	3.265.939,1	1.975.301,0	1.576.963,0	1.560.678,5	6.852.276
SIC1	22.304,9	26.605,7	13.440,8	4.961,8	55,753
SIC2	9.244.003,1	11.460.769,9	12.865.298,6	11.824.004,2	35,617,193
SIC3	10.435.655,5	9.460.751,9	8.903.126,0	10.291.652,0	31,024,150
SIC4	3.569.069,9	3.778.009,9	3.640.142,1	4.016.270,2	11,844,991
SIC5	1.905.997,1	2.171.229,5	1.759.783,4	2.890.873,0	6,823,786
SIC6	1.702.924,9	1.669.479,5	1.715.391,4	1.567.500,6	5,287,272
Total SIC	26.879.955,4	28.566.846,4	28.897.182,3	30.595.261,8	90,653,143

6 DEL NIVEL Y ESTRUCTURA TARIFARIA EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

6.1 DEL aVI + COMA y VASTX A PARTIR DE LA REVISIÓN DE LA COMISIÓN

A continuación se entregan los resultados del aVI+COMA y VASTX para cada sistema de subtransmisión, como resultado de la revisión y correcciones realizadas por la Comisión a los Estudios enviados por las empresas de los respectivos sistemas. La asignación del COMA de cada sistema a las diferentes instalaciones que lo componen (SSEE, líneas, taps), se realizó a prorrata del VI resultante para una de ellas.

Los valores señalados en la tabla siguiente, no incluyen el descuento del pago de las centrales generadoras en cada sistema.

El detalle de las distintas componentes, por sistema, se entrega en el punto 12 del presente Informe y en el archivo VastxCNE.xls.

Tabla 21: aVI+COMA y VASX, revisión CNE

Sistema STx	Componente (US\$)	2006	2007	2008	2009	VASTX (US\$)
SING	aVI	15.377.106,3	17.290.854,6	17.370.601,1	17.507.624,5	87.441.877
	COM&A	9.859.605,5	11.083.715,7	11.140.240,3	11.230.808,7	
	aVI+COM&A	25.236.711,8	28.374.570,3	28.510.841,4	28.738.433,3	
SIC1	aVI	22.467.805,9	26.793.979,3	27.165.180,2	27.296.785,3	123.666.504
	COM&A	11.578.806,1	13.798.453,1	13.988.518,8	14.061.390,8	
	aVI+COM&A	34.046.612,0	40.592.432,4	41.153.699,0	41.358.176,1	
SIC2	aVI	23.293.966,5	26.698.105,9	26.879.318,4	27.780.224,1	120.554.426
	COM&A	10.783.806,0	12.351.267,8	12.443.020,2	12.861.681,6	
	aVI+COM&A	34.077.772,5	39.049.373,7	39.322.338,6	40.641.905,6	
SIC3	aVI	74.993.050,4	77.574.728,3	82.142.530,8	83.731.316,6	291.998.457
	COM&A	12.173.455,7	12.602.645,2	13.343.229,6	13.616.046,1	
	aVI+COM&A	87.166.506,1	90.177.373,5	95.485.760,4	97.347.362,7	
SIC4	aVI	37.442.724,7	43.494.006,6	43.998.872,7	45.625.862,0	186.742.146
	COM&A	14.681.256,9	17.005.185,0	17.208.536,9	17.874.122,1	
	aVI+COM&A	52.123.981,6	60.499.191,6	61.207.409,6	63.499.984,1	
SIC5	aVI	30.999.996,7	33.710.731,8	34.473.095,9	37.852.875,9	148.522.355
	COM&A	11.713.971,6	12.734.086,5	13.023.741,9	14.301.659,9	
	aVI+COM&A	42.713.968,3	46.444.818,3	47.496.837,8	52.154.535,9	
SIC6	aVI	17.229.957,4	19.700.065,6	19.991.323,5	20.100.554,5	95.160.377
	COM&A	9.828.255,4	11.174.572,0	11.330.247,0	11.397.233,7	
	aVI+COM&A	27.058.212,8	30.874.637,6	31.321.570,5	31.497.788,2	

6.2 DE LOS FACTORES DE PERDIDAS MEDIAS Y VALORIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

De acuerdo a lo señalado en el punto 2.1.2, los resultados de la revisión efectuada por la Comisión, para los diferentes sistemas son los siguientes:

Tabla 22: Factores de Pérdidas Medias por sistema, cálculo CNE

Sistema Stx	Potencia	Energía
SING	1,0190	1,0141
SIC1	1,0249	1,0223
SIC2	1,0396	1,0351
SIC3	1,0127	1,0097
SIC4	1,0367	1,0348
SIC5	1,0299	1,0259
SIC6	1,0436	1,0371

El detalle de los Factores de expansión de Pérdidas por sistema se encuentra en el punto 8 del presente informe.

Tabla 23: Valorización de Pérdidas, por sistema, cálculo CNE

Valorización de Pérdidas Sistema STx (US\$)	2006	2007	2008	2009	Valor presente US\$
SING	1.226.040,8	1.297.133,6	1.352.302,1	1.416.183,7	4.169.871
Total SING	1.226.040,8	1.297.133,6	1.352.302,1	1.416.183,7	4.169.871
SIC1	4.420.950,1	4.716.604,1	4.973.182,0	5.176.408,8	15.189.048
SIC2	7.500.009,0	7.897.552,1	8.261.960,0	8.635.142,6	25.450.344
SIC3	8.369.620,8	8.734.215,3	9.322.518,7	9.893.638,2	28.588.740
SIC4	10.021.973,0	10.762.688,0	11.469.785,8	12.231.341,7	34.977.259
SIC5	8.631.541,8	8.999.740,7	9.378.940,9	9.808.780,2	29.030.724
SIC6	5.258.816,4	5.652.873,1	6.024.619,2	6.413.251,8	18.359.261
Total SIC	44.202.911,2	46.763.673,2	49.431.006,6	52.158.563,3	151.595.376

6.3 FÓRMULAS TARIFARIAS Y PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN

Los precios por unidad de energía y de potencia, denominados “peajes de subtransmisión” de acuerdo a la Ley N° 19.940, que adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, se construyen de acuerdo a un sistema de cargos de transformación y transmisión o transporte, según se señala a continuación.

- Cargos que representan los costos unitarios de inversión y operación:
 - Cargos Base Transformación de Potencia (CBTP).
 - Cargos Base Transporte de Potencia (CBLP).
- Cargos por pérdidas de energía y potencia, respectivamente:
 - Factores de Pérdidas de Transformación y Transporte de Potencia, FPTP y FPLP.
 - Factores de Pérdidas de Transformación y Transporte de Energía, FPTE y FPLE.

En consecuencia, los cargos por concepto de transformación y transporte, se expresan de la siguiente manera:

(1) Energía:

$$P_{NET} \cdot \left[\left(1 + \frac{FPTE}{100} \right) \cdot \left(1 + \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{FPLE_i \cdot km_i}{100} \right\} \right) - 1 \right]$$

(2) Potencia:

$$P_{NPT} \cdot \left[\left(1 + \frac{FPTP}{100} \right) \cdot \left(1 + \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{FPLP_i \cdot km_i}{100} \right\} \right) - 1 \right] + CBTP + \sum_{i=1}^n \{ CBLP_i \cdot km_i \}$$

Donde:

PBEST: Precio de nudo de energía en la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión.

PBPST: Precio de nudo de potencia en la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión.

- FPTE:** Factor de expansión de pérdidas por transformación de energía desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo expresado en (%).
- FPTP:** Factor de expansión de pérdidas por transformación de potencia desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo expresado en (%).
- n:** Número de líneas de subtransmisión desde la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo.
- FPLEi:** Factor de expansión de pérdidas por transporte de energía, denominado FPLE, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (%/km).
- FPLPi:** Factor de expansión de pérdidas por transporte de potencia, denominado FPLP, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (%/km).
- CBTP:** Cargo Base por concepto de Transformación de Potencia desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (\$/kW/mes).
- CBLPi:** Cargo Base por concepto de Transporte de Potencia, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (\$/kW/mes/km).
- Kmi:** Longitud de cada de línea i, en kilómetros.

6.4 DE LA DETERMINACIÓN DEL VALOR LOS CARGOS BASE Y FACTORES DE PÉRDIDAS EN CADA SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

6.4.1 METODOLOGÍA GENERAL

La determinación de los Cargos Base y Factores de Pérdidas del sistema de peajes de subtransmisión descrito en el punto 6.3 del presente Informe, que permita cubrir los costos a que se refiere el artículo 71-36° de la Ley N° 19.940, se efectuó de modo que cumplir, en el período tarifario, el siguiente balance en cada sistema:

$$\sum_{i=1}^4 \frac{(aV_i + \text{COM} \& A_i - \text{PagoCentrales}_i)}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^4 \frac{\text{COSTOPERDIDAS}_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^4 \frac{\text{INGRESOS_STX}_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

COSTOPERDIDAS_i: Pérdidas tarifarias de potencia y energía en el año *i*, valoradas a precio de nudo de inyección de potencia y energía, respectivamente.

INGRESOS_STX_i: Ingresos del respectivo sistema de subtransmisión, a partir de la aplicación del sistema de peajes. La determinación de estos ingresos se realizó de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Precios de nudo de potencia y energía, vigentes al 31 de diciembre de 2005.
- Demandas en los puntos de retiro de cada sistema, de acuerdo a lo señalado en el punto 3.2.4 del presente Informe.
- Conectividades a los diferentes puntos de retiro, en base a la información disponible al 31 de diciembre de 2005.
- Determinación de la ruta óptima a cada punto de retiro a partir del precio medio obtenido en cada punto de retiro, considerado un total de 1505 rutas en el SIC. Esto permite asociar a cada punto un precio de nudo troncal de energía y potencia.
- Dada la característica del SING, en el sentido que el troncal de este sistema se conecta al sistema de subtransmisión sólo a través de instalaciones adicionales, propiedad de clientes o centrales generadoras, se establecieron Cargos Unitarios de energía y potencia, que adicionados al precio de energía y potencia en Crucero, respectivamente, constituyen los precios de inyección al sistema de subtransmisión del SING. Los Cargos señalados representan el uso que los retiros en el sistema de subtransmisión hacen de los sistemas adicionales, respecto del 20% del aVNR+CO&M de dichas instalaciones¹⁰. Posteriormente, se aplicó la misma metodología señalada para el SIC para efectos de determinar los ingresos del sistema de subtransmisión del SING

Los valores de los factores de pérdidas y cargos base, asociados a cada nudo troncal, así como también los puntos de retiro a los cuales aplicar dichos cargos y factores están en el archivo CargosPeajesSTX.xls.

Los Ingresos para cada sistema a partir de la aplicación del sistema de peajes señalado, considerando los cargos base y factores de pérdidas determinados para cada sistema, a fin de cumplir con el balance señalado, son los siguientes:

¹⁰ El valor de los Cargos Unitarios por el pago de los sistemas adicionales se determinó en base a la información entregada por sus propietarios al CDEC-SING, para la elaboración del Informe de Peajes del CDEC-SING, para el período 2006-2009.

Tabla 24: Ingresos Subtransmisión por sistema, a partir de aplicación sistema de peajes propuesto por la Comisión

Ingresos por Sistema STx (US\$)	2006	2007	2008	2009	Valor presente US\$
SING	24.684.660,6	26.444.877,3	27.588.279,8	28.895.564,5	84.759.413
Total SING	24.684.660,6	26.444.877,3	27.588.279,8	28.895.564,5	84.759.413
SIC1	40.475.357,3	43.065.611,8	45.404.976,2	47.289.128,2	138.799.736
SIC2	32.559.483,2	34.268.028,9	35.808.846,9	37.427.701,0	110.387.555
SIC3	84.780.872,6	88.355.981,0	94.482.995,2	100.263.647,8	289.562.886
SIC4	60.205.863,7	64.580.956,5	68.804.802,4	73.314.830,9	209.874.377
SIC5	50.801.502,6	53.009.567,4	55.126.523,1	57.567.131,9	170.729.242
SIC6	30.952.504,8	33.329.434,3	35.543.694,1	37.838.445,2	108.232.299
Total SIC	299.775.584,2	316.609.579,9	335.171.838,0	353.700.885,1	1.027.586.095

6.4.2 RESULTADOS PARA LOS DIFERENTES SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

A continuación se entrega un resumen de los resultados obtenidos para cada sistema, de acuerdo a lo señalado en el punto anterior:

Tabla 25: VASTX CNE, VASTX CNE ajustado pago centrales, Valorización de pérdidas e Ingresos STX

Resultados Sistema Stx	VASTX Revisión CNE US\$	Pago Actualizado Generadores US\$	VASTXajustado descuento pago de centrales US\$	Valorización Actualizadas de Pérdidas US\$	Ingresos STX US\$
SING	87.441.877	6.852.276	80.589.601	4.169.871	84.759.413
Total SING	87.441.877	6.852.276	80.589.601	4.169.871	84.759.413
SIC1	123.666.504	55.753	123.610.752	15.189.048	138.799.736
SIC2	120.554.426	35.617.193	84.937.233	25.450.344	110.387.555
SIC3	291.998.457	31.024.150	260.974.307	28.588.740	289.562.886
SIC4	186.742.146	11.844.991	174.897.156	34.977.259	209.874.377
SIC5	148.522.355	6.823.786	141.698.569	29.030.724	170.729.242
SIC6	95.160.377	5.287.272	89.873.106	18.359.261	108.232.299
Total SIC	966.644.265	90.653.143	875.991.122	151.595.376	1.027.586.095

7 DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

7.1 DE LA INDEXACIÓN DEL VASTX

La Comisión determinó una fórmula de indexación común para todos los sistemas de subtransmisión, en función del peso de las diferentes partidas de costo que componen el VASTX de cada uno de ellos. A continuación se entrega la estructura de la fórmula de indexación y los pesos de las componentes para cada sistema.

$$VASTX_i = VASTX_0 \left[a \cdot \frac{IPMI_i}{IPMI_0} + b \cdot \frac{IPMN_i}{IPMN_0} + c \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

IPMI_i : Índice de Precios al por Mayor para Bienes Importados del Sector Industrial para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

IPMN_i : Índice de Precios al por Mayor para Bienes Nacionales del Sector Industrial para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

IPC_i : Índice de precios al Consumidor, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

Los valores base a utilizar son los siguientes:

Tabla 26: Índices Base para fórmula de Indexación

Índice	Valor base	Mes
IPMI ₀	179,63	Noviembre de 2005
IPMN ₀	224,44	Noviembre de 2005
IPC ₀	121,53	Noviembre de 2005

Los coeficientes para de la fórmula de indexación del VASTX para los diferentes sistemas son los siguientes:

Tabla 27: Coeficientes de Indexación del VASTX por Sistema

Sistema STx	a	b	c
SING	0,332	0,183	0,485
SIC1	0,343	0,172	0,485
SIC2	0,337	0,163	0,500
SIC3	0,270	0,114	0,616
SIC4	0,367	0,161	0,472
SIC5	0,368	0,166	0,466
SIC6	0,311	0,163	0,526

La determinación del valor de los coeficientes señalados en la **Tabla 27**, se encuentran en el archivo FI_VASTX.xls.

7.2 DE LA INDEXACIÓN DE LOS RECARGOS DE TRANSFORMACIÓN Y DISTANCIA

Para efectos del seguimiento de las variaciones del VASTX de cada sistema, se asocia la fórmula de indexación de éste a los Cargo Base por concepto de transformación y transporte de potencia, CBTP y CBLT. De esta forma, la indexación de estos cargos será la siguiente:

$$CBTP_i = CBTP_0 * \left(a \cdot \frac{IPMI_i}{IPMI_0} + b \cdot \frac{IPMN_i}{IPMN_0} + c \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right)$$

$$CBLT_i = CBLP_0 * \left(a \cdot \frac{IPMI_i}{IPMI_0} + b \cdot \frac{IPMN_i}{IPMN_0} + c \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right)$$

8 ANEXO 1: Factores de Expansión CNE de los diferentes Sistemas de Subtransmisión

A. SING

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	228	236	246	258
Generación Local (MW)	3.12	3.12	3.12	3.12
Demanda (MW)	227	235	245	256
Pérdidas (MW)	4.60	4.19	4.55	4.94
FPpi	1.0203	1.0179	1.0186	1.0193

FPp	1.01903
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	1,435	1,550	1,623	1,702
Generación Local (MWh)	27.3	27.3	27.3	27.3
Demanda (MWh)	1,441	1,557	1,628	1,705
Pérdidas (MWh)	21.7	20.5	22.7	24.3
FEpi	1.0151	1.0131	1.0139	1.0143

FPe	1.01410
------------	----------------

B. SIC1

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	362	379	399	404
Generación Local (MW)	7.05	7.05	7.06	7.06
Demanda (MW)	361.45	377.50	395.08	399.96
Pérdidas (MW)	7.46	8.98	10.73	11.58
FPpi	1.0206	1.0238	1.0272	1.0289

FPp	1.02492
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	2,998,446	3,198,395	3,333,416	3,398,055
Generación Local (MWh)	53,749.91	55,818.48	56,696.50	56,110.50
Demanda (MWh)	2,996,469.51	3,186,021.98	3,311,439.34	3,365,623.53
Pérdidas (MWh)	55,726	68,191.88	78,673.07	88,541.73
FEpi	1.0186	1.0214	1.0238	1.0263

FPe	1.02234
------------	----------------

C. SIC2

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	-488	-575	-768	-683
Generación Local (MW)	975.57	1,088.17	1,310.15	1,246.76
Demanda (MW)	472.87	495.65	518.51	537.83
Pérdidas (MW)	15.04	17.20	23.32	26.18
FPpi	1.0318	1.0347	1.0450	1.0487

FPp	1.03964
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	2,729,696	2,800,851	2,758,283	3,006,360
Generación Local (MWh)	975,565.80	1,088,172.57	1,310,147.07	1,246,758.76
Demanda (MWh)	3,602,977.79	3,771,169.23	3,921,284.52	4,071,634.23
Pérdidas (MWh)	102,284.14	117,854.83	147,145.66	181,484.66
FEpi	1.0284	1.0313	1.0375	1.0446

FPe	1.03506
------------	----------------

D. SIC3

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	1,566	1,719	1,890	1,917
Generación Local (MW)	403.83	357.29	313.00	419.35
Demanda (MW)	1,946.42	2,049.72	2,174.32	2,307.10
Pérdidas (MW)	23.86	26.57	28.31	29.38
FPpi	1.012	1.0130	1.0130	1.0127

FPp	1.01273
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	12,936,748	13,617,752	14,617,414	15,422,634
Generación Local (MWh)	403,832.09	357,286.15	313,000.72	419,347.87
Demanda (MWh)	13,216,700.70	13,840,301.01	14,783,951.35	15,689,351.32
Pérdidas (MWh)	123,879.39	134,737.51	146,463.06	152,630.60
FEpi	1.0094	1.0097	1.0099	1.0097

FPe	1.00968
------------	----------------

E. SIC4

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	505	550	590	665
Generación Local (MW)	112.56	117.18	123.83	98.51
Demanda (MW)	595.23	644.06	688.15	737.23
Pérdidas (MW)	22.30	23.30	25.64	26.36
FPpi	1.0375	1.0362	1.0373	1.0358

FPp	1.03668
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	4,323,262	4,582,436	4,965,000	5,466,553
Generación Local (MWh)	872,053.57	1,010,750.52	1,015,342.07	918,426.87
Demanda (MWh)	5,026,467.22	5,404,078.41	5,773,780.06	6,169,073.13
Pérdidas (MWh)	168,847.93	189,108.34	206,561.99	215,906.98
FEpi	1.0336	1.0350	1.0358	1.0350

FPe	1.03482
------------	----------------

F. SIC5

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	573	578	604	444
Generación Local (MW)	169.68	186.60	192.70	382.81
Demanda (MW)	721.11	742.58	772.41	804.26
Pérdidas (MW)	21.79	22.11	24.14	22.86
FPpi	1.0302	1.0298	1.0313	1.0284

FPp	1.02994
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	4,389,769	4,514,163	4,666,740	4,458,338
Generación Local (MWh)	1,544,312.67	1,627,343.15	1,673,922.80	2,134,770.89
Demanda (MWh)	5,788,293.99	5,989,835.59	6,178,878.30	6,418,796.27
Pérdidas (MWh)	145,787.52	151,671.00	161,784.54	174,312.96
FEpi	1.0252	1.0253	1.0262	1.0272

FPe	1.02591
------------	----------------

A. SIC6

Factores de Expansión de Potencia	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MW)	207	227	247	271
Generación Local (MW)	90.88	91.54	91.72	89.93
Demanda (MW)	286.57	305.30	324.52	344.82
Pérdidas (MW)	11.73	13.19	14.40	15.98
FPpi	1.0409	1.0432	1.0444	1.0464

FPp	1.04364
------------	----------------

Factores de Expansión de Energía	2006	2007	2008	2009
Inyecciones (MWh)	1,642,874	1,786,108	1,941,620	2,116,643
Generación Local (MWh)	541,350.04	550,968.70	553,181.43	540,670.80
Demanda (MWh)	2,112,836.64	2,255,106.66	2,402,976.93	2,554,322.04
Pérdidas (MWh)	71,387.71	81,970.08	91,824.83	102,991.41
FEpi	1.0338	1.0364	1.0382	1.0403

FPe	1.03708
------------	----------------

9 ANEXO 2: Cubicación de Materiales y Valorización de las Subestaciones de los Sistemas de Subtransmisión

A. Introducción

Para establecer la cantidad de materiales que componen las subestaciones (SSEE) de cada sistema de subtransmisión, se empleó la información complementaria entregada por las empresas en cada informe "Estudio para Determinar el Valor Anual del Sistema de Subtransmisión". Ello permitió la cubicación completa de cada SSEE para el año 2005 adaptado. Luego, considerando la lista de recargos establecidos en las Bases¹¹, pero utilizando una metodología elaborada por esta Comisión para su aplicación, y en base a una lista única de precios de materiales, se obtuvieron los siguientes resultados, expresados en dólares americanos a diciembre de 2005 para las SSEE de cada sistema:

Sistema	VI	AVI
SIC1	92.533.458	10.565.061
SIC2	103.436.713	11.773.358
SIC3	336.294.690	38.419.743
SIC4	165.891.989	19.186.228
SIC5	148.184.019	16.843.442
SIC6	59.124.024	7.062.052
SING	60.352.358	6.979.288

Los resultados anteriores no incluyen el costo de los derechos relacionados con el uso del suelo. Los valores fueron corregidos, ya que la información de detalle de las empresas no incluyó RENAICO_66 y TAP LAS VIZCACHAS, y además incluía EL TOTORAL_66 que entra el 2007, lo cual se corrigió en cálculos posteriores (expansión y asignación de terrenos). Estas consideraciones son válidas para el resto de los resultados del presente Anexo.

B. Cubicación de materiales

B.1 Procedimiento de cubicación

El objetivo principal del procedimiento empleado por esta Comisión consistió en agrupar la información proporcionada por las empresas de manera uniforme y coherente, con el fin de obtener la cantidad de materiales que componen cada subestación para el año 2005 adaptado. Se revisaron los criterios usados para determinar la composición de las distintas SSEE. Sin embargo la información debió uniformarse debido a la diferencia de criterios, base de cálculos, metodologías y formatos, tanto para las SSEE de estudios individuales, como entre estudios. Además, para todos los estudios, se detectaron inconsistencias entre los resultados solicitados por las Bases, la información detallada de cálculo complementaria al informe, y lo declarado en los informes escritos.

¹¹ Ver definición de ítems de recargos en Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, Anexo 10, numeral 2.3. (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión)

Dado lo anterior, se emplearon los cuadros de resultados solicitados por las Bases¹² para contrastar la información de detalle y determinar una cubicación coherente con los resultados para el año 2005 adaptado, lo que se explica a continuación.

B.2 Determinación de materiales de SSEE en los sistemas SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING

Para estos sistemas, las empresas respectivas entregaron archivos separados para cada SSEE, los cuales contenían la información de detalle. Al igual que las listas de precios, para un mismo sistema, se comprobó que el formato e ítems considerados eran diferentes según la propiedad de las instalaciones. Además, se constató que en la valorización de un mismo material, en un mismo sistema y para instalaciones de una misma empresa, no siempre se utilizó los costos declarados en las listas de precios. También se comprobó, que los montos totales por SSEE declarados por las empresas no correspondían en su totalidad a los cuadros de resultados entregados.

Por lo tanto, una primera etapa consistió en uniformar toda la información recibida, considerado los ítems de recargos establecidos por las Bases. Además, para diferenciar la procedencia de cada material, al código de cada material se le agregó un sufijo conforme a su lista de precios correspondiente. Finalmente, se procedió a ajustar el valor de aquellas SSEE cuya valorización no coincidía con lo declarado en cuadros de resultados entregados por las empresas.

B.3 Determinación de materiales de SSEE en los sistema SIC-3

La información de valorización de SSEE detallada por materiales fue entregada a esta Comisión de forma separada para materiales eléctricos y obras civiles, usando como base de cálculo el año 2004. Luego, conforme señala en el informe del estudio de este sistema, mediante una evaluación basada en "módulos estándar" se determinaron las expansiones y adaptaciones respectivas. Sin embargo los resultados de las expansiones y adaptaciones sólo fueron entregados de manera agrupada, sin detallar la variación en la cantidad de materiales que componen las SSEE de forma individual.

Debido a lo anterior, para obtener una cubicación para el año 2005 adaptado coherente con lo informado en los cuadros de resultados, se realizó el siguiente procedimiento:

- Se unificó la lista de materiales eléctricos y obras civiles, sin incluir los terrenos. La inspección técnica de obras se sumó al costo de montaje, conforme se establece en las Bases¹³. Se eliminaron aquellas SSEE no correspondientes al sistema de subtransmisión SIC3. Para el caso de los materiales de obras civiles, sus costos unitarios se asociaron en su totalidad al de montaje, lo que es correcto metodológicamente al comprobarse que no se declaran recargos asociados a los costos unitarios de dichos materiales.

¹² Cuadros_Costos.XLS. Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, Anexo 3, numeral 3.3. (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión)

¹³ Definición de ítems de recargos en Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, Anexo 10, numeral 2.3, literal e). (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión).

- Se convirtió las unidades monetarias a dólares americanos de 2005. Se consideró el 1% de otros materiales en instalaciones comunes y los factores de ajustes justificados en el estudio.
- Se establecieron modelos para determinar de forma aproximada los efectos en la cubicación de materiales debido a la adaptación y optimización propuesta en el estudio de este sistema. En el caso de adaptación de instalaciones existentes, se varió la cantidad de materiales conforme un factor de escalamiento determinado entre las instalaciones declaradas para el 2004 y las declaradas para el 2005 adaptado. Para las adiciones, se utilizó como base los materiales de las siguientes instalaciones:
 - PAÑO VITACURA
 - TRAFOS ANDES 110
 - TRAFOS ALTAMIRANO 110
 - TRAFOS CHENA 220
 - CCEE BRASIL
 - IC VITACURA 220
- Finalmente, la lista obtenida se consolidó con la información procesada del resto de los sistemas, obteniendo así un formato único y coherente de cubicación de materiales para cada SSEE.

C Resultados de la Valorización de las SSEE

C.1 Costos unitarios y montaje

Para la valorización de materiales y la determinación de los costos de montaje se utilizó una única lista de precios. Dicha lista se elaboró conforme los criterios que se describen en el punto 3.2.1.1 del presente informe. Los resultados obtenidos, expresados en dólares americanos del 2005, fueron los siguientes.

Sistema	CU	MO
SIC1	65.216.551	11.944.194
SIC2	71.500.361	14.841.067
SIC3	181.763.302	101.543.782
SIC4	117.845.051	19.765.790
SIC5	106.651.481	17.294.957
SIC6	42.793.653	6.171.428
SING	43.404.739	6.580.243

D Recargos

Respecto de la valorización de los recargos, se utilizó la metodología elaborada por esta Comisión, descrita en el ANEXO 3: Estudio de Recargos para Líneas y Subestaciones en los Sistemas de Subtrasmisión” del presente Informe. Los resultados, expresados en dólares americanos del 2005, fueron los siguientes:

Sistema	FB	B	FO	Ing	Gg	Int
SIC1	209.560	622.136	1.015.161	3.467.256	2.092.367	7.966.233
SIC2	219.305	648.440	1.062.129	3.926.129	2.334.384	8.904.897
SIC3	499.285	1.492.437	2.421.476	11.826.094	7.796.604	28.951.709
SIC4	425.023	1.246.329	2.056.340	6.599.230	3.672.537	14.281.690
SIC5	308.899	922.594	1.497.425	5.361.323	3.390.135	12.757.206
SIC6	158.817	465.491	768.282	2.372.721	1.303.628	5.090.005
SING	160.758	470.882	777.660	2.433.114	1.329.211	5.195.752

Respecto del recargo "Instalación de Faenas" propuesto en el SIC-3, se determinó que no aplica por las siguientes razones:

- Este ítem de recargo sólo aparece en las tablas de detalle, sin argumentación explícita o justificación de su inclusión en el informe respectivo.
- Es considerado como un recargo adicional, ya que no corresponde a parte de ningún otro recargo, ni tampoco es parte de los costos unitario o montaje, y se adiciona al final de la valorización. Esto se comprueba al verificar los porcentajes de recargos con los declarados en el informe respectivo¹⁴.
- Las Bases del estudio establecen claramente cuales son los ítems de recargos aplicables, en el cual "Instalación de Faenas" no está especificado.
- La valorización de las instalaciones, sin considerar este recargo, cubre los costos típicos de proyectos reales.

E Contenido de los archivos de cálculo

E.1 Fuentes de información

Para el SIC-3, se consideró la última versión enviada a esta Comisión del archivo "ValorizacionSSEEObservacion_Corregido.xls".

Para el resto de los estudios se consideró la última versión de los archivos de valorización de cada SSEE, en las carpetas "Anexo 02", como por ejemplo "ALTO DEL CARMEN Inversion_E2_VU.xls".

E.3 Archivos de cálculos y resultados

Para los cálculos efectuados por esta Comisión, se utilizó el archivo "SSEE.mdb". Los datos de entrada se encuentran en las tablas respectivas, la cuales incorporan una descripción de la información contenida. Adicionalmente, el significado de cada columna se encuentra comentado en el diseño de cada tabla. Los cálculos son realizados mediante las consultas, las cuales también cuentan con una descripción que señala el tipo de cálculo que se realiza.

¹⁴ Esto se puede verificar con la ecuación en Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, Anexo 10, numeral 2.1. (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión).

Debido a los tiempos de procesamiento y para una mejor comprensión, todos los resultados fueron exportados a planillas de cálculo. El archivo "ResSSEE_Emp.xls" contiene hojas con los resultados de los estudios presentados por las empresas:

- SIC1 a SING: Contiene la cubicación de materiales de los estudios, además de información sobre los recargos utilizados en cada estudio.
- STx, SSEE y Elemento: Totales por sistema, SSEE y por elementos.
- Cod_CNE: totales por material, agrupado por los códigos utilizados por las empresas corregidos para su diferenciación entre las diferentes listas utilizadas.
- Cod_Eq: totales por material, agrupado por los códigos de la lista de precios única. Se encuentra valorizada directamente de los resultados de los estudios de las empresas, es decir, sin aplicar los valores de los precios de la lista única.

El archivo "ResSSEE_CNE.xls" contiene las mismas hojas anteriores, pero valorizadas conforme se señala en el numeral 3 de la presente minuta. Además, contiene las siguientes hojas:

- Equivalencias: equivalencias u homologación entre los materiales usados originalmente (Cod_CNE), y los materiales correspondiente a la lista única de precios (Cod_Eq).
- Precios: lista única de precios.
- Recargos: recargos por SSEE que son resultado de la aplicación de la metodología descrita en la minuta correspondiente.

Adicionalmente, el procedimiento para el SIC-3, se encuentra en el archivo "Cubicación SIC3.xls".

10 ANEXO 3: Estudio de Recargos para Líneas y Subestaciones en los Sistemas de Subtrasmisión

A Cálculo de Recargos en Los Estudios

A.1 Metodología empleada para los recargos en los Estudios de los sistemas SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING

La metodología que utilizaron las empresas se encuentra descrita en el numeral 6.2, *Matriz de recargos*, de los respectivos Informes entregados a esta Comisión. Para cada sistema, se presenta el mismo cuadro de recargos a aplicar. Los valores utilizados se detallan a continuación:

Recargos	FB	B	FO	Ing	Gg
SSEE	2,00%	2,50%	2,00%	8,50%	13,50%
220 kV	1,00%	2,90%	1,00%	4,76%	10,07%
154 kV	1,00%	2,90%	1,00%	4,76%	10,07%
110 kV	1,00%	2,90%	1,00%	5,04%	9,41%
66 kV	1,00%	2,90%	1,00%	5,31%	11,25%
44-33-23 kV	1,00%	2,90%	1,00%	5,20%	11,00%

Los informes de los estudios señalan que los recargos a aplicar en cada instalación se "basa en cálculos entregados en los Anexos 1,2 y 9". Sin embargo, de la revisión efectuada por esta Comisión, la información contenida en dichos anexos no es suficiente ni explícita como para establecer o reproducir lo señalado en los informes entregados.

A.2 Metodología empleada para los recargos en el Estudio del sistema SIC3

A.2.1 Líneas

La metodología se encuentra detallada en el numeral 27.2.2, *Recargos en líneas de subtrasmisión*, del Informe del Estudio SIC3.

En este caso se analiza una muestra de casos reales en la construcción de líneas, determinándose los siguientes recargos:

Proyecto [US\$]	CU+OM	FB	B	FO	MO	Ing	Gg
Línea 2x110 kV Tap Apoquindo - Alonso de Córdova	121.220	3.755	13.759	3.664	153.288	84.522	24.750
Línea 2x110 kV Tap La Dehesa - Salto	168.834	3.783	13.944	3.692	274.050	86.487	29.440
Línea 1x44 kV Lo Prado - Curaca	232.769	7.781	24.844	7.781	625.527	125.831	50.547
Línea 2x110 kV Tap Pajaritos	237.598	6.938	29.029	6.847	451.103	87.593	35.954
Línea 2x110 kV Tap Alonso de Córdova -Vitacura	244.819	5.826	21.599	5.590	258.477	89.283	30.084
Línea 2x110 kV Tap Santa Raquel	250.546	5.590	21.484	5.590	315.153	89.697	31.649

Proyecto [US\$]	CU+OM	FB	B	FO	MO	Ing	Gg
Línea 2x110 kV Tap Dominicos - Apoquindo	536.628	8.375	31.434	8.051	673.285	95.658	49.260
Línea 2x110 kV Buin - Espejo	1.732.294	15.760	54.214	14.632	1.589.957	259.503	165.695
Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Los Almendros	5.093.690	36.112	114.374	29.397	4.642.444	328.876	459.923
Línea 2x220 kV Polpaico - El Salt	10.916.829	61.941	207.707	48.743	6.308.991	548.957	535.595

En términos porcentuales del Costo Unitario (CU) de materiales, el valor de los recargos es el siguiente:

Proyecto [US\$]	FB	B	FO	Ing	Gg
Línea 2x110 kV Tap Apoquindo - Alonso de Córdova	3,1%	11,4%	3,0%	69,7%	20,4%
Línea 2x110 kV Tap La Dehesa - Salto	2,2%	8,3%	2,2%	51,2%	17,4%
Línea 1x44 kV Lo Prado - Curaca	3,3%	10,7%	3,3%	54,1%	21,7%
Línea 2x110 kV Tap Pajaritos	2,9%	12,2%	2,9%	36,9%	15,1%
Línea 2x110 kV Tap Alonso de Córdova - Vitacura	2,4%	8,8%	2,3%	36,5%	12,3%
Línea 2x110 kV Tap Santa Raquel	2,2%	8,6%	2,2%	35,8%	12,6%
Línea 2x110 kV Tap Dominicos - Apoquindo	1,6%	5,9%	1,5%	17,8%	9,2%
Línea 2x110 kV Buin - Espejo	0,9%	3,1%	0,8%	15,0%	9,6%
Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Los Almendros	0,7%	2,2%	0,6%	6,5%	9,0%
Línea 2x220 kV Polpaico - El Salt	0,6%	1,9%	0,4%	5,0%	4,9%

A continuación se realiza un promedio ponderado por tipos o grupos de líneas que define. Es decir, se calcula un porcentaje de recargos utilizando los valores totales o monto en US\$. El recargo por montaje (MO) no es calculado, ya que se determina siguiendo una metodología diferente. Lo anterior incluye la suma de kilómetros de líneas de cada tipo. Luego, realiza un promedio ponderado total por la longitud en kilómetros de cada tipo de línea, conforme la composición de la totalidad de líneas del SIC-3. La siguiente tabla muestra los resultados empleados por las empresas para este sistema:

Tipo de Línea	km	FB	B	FO	Ing	Gg
Línea 2x220	91,02	0,638%	2,074%	0,512%	3,223%	3,846%
Línea 2x110 kV Urbanas	51,20	2,405%	9,180%	2,351%	16,405%	5,740%
Línea 2x110 kV Suburbanas	200,48	0,910%	3,130%	0,845%	7,617%	4,864%
Línea 1x44 kV Suburbanas	13,95	3,343%	10,673%	3,343%	14,001%	5,624%
Ponderado	356,65	1,150%	4,024%	1,074%	8,007%	4,759%

Finalmente, se aplica uniformemente estos porcentajes de recargos al CU a todas las líneas del sistema, para llegar (más costos de MO, servidumbres y otros) al V.I. de cada instalación o línea.

A.2.2 Subestaciones

La metodología se encuentra detallada en el numeral 27.2.3, *Recargos en subestaciones de Subtrasmisión*, del Informe del Estudio SIC-3.

Se aplica la misma metodología que para el caso de línea, con la diferencia que el promedio se pondera conforme la composición real de las subestaciones del SIC3. A continuación se presenta una tabla con el resumen de los casos analizados y con los resultados presentados.

Proyecto [US\$]	CU+OM	FB	B	FO	MO	Ing	Gg
SE El Salto 220 110 kV / 34,5 kV	8.203.847	73.041	237.777	71.494	5.075.670	472.371	382.957
SE San Pablo 110 kV / 23 kV	2.473.600	40.433	116.533	39.044	1.630.570	188.793	114.161
SE Las Acacias 110 kV / 23 kV	2.069.628	40.246	114.150	38.870	2.076.340	194.991	115.713
SE Vitacura 110 kV / 12 kV	6.405.637	65.108	184.829	62.800	2.606.700	361.945	259.737
SE Brasil 110 kV / 12 kV	3.538.585	50.571	184.235	49.048	3.352.050	317.662	194.162
SE San Joaquín 110 kV / 12 kV	4.784.290	60.543	163.592	58.642	2.277.950	277.911	202.133
SE La Dehesa 110 kV / 12 kV	2.537.239	45.643	121.319	44.442	1.976.560	207.105	125.658
SE La Pintana 110 kV / 12 kV	1.700.019	36.311	106.125	35.109	1.215.480	148.515	79.211

Tipo de SSEE	n	FB	B	FO	Ing	Gg
SS/EE 220/110/34.5 Kv 4 Unid. de Transf.	5,00	0,890%	2,898%	0,871%	3,458%	2,803%
SS/EE 110/12 - 110/23 Kv 2 Unid. de Transf.	18,00	2,405%	9,180%	2,351%	16,397%	5,737%
SS/EE 110/12 Kv 3 Unid. de Transf.	15,00	1,799%	4,782%	1,752%	4,383%	2,659%
SS/EE 110/12 Kv 4 Unid. De Transf..	12,00	1,141%	3,152%	1,103%	3,833%	2,769%
Ponderado	50,00	1,546%	4,432%	1,499%	4,211%	2,696%

B Observaciones de la Comisión a la metodología de recargos utilizados en los Estudios de las empresas

En el caso de los Estudios SIC-1, SIC-2, SIC-4, SIC-5, SIC-6 y SING, tal como se señaló anteriormente, los recargos aplicados no están debidamente fundamentados. Es claro que al aplicar el criterio de recargos uniformes a las subestaciones no se está considerando las posibles economías de escala. Lo anterior también es válido para las líneas, puesto que la diferenciación de recargos según el nivel de tensión no necesariamente refleja la envergadura del proyecto, como podría ser la longitud o los costos de materiales.

Para el caso del Estudio SIC-3, el promedio ponderado es una aproximación que considera la composición real de los tipos de líneas del sistema en estudio. Si bien, la muestra es representativa y correcta para el sistema real, ésta no optimiza la construcción de las obras bajo la lógica de la empresa de giro exclusivo que opera y administra el respectivo sistema de subtransmisión. Lo anterior, debido a que no se consideran las economías (o deseconomías) de escala al considerar que existen obras (líneas, paños, taps-off, etc.) que en su construcción pueden formar parte un proyecto mayor. Algo similar sucede con las subestaciones, ya que para un mismo "tipo" de subestación, el porcentaje de recargos variará conforme el tamaño o capacidad de éstas, y el tamaño de nuevas SSEE no necesariamente representan al tamaño promedio existente.

En consecuencia, esta Comisión considera que el concepto de optimización, en que se deben enmarcar todos los estudios realizados, implica que se deben aprovechar las economías de escala inherentes a la construcción de proyectos para empresas de subtransmisión, siendo necesario realizar un análisis en función de la magnitud de cada uno de ellos. Es decir, mientras mayor es la envergadura de un proyecto, menores serán los recargos como porcentajes en función del VI¹⁵.

¹⁵ Esta hipótesis queda demostrada en los gráficos de la sección D3 del presente Anexo.

C Modelo usado por la Comisión

C.1 Metodología general de recargos

La metodología consiste en utilizar modelos de regresión lineal simple para cada recargo, en función de los costos unitarios de los distintos materiales, (CU+OM), y los costos de montaje, MO, según corresponda.

Como información base, esta Comisión utilizó las cotizaciones de proyectos presentados como antecedentes en el Estudio SIC3, excepto los tramos de la línea Los Almendros – El Salto 2x110 kV. De dichos proyectos, se determinó que los costos de flete a bodega y bodegaje estaban sobreestimados, ya que es sabido que no todo el equipamiento de un proyecto es destinado a Bodega, por los costos que esto involucra para la empresa. De esta forma, basado en la recomendación del consultor de la Comisión, se redujo al 20% estos dos conceptos y se descontó el efecto que tienen en ingeniería y gastos generales, dado que este es el porcentaje del total del equipamiento que las empresas destinan a Bodega.

Conforme se señala en las bases del estudio¹⁶, los recargos se aplican conforme la siguiente expresión:

$$\text{Instalaciones} = \{[(\text{CU} + \text{OM}) \cdot (1 + \text{FB} + \text{B} + \text{FO}) + \text{MO}] \cdot [1 + \text{Ing} + \text{Gg}] + \text{T}\} \cdot \{1 + \text{Int}\} + \text{BI} + \text{CE}$$

Para calcular cada recargo, se considerarán como variables independientes CU+OM, y MO. Por lo tanto, FB, B y FO dependen de CU+OM. En el caso de Ing y Gg, estos dependen de CU+OM y MO, pero si bien no es necesario calcular los recargos, por simplicidad y consistencia con la expresión anterior, se considerarán que dependen de $[(\text{CU} + \text{OM}) \cdot (1 + \text{FB} + \text{B} + \text{FO}) + \text{MO}]$. Para el cálculo de recargos, sólo se deberá calcular Ing y Gg una vez calculados FB, B y FO.

De esta forma, se establece la siguiente relación para efectos de determinar los recargos aplicables a los proyectos de subtransmisión:

$$\text{Ítem } [\%]_{i,k} = \begin{cases} \text{Min}_i & \text{si } m_i + \frac{n_i}{\text{Indep}_k} < \text{Min}_i \\ \text{Max}_i & \text{si } m_i + \frac{n_i}{\text{Indep}_k} > \text{Max}_i \\ m_i + \frac{n_i}{\text{Indep}_k} & \text{otro caso} \end{cases}$$

donde:

Ítem $[\%]_{i,k}$: Recargo tipo i para la línea k. Corresponde a porcentaje de los costos unitarios (CU).

¹⁶ Ecuación en Res. Ext. N° 791 de 2005, Capítulo II, Anexo 10, numeral 2.1. (Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión)

- i : Tipo de recargo. $i = F$ (flete a bodega), B (bodegaje), FO (flete a obra), MO (montaje) Ing (ingeniería), Gg (gastos generales).
 k : : línea de transmisión k .
 Min_i : : porcentaje mínimo de recargo tipo i .
 Max_i : : porcentaje máximo de recargo tipo i .
 m_i : parámetro dado para en recargo tipo i (se obtiene del análisis de regresión lineal).
 n_i : parámetro dado para en recargo tipo i (se obtiene del análisis de regresión lineal).
 $Indep_k$: Para el caso FB , B y FO es la suma de $(CU+MO)$ de los equipos y materiales que componen la línea o subestación k . Para en caso de Ing y Gg , es la suma de $[(CU+OM) \cdot (1 + FB + B + FO) + MO]$ de los equipos y materiales que componen la línea o subestación k .

Los valores de los parámetros Min_i , Max_i , m_i , n_i y $Indep_k$ se detallan en los resultados del numeral C.3 del presente Anexo.

Cabe destacar que utilizó como base para el análisis la información de estudio del SIC-3, debido a la escasa información y justificación teórica respecto de los criterios para establecer en nivel de los recargos utilizados en el resto de los sistemas.

Lo expuesto anteriormente se traduce en determinar los parámetros de una ecuación lineal:

$$\text{Ítem}_{i,k} = m_i \cdot \text{Indep}_k + n_i$$

$$\text{Ítem} [\%]_{i,k} = m_i + \frac{n_i}{\text{Indep}_k}$$

También debe considerarse que los recargos no pueden tender a cero o a infinito para valores extremos. Por lo tanto, como criterio se limitó la ecuación a los valores máximos y mínimos de la muestra. Los resultados de los recargos obtenidos mediante la aplicación de la metodología CNE, se entregan en el archivo "ResSSEE_CNE.xls, hoja Recargos".

C.2 Aplicación

A partir de la información utilizada, aplicando regresión lineal y calculando otros estadísticos para cada tipo de recargo, se obtiene lo siguiente:

Estadísticos	FB	B	FO	Ing	Gg
Líneas					
Min	0,11%	0,38%	0,45%	3,13%	3,05%
Máx	0,67%	2,44%	3,34%	14,99%	5,62%
m	0,00105	0,00344	0,00398	0,02570	0,03192
n	1.244,22	4.477,51	6.575,38	96.073,93	36.482,63
R ²	0,993	0,998	0,990	0,954	0,935
Subestaciones					
Min	0,2%	0,6%	0,9%	3,5%	2,6%
Máx	0,4%	1,2%	2,1%	4,8%	2,8%
m	0,001128	0,00377	0,005533	0,031083	0,028746
n	5827,062	15.769,38	27.998,58	59.859,84	-9.434,37
R ²	0,963581	0,875526	0,96499	0,980293	0,999878

Sólo en el caso de Ing para subestaciones no se cumple el supuesto de economía de escala, sin embargo dada el R² obtenido, y considerando que su variación es baja, el análisis sigue siendo válido.

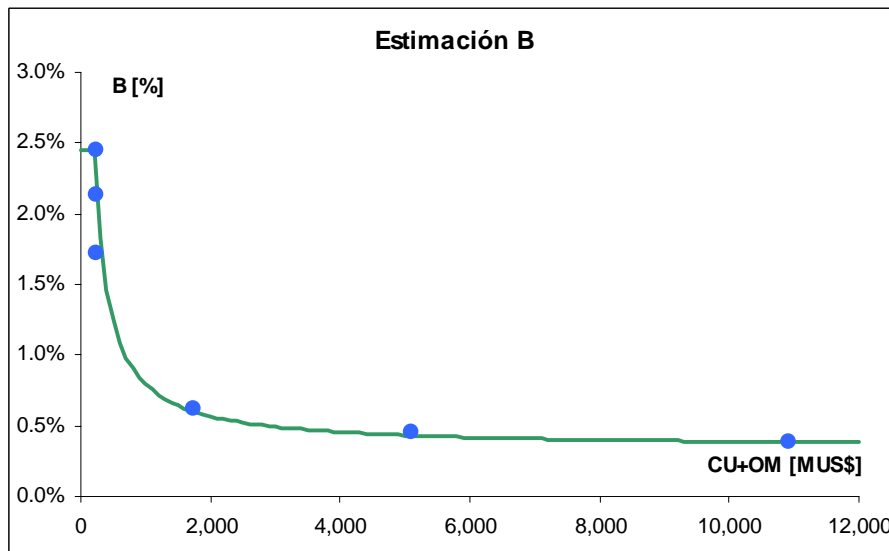
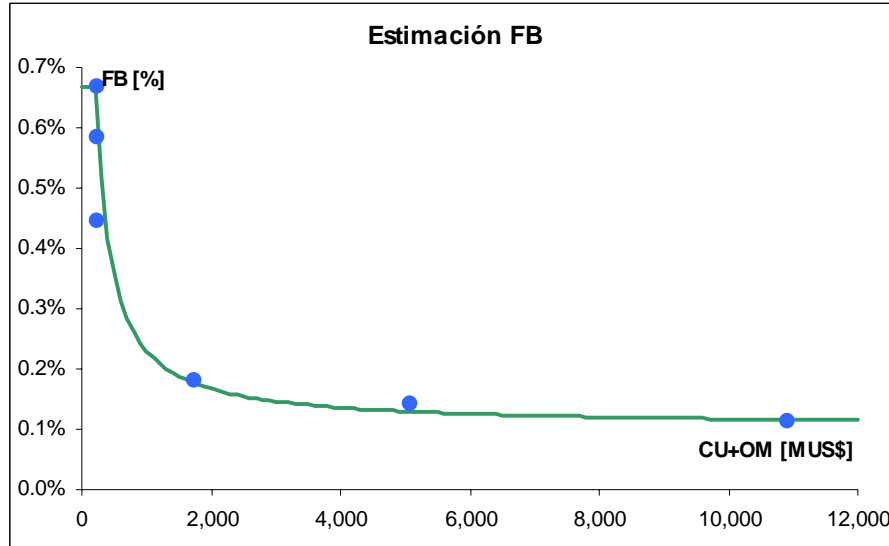
Se observa que los coeficiente de determinación (R²) son mayores que 0,87, por lo tanto se puede inferir que las variables están fuertemente correlacionadas y, por lo tanto, la hipótesis de que (CU+OM)-y [(CU+OM)-(1 + FB + B + FO) + MO] explican los valores de los recargos es correcta.

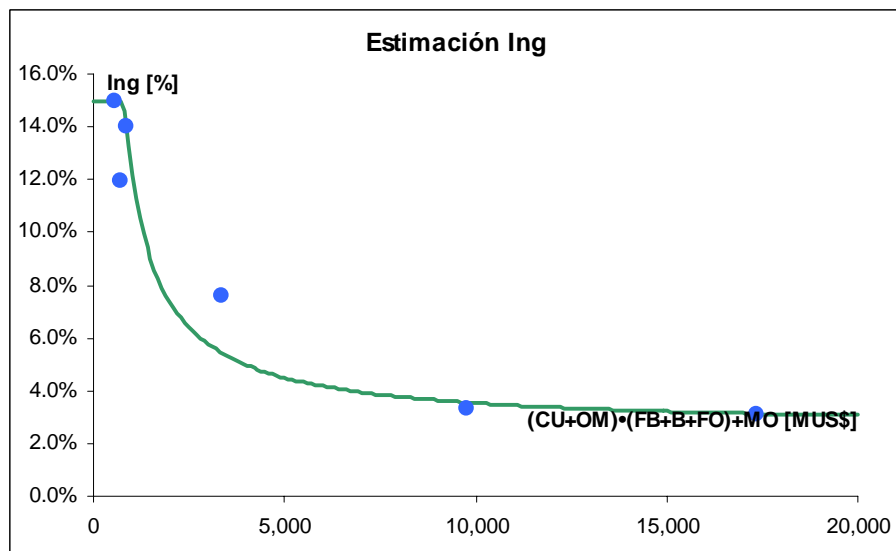
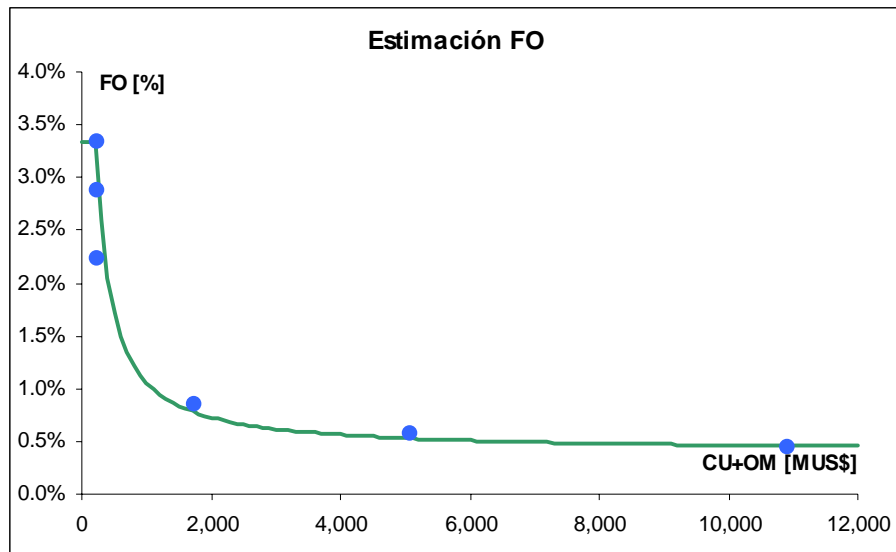
En el caso de las líneas, se procede a agrupar tramos en proyectos de similares características, para cada uno de los cuales se determinan los respectivos recargos en función de la regresión, los que posteriormente se aplican a cada uno de los tramos que lo componen.

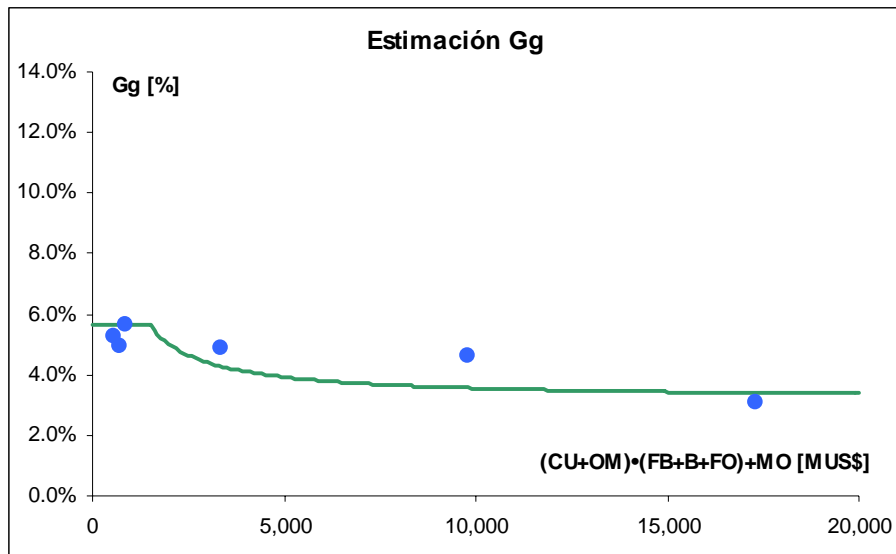
C.3 Análisis Gráfico de la metodología CNE

A continuación se muestra un análisis gráfico para cada tipo de recargo utilizando la información del estudio del SIC3. Los puntos representan la muestra del SIC3, y las líneas representan la función obtenida según metodología de la Comisión (punto C.1 del presente Anexo).

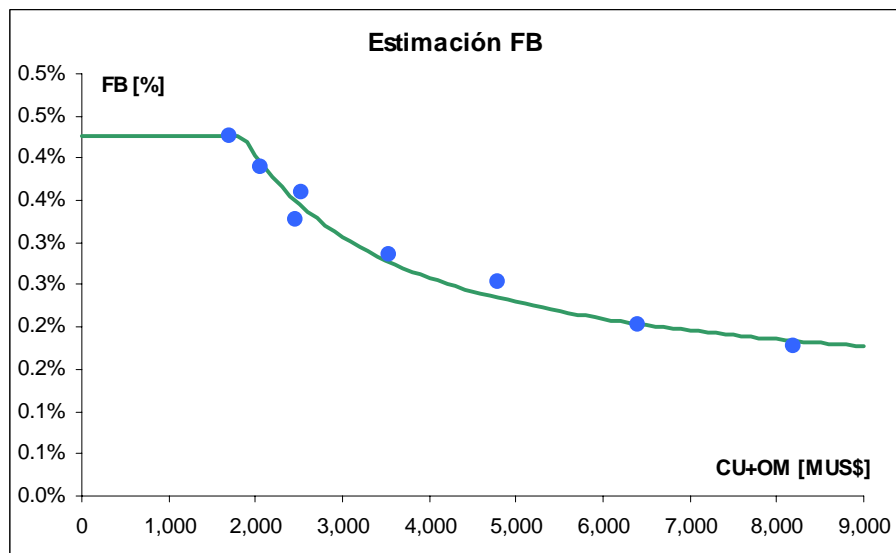
C.3.1 Líneas

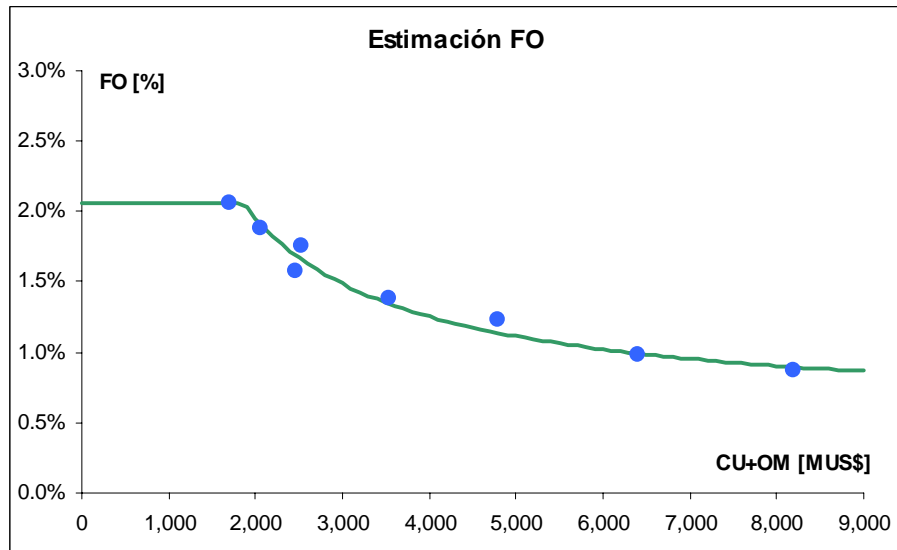
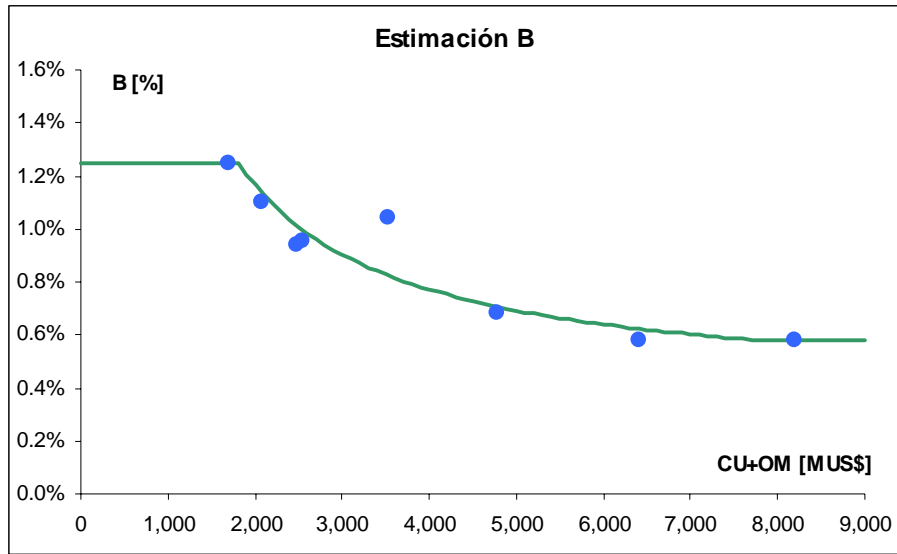


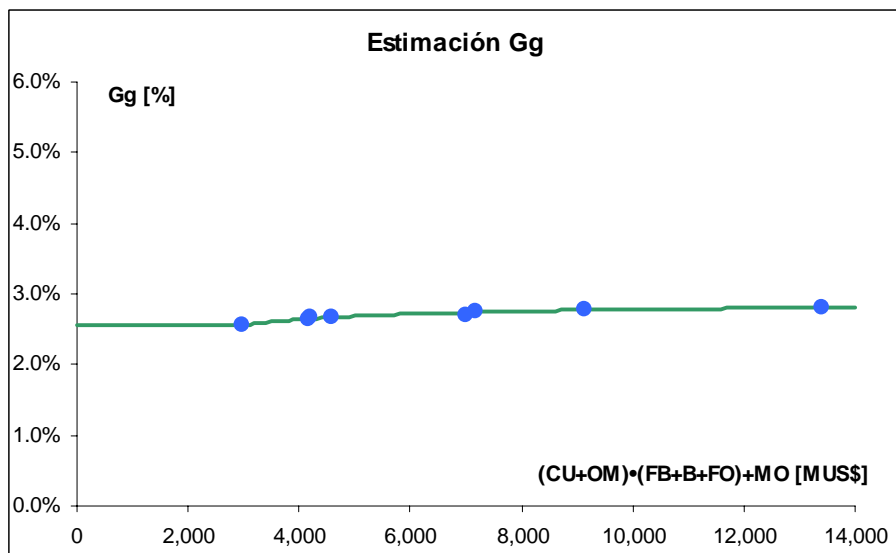
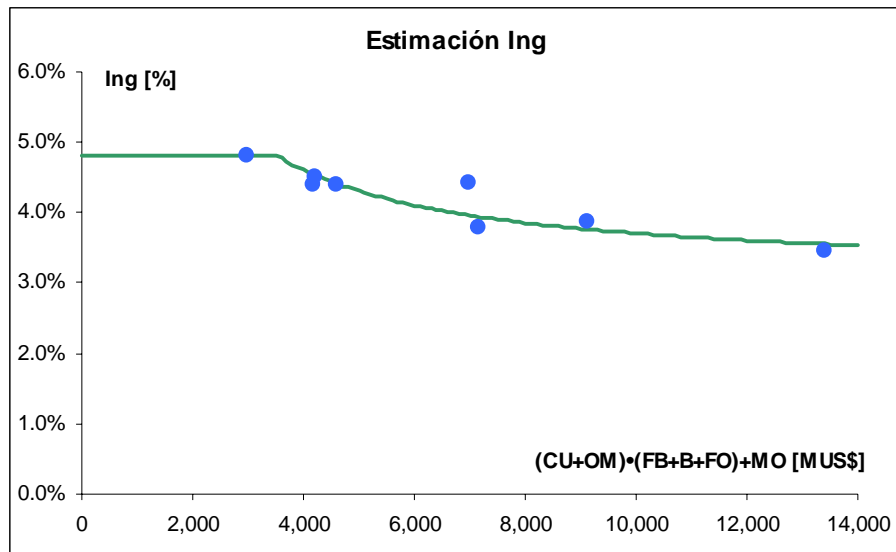




C.3.2 Subestaciones

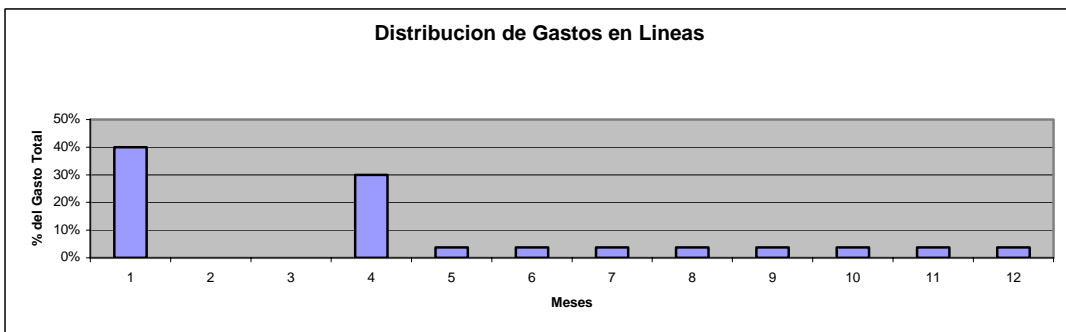
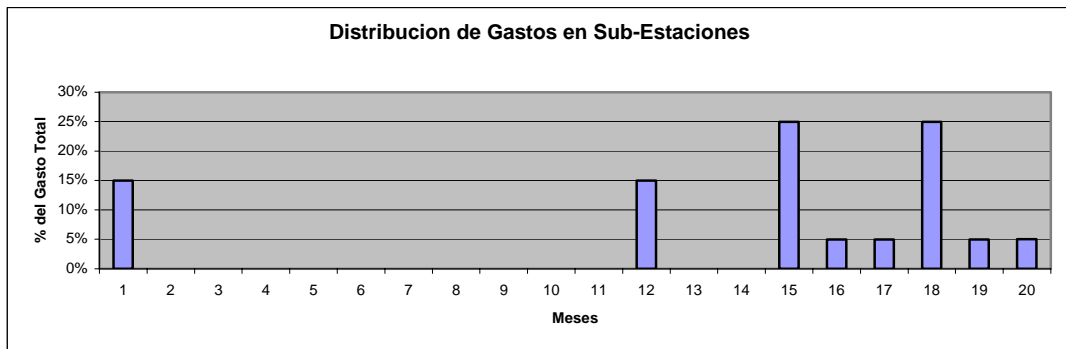






11 ANEXO 4: Plazos y secuencia de eventos para intereses intercalarios

Subestación (meses)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Suministro Equipos Grandes	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
Suministro Otros.									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Licitación de Obras	■										■	■									
Obras Civiles													■	■	■	■	■	■			
Prueba y Puesta en Servicio																				■	■
Línea (meses)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12									
Suministro Materiales	■	■	■	■																	
Licitación de Obras			■	■																	
Obras Civiles					■	■	■	■	■	■	■	■									



12 ANEXO 5: aVI+COMA CNE de las distintas componentes, por sistema.

SISTEMA SING	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	64.433.663	66.592.587	77.662.317	78.442.863	79.693.520
VI LLTT (US\$)	69.558.445	69.558.445	75.392.420	75.392.420	75.392.420
aVI SSEE (US\$)	7.358.352	7.608.678	8.867.249	8.945.304	9.079.420
aVI LLTT (US\$)	7.442.193	7.442.193	8.056.769	8.056.769	8.056.769
VI Redes (US\$)	133.992.108	136.151.032	153.054.738	153.835.284	155.085.941
aVI REDES (US\$)	14.800.546	15.050.871	16.924.018	17.002.073	17.136.189
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.287.134	1.307.872	1.470.250	1.477.748	1.489.762
aB.INTANGIBLES (US\$)	142.175	144.579	162.573	163.323	164.611
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.617.211	1.643.268	1.847.286	1.856.707	1.871.801
aC.EXPLOTACION (US\$)	178.634	181.656	204.264	205.206	206.824
VI (US\$)	136.896.452	139.102.172	156.372.274	157.169.739	158.447.504
aVI (US\$)	15.121.355	15.377.106	17.290.855	17.370.601	17.507.625
COM&A (US\$)	9.703.263	9.859.606	11.083.716	11.140.240	11.230.809
aVI + COM&A (US\$)	24.824.618	25.236.712	28.374.570	28.510.841	28.738.433

SISTEMA SIC1	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	101.011.002	111.941.823	150.188.269	153.465.184	154.721.568
VI LLTT (US\$)	87.687.931	87.687.931	87.710.336	87.710.336	87.710.336
aVI SSEE (US\$)	11.412.816	12.689.606	16.968.184	17.333.234	17.462.658
aVI LLTT (US\$)	9.405.894	9.405.894	9.381.801	9.381.801	9.381.801
VI Redes (US\$)	188.698.933	199.629.755	237.898.605	241.175.520	242.431.903
aVI REDES (US\$)	20.818.709	22.095.499	26.349.985	26.715.035	26.844.459
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.355.421	1.433.936	1.708.821	1.732.359	1.741.383
aB.INTANGIBLES (US\$)	149.540	158.712	189.271	191.894	192.823
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.824.134	1.929.801	2.299.742	2.331.420	2.343.565
aC.EXPLOTACION (US\$)	201.252	213.595	254.723	258.252	259.503
VI (US\$)	191.878.488	202.993.492	241.907.168	245.239.298	246.516.852
aVI (US\$)	21.169.502	22.467.806	26.793.979	27.165.180	27.296.785
COM&A (US\$)	10.944.803	11.578.806	13.798.453	13.988.519	14.061.391
aVI + COM&A (US\$)	32.114.305	34.046.612	40.592.432	41.153.699	41.358.176

SISTEMA SIC2	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	118.452.135	123.945.759	146.658.115	148.443.593	156.590.630
VI LLTT (US\$)	85.904.230	85.904.230	93.694.263	93.694.263	93.694.263
aVI SSEE (US\$)	13.255.530	13.874.787	16.432.688	16.611.235	17.498.894
aVI LLTT (US\$)	9.076.649	9.076.649	9.872.831	9.872.831	9.872.831
VI Redes (US\$)	204.356.365	209.849.989	240.352.378	242.137.856	250.284.894
aVI REDES (US\$)	22.332.179	22.951.436	26.305.519	26.484.066	27.371.724
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.299.594	1.334.531	1.528.509	1.539.864	1.591.675
aB.INTANGIBLES (US\$)	142.020	145.959	167.289	168.424	174.069
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.750.250	1.797.301	2.058.545	2.073.837	2.143.614
aC.EXPLOTACION (US\$)	191.268	196.572	225.299	226.828	234.430
VI (US\$)	207.406.209	212.981.821	243.939.432	245.751.557	254.020.182
aVI (US\$)	22.665.467	23.293.967	26.698.106	26.879.318	27.780.224
COM&A (US\$)	10.501.499	10.783.806	12.351.268	12.443.020	12.861.682
aVI + COM&A (US\$)	33.166.966	34.077.772	39.049.374	39.322.339	40.641.906

SISTEMA SIC3	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	414.918.258	451.527.068	474.258.354	502.803.255	515.725.127
VI LLTT (US\$)	190.296.419	197.675.024	197.832.122	208.782.085	210.409.331
aVI SSEE (US\$)	46.282.495	50.341.481	52.778.936	55.849.117	57.185.602
aVI LLTT (US\$)	20.164.628	20.948.864	20.962.876	22.235.210	22.405.020
VI Redes (US\$)	605.214.677	649.202.092	672.090.476	711.585.340	726.134.457
aVI REDES (US\$)	66.447.123	71.290.345	73.741.812	78.084.327	79.590.622
BIENES M&I (US\$)	17.011.397	18.247.797	18.891.144	20.001.268	20.410.215
aVI BIENES M&I (US\$)	3.079.442	3.303.258	3.419.718	3.620.675	3.694.704
VIredes + BMI (US\$)	622.226.074	667.449.888	690.981.621	731.586.608	746.544.672
aVIredes+aBMI (US\$)	69.526.565	74.593.603	77.161.530	81.705.002	83.285.326
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.440.569	1.545.270	1.599.750	1.693.759	1.728.389
aB.INTANGIBLES (US\$)	160.967	172.698	178.643	189.162	192.821
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.891.438	2.028.909	2.100.441	2.223.872	2.269.341
aC.EXPLOTACION (US\$)	211.346	226.749	234.555	248.366	253.170
VI (US\$)	625.558.081	671.024.068	694.681.812	735.504.238	750.542.402
aVI (US\$)	69.898.878	74.993.050	77.574.728	82.142.531	83.731.317
COM&A (US\$)	11.348.630	12.173.456	12.602.645	13.343.230	13.616.046
aVI + COM&A (US\$)	81.247.508	87.166.506	90.177.373	95.485.760	97.347.363

SISTEMA SIC4	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	181.159.452	187.039.813	244.571.290	247.978.208	251.431.722
VI LLTT (US\$)	141.686.777	146.910.235	142.240.440	143.459.103	155.145.452
aVI SSEE (US\$)	20.712.974	21.382.773	27.888.570	28.253.777	28.627.978
aVI LLTT (US\$)	15.056.825	15.621.161	15.095.731	15.229.475	16.463.196
VI Redes (US\$)	322.846.229	333.950.049	386.811.729	391.437.311	406.577.175
aVI REDES (US\$)	35.769.798	37.003.935	42.984.302	43.483.251	45.091.174
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.462.771	1.513.081	1.752.590	1.773.547	1.842.144
aB.INTANGIBLES (US\$)	162.068	167.660	194.756	197.017	204.302
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	2.365.518	2.446.876	2.834.198	2.868.089	2.979.020
aC.EXPLOTACION (US\$)	262.088	271.131	314.949	318.605	330.386
VI (US\$)	326.674.517	337.910.006	391.398.517	396.078.948	411.398.339
aVI (US\$)	36.193.954	37.442.725	43.494.007	43.998.873	45.625.862
COM&A (US\$)	14.193.106	14.681.257	17.005.185	17.208.537	17.874.122
aVI + COM&A (US\$)	50.387.060	52.123.982	60.499.192	61.207.410	63.499.984

SISTEMA SIC5	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	172.960.535	178.375.867	202.976.497	208.962.786	223.536.286
VI LLTT (US\$)	101.399.449	101.399.449	101.163.140	102.094.951	118.043.117
aVI SSEE (US\$)	19.321.096	19.914.184	22.632.130	23.284.008	24.931.467
aVI LLTT (US\$)	10.718.951	10.718.951	10.679.661	10.781.125	12.473.449
VI Redes (US\$)	274.359.984	279.775.316	304.139.636	311.057.737	341.579.403
aVI REDES (US\$)	30.040.047	30.633.135	33.311.791	34.065.133	37.404.916
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.371.188	1.398.252	1.520.020	1.554.595	1.707.135
aB.INTANGIBLES (US\$)	150.133	153.097	166.485	170.250	186.941
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.914.539	1.952.329	2.122.348	2.170.624	2.383.610
aC.EXPLOTACION (US\$)	209.626	213.764	232.456	237.713	261.019
VI (US\$)	277.645.711	283.125.897	307.782.004	314.782.956	345.670.148
aVI (US\$)	30.399.806	30.999.997	33.710.732	34.473.096	37.852.876
COM&A (US\$)	11.487.236	11.713.972	12.734.086	13.023.742	14.301.660
aVI + COM&A (US\$)	41.887.042	42.713.968	46.444.818	47.496.838	52.154.536

SISTEMA SIC6	2005	2006	2007	2008	2009
VI SSEE (US\$)	66.524.182	69.729.320	90.306.980	92.716.391	93.753.158
VI LLTT (US\$)	82.384.468	82.384.468	82.644.008	82.644.008	82.644.008
aVI SSEE (US\$)	7.802.068	8.193.938	10.609.002	10.894.732	11.001.889
aVI LLTT (US\$)	8.708.971	8.708.971	8.717.130	8.717.130	8.717.130
VI Redes (US\$)	148.908.650	152.113.788	172.950.988	175.360.399	176.397.166
aVI REDES (US\$)	16.511.039	16.902.910	19.326.132	19.611.861	19.719.019
BIENES INTANGIBLES (US\$)	1.277.647	1.305.147	1.483.932	1.504.604	1.513.500
aB.INTANGIBLES (US\$)	141.666	145.028	165.820	168.271	169.191
CAPITAL DE EXPLOTACION (US\$)	1.603.528	1.638.043	1.862.429	1.888.374	1.899.539
aC.EXPLOTACION (US\$)	177.800	182.020	208.114	211.191	212.345
VI (US\$)	151.789.824	155.056.978	176.297.348	178.753.378	179.810.205
aVI (US\$)	16.830.505	17.229.957	19.700.066	19.991.324	20.100.555
COM&A (US\$)	9.621.168	9.828.255	11.174.572	11.330.247	11.397.234
aVI + COM&A (US\$)	26.451.672	27.058.213	30.874.638	31.321.570	31.497.788

13 ANEXO 6: Criterios Adicionales CNE para la Valorización de Líneas de Subtransmisión

A. Estudio de sistemas de subtransmisión SIC1, SIC2, SIC4, SIC5, SIC6 y SING:

El porcentaje de caminos de accesos a considerar se ha reducido al 15% en consistencia con la valorización para la línea modelo que el mismo estudio ha considerado. Asimismo, se han considerado los valores del mismo estudio de acuerdo al nivel de tensión correspondiente.

Se eliminan los costos por traslado de materiales a faena como parte del costo de montaje. De esta forma el tratamiento de los costos de traslado de materiales se realizará de manera similar en todos los sistemas y para todos los materiales. Sin perjuicio, de las otras consideraciones establecidas en el proceso de revisión de la Comisión.

El costo de montaje del cable de guardia considera un precio inferior al montaje de conductores de fase, por tratarse de conductores más delgados. Esto es, un precio de 80% del valor indicado originalmente por el estudio.

Factor de tipo suelo para fundaciones, es aplicable solo a mano de obra y no a materiales.

Se han considerado los valores del mismo estudio para el costo de Instalación de Faenas, sin embargo, el costo de Desmovilización se considera como un valor proporcional al de Instalación de Faenas. La proporción considerada es 87% para Instalación y 13% para Desmovilización. Ambos porcentajes se obtienen del mismo estudio.

Se ha considerado un recargo por control de temple (control de flecha que se hace a lo largo de la línea) conforme a los valores del mismo estudio (hojas COMTEC). Este costo es relativamente constante e independiente del kV, eliminando la sobre valoración artificial introducida en el estudio para los niveles de tensión inferiores a 110 kV.

Para el costo por Roce y Despeje Franja se han considerado los valores del mismo estudio de acuerdo al nivel de tensión correspondiente, excepto para el nivel de 154kV, en la que el consultor de la Comisión ha estimado un valor ad-hoc entre el costo para líneas de 220kV y 110 kV.

Se ha estimado un factor ladera que considera valores de extensiones y refuerzos de las "patas" de estructuras, de acuerdo a la experiencia del consultor de la Comisión.

Se ha considerado el costo por Gastos Generales y Utilidad Contratista, de acuerdo a los porcentajes declarados en el estudio, eliminando la sobre valoración artificial introducida en el proceso de cálculo del estudio.

Se ha considerado un costo de desmontaje igual al 40% del costo de montaje.

Se ha considerado un valor residual del conductor, igual a un 33.36% del valor inicial.

Se ha considerado el cambio de conductor de cobre por aluminio en las adaptaciones y expansiones.

Asimismo, se ha aplicado un porcentaje de recargo o descuento al costo de las estructuras y fundaciones, producto del cambio de sección que experimenta el conductor remplazado. Este factor se aplica como un recargo al incrementar la sección o como un descuento al disminuir la sección del conductor.

Para el caso de los taps para los cuales el estudio no ha considerado una valorización en detalle, la Comisión los ha asimilado a la valorización detallada del tramo Puerto Montt - Tap Melipulli 1x66 kV.

B. Estudio del sistema de subtransmisión SIC3:

No se considera el uso de líneas auxiliares.

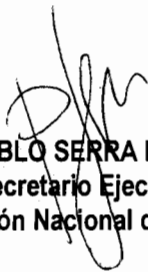
Si perjuicio de lo anterior, de acuerdo a criterio del consultor de la Comisión, también se consideran exagerados los costos relacionados con el uso de dichas líneas, respecto de la no necesidad de requerir constitución de servidumbres porque la línea auxiliar se construye dentro de la franja de servidumbre de la línea existente. Asimismo, los recargos de la línea auxiliar (costos para las componentes de materiales y mano de obra) son en algunos casos nulos o menores hasta en un 50% respecto de los valores considerados en el estudio.

No se considera el pago por derechos municipales asociados al uso de la línea auxiliar, para los trabajos de ampliaciones de líneas.

Los recargos aplicables a estructuras y fundaciones por cambio de conductores (proporcionales al cambio en el peso del conductor) se ha escalado manteniendo las proporciones originales del estudio, pero considerando que el cambio más drástico no implica duplicar el costo de las estructuras originales, es decir, el máximo factor de cambio es igual a 2,00, en vez de 4,99 veces.

Artículo Segundo: Comuníquese la presente Resolución a los usuarios e instituciones interesadas, empresas de subtransmisión y participantes constituidos por empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sujetos a regulación de precios, a través de un correo electrónico y de su publicación en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Comuníquese.



PABLO SERRA BANFI
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



Distribución:

- Destinatarios;
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- Área Eléctrica;
- Área Jurídica;
- Gabinete.