



estudios energéticos consultores.  
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



## **CONSORCIO**

**SYNEX - ESTUDIOS ENERGÉTICOS - ELEQUIPOS**

# **ESTUDIO DE VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL**

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**



**INFORME DE AVANCE N°2**

**ABRIL DE 2020**

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
<b>2. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS</b>	<b>9</b>
<b>2.1 DEFINICIONES</b>	<b>9</b>
<b>2.2 ABREVIATURAS</b>	<b>10</b>
<b>3. OBJETIVOS DEL ESTUDIO</b>	<b>11</b>
<b>3.1 OBJETIVO GENERAL</b>	<b>11</b>
<b>3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>11</b>
<b>4. MARCO NORMATIVO</b>	<b>12</b>
<b>5. DESCRIPCIÓN DEL V.A.T.T. Y REFERENCIAS GENERALES A LAS BASES</b>	<b>14</b>
<b>5.1 DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T.</b>	<b>14</b>
<b>5.2 MONEDA, NIVEL DE PRECIOS Y AÑO BASE</b>	<b>16</b>
<b>6. METODOLOGÍA APLICADA</b>	<b>16</b>
<b>6.1 METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DEL V.I.</b>	<b>16</b>
6.1.1 Análisis de información recibida	17
6.1.1.1 Base de Datos de instalaciones	18
6.1.1.2 Análisis general de la Base de Datos	18
6.1.1.3 Adecuación de información de la Base de Datos	21
6.1.1.4 Revisión de inventario	24
6.1.2 Caracterización de los tramos del STN	28
6.1.3 Estudio de precios	29
6.1.4 Costos de Montaje	35
6.1.5 Determinación de los recargos porcentuales	45
6.1.5.1 Recargo por flete	46
6.1.5.2 Recargo por bodega	49
6.1.5.3 Recargo por Ingeniería	51
6.1.5.4 Recargo por gastos generales	55
6.1.5.5 Intereses intercalarios	56
6.1.6 Proceso de cálculo del V.I.	57
6.1.7 Determinación de derechos relacionados con el uso de suelo y medioambiente	60
6.1.7.1 Derechos relacionados con el uso de suelo	60
6.1.7.2 Derechos relacionados con medioambiente	61
<b>6.2 METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DEL C.O.M.A.</b>	<b>62</b>
6.2.1 Introducción	62
6.2.2 Etapas de la Metodología para el cálculo del COMA	66
6.2.3 Diseño y dimensionamiento de la organización de la EM eficiente	67
6.2.3.1 Proceso: dirección, estrategia y control	68
6.2.3.2 Proceso: administración y finanzas	69
6.2.3.3 Proceso: comercial y regulación	69

6.2.3.4	Proceso: planificación técnica y normas	70
6.2.3.5	Proceso: explotación	70
6.2.4	Diseño y dimensionamiento de las actividades de operación y mantenimiento en terreno	72
6.2.4.1	Definición de las cuadrillas de terreno	76
6.2.4.2	Tratamiento de las distancias recorridas para las faenas de OyM	78
6.2.5	Remuneraciones	81
6.2.5.1	Introducción	81
6.2.5.2	Metodología y Fuentes de Información	81
6.2.5.3	Fundamentación de la Muestra Propuesta	83
6.2.5.4	Costos de personal de la EM	84
6.2.5.5	Homologación de cargos	88
6.2.5.6	Régimen de horas extras y guardias pasiva	89
6.2.6	Costos de rotación del personal	90
6.2.7	Análisis de tercerización de actividades	91
6.2.7.1	Análisis de la importancia estratégica	92
6.2.7.2	Análisis de la conveniencia económica	93
6.2.8	Otras actividades de administración sujetas a tercerización.	97
6.2.9	Valorización de los recursos a precios de mercado	97
6.2.9.1	Personal propio	97
6.2.9.2	Servicios de operación y mantenimiento tercerizados	98
6.2.10	Gastos generales y otros servicios tercerizados	100
6.2.10.1	Gastos en seguridad (vigilancia) de subestaciones	101
6.2.10.2	Aseo y limpieza de edificios, y bodegas	101
6.2.10.3	Gastos del directorio	101
6.2.10.4	Contribuciones por terrenos de SSEE y edificios de la EM	102
6.2.10.5	Asesorías, estudios y otros servicios (estados financieros, tributarias y contables, legales, estudio tarifario, plan de desarrollo, calidad y normas técnicas, laborales y prevención de riesgos, otros estudios regulatorios, auditorías)	102
6.2.10.6	Gastos de Imagen institucional	104
6.2.10.7	Gastos de capacitación	104
6.2.10.8	Gastos por viajes no operacionales (pasajes y viáticos)	104
6.2.10.9	Gastos de viáticos operacionales de personal de planilla	104
6.2.10.10	Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles	105
6.2.10.11	Gastos en patentes comerciales	106
6.2.10.12	Consumos básicos de gas, electricidad y agua en edificios	106
6.2.10.13	Consumos básicos de electricidad de subestaciones	107
6.2.10.14	Costos de comunicaciones en telefonía fija y móvil (celular y satelital)	107
6.2.10.15	Servicio de datos (internet y respaldo de datos)	107
6.2.10.16	Gastos en mantenimiento sistemas informáticos (actualización software y hardware)	108
6.2.10.17	Gastos de mantenimiento del SCADA	108
6.2.10.18	Gastos de mantenimiento del equipamiento utilizado para OyM	109
6.2.10.19	Materiales e insumos computacionales	109
6.2.10.20	Memoria anual	109
6.2.10.21	Publicaciones y avisos	109
6.2.10.22	Fotocopias, formularios, útiles y materiales de oficina	110
6.2.10.23	Retiro y disposición de residuos (tóxicos y no tóxicos)	110
6.2.10.24	Costos de traslado y alojamiento de personal tercerizado de OyM (viáticos operacionales)	110
6.2.10.25	Indemnización a propietarios por daños debido a Trabajos en Franja Servidumbre	110
6.2.10.26	Costos de operación de vehículos de la EM	111
6.2.10.27	Costos de mantenimiento de edificios	112

6.2.10.28	Costos de ciberseguridad	112
6.2.11	Bienes muebles e inmuebles	112
6.2.11.1	Bienes inmuebles distintos a los terrenos	112
6.2.11.2	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	114
6.2.11.3	Equipamiento de oficina no fungible	116
6.2.11.4	Equipamiento computacional	117
6.2.11.5	Equipamiento de comunicaciones	123
6.2.11.6	Sistema SCADA (Software y Hardware).	124
6.2.11.7	Vehículos	125
6.2.12	Capital de Explotación	127
6.2.13	Metodología de asignación del COMA	128
6.2.14	Modelo de cálculo del COMA	128
6.2.14.1	Estructura Central y Regionales	130
6.2.14.2	Costos directos de OyM	131
6.2.15	Tratamiento de las economías de ámbito	133
6.2.16	Información aportada por el Comité Coordinador	135
6.2.17	Cálculo de intangibles	137
<b>6.3</b>	<b>METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN</b>	<b>138</b>
6.3.1	Introducción	138
6.3.1.1	Labores de Ampliación y Bases	138
6.3.1.2	Obras de Ampliación a Estudiar	139
6.3.2	Metodología para Determinación del V.I. de Labores de Ampliación	142
6.3.2.1	Determinación del VI de Labores de Ampliación y AVI a recuperar	143
6.3.2.2	Determinación de Ajuste por Impuesto a la Renta	145
<b>7.</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL V.I.</b>	<b>146</b>
<b>7.1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>146</b>
<b>7.2</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>149</b>
7.2.1	Valor de Inversión por empresa propietaria	149
7.2.2	Valor de Inversión por tramo de subestación calificación nacional	150
7.2.3	Valor de Inversión por tramo de transporte calificación nacional	152
7.2.4	Valor de Inversión por tramo de subestación y por propietario calificación nacional	157
7.2.5	Valor de Inversión por tramo de transporte y por propietario calificación nacional	163
<b>8.</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL C.O.M.A.</b>	<b>170</b>
8.1.1	Organigrama y plantilla de personal	170
8.1.2	Resultados del C.O.M.A	170
8.1.3	Resultados de BM&I	171
<b>9.</b>	<b>DETERMINACIÓN DE BIENES INTANGIBLES</b>	<b>176</b>
<b>10.</b>	<b>DETERMINACIÓN ECONOMÍAS DE ÁMBITO</b>	<b>176</b>
<b>11.</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN</b>	<b>178</b>
<b>12.</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T.</b>	<b>185</b>
<b>12.1</b>	<b>ANTECEDENTES GENERALES</b>	<b>185</b>
12.1.1	Conceptos Generales	185

12.1.2	V.A.T.T. y Tipos de Obras de Transmisión	185
<b>12.2</b>	<b>DISPOSICIONES DE LAS BASES</b>	<b>186</b>
12.2.1	Definición del V.A.T.T.	186
12.2.2	Componentes del V.A.T.T.	186
12.2.3	Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta	188
<b>12.3</b>	<b>TASA DE DESCUENTO</b>	<b>190</b>
<b>12.4</b>	<b>VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES Y RESOLUCIÓN EXENTA N°412</b>	<b>190</b>
<b>12.5</b>	<b>RESOLUCIÓN N° 43 DEL SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS, 2002</b>	<b>191</b>
<b>12.6</b>	<b>HOMOLOGACIÓN DE INSTALACIONES RESOLUCIÓN CNE N°380 VERSUS RESOLUCIÓN SII N°43</b>	<b>194</b>
<b>12.7</b>	<b>CRITERIOS GENERALES</b>	<b>194</b>
<b>12.8</b>	<b>PROCEDIMIENTO Y RESULTADO DE LA HOMOLOGACIÓN</b>	<b>194</b>
<b>12.9</b>	<b>TASA DE IMPUESTO</b>	<b>195</b>
<b>12.10</b>	<b>CÁLCULO DEL V.A.T.T.</b>	<b>197</b>
<b>13.</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN Y DEFLACTORES</b>	<b>200</b>
<b>13.1</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN</b>	<b>200</b>
13.1.1	Estructura General	200
13.1.2	Indexadores y Valores Base	201
13.1.3	Determinación de coeficientes de la fórmula de indexación	204
<b>13.2</b>	<b>REFERENCIACIÓN DE PRECIOS A DICIEMBRE DE 2017. DEFLACTORES</b>	<b>204</b>
13.2.1	Consideraciones Previas	204
13.2.2	Deflactores	206
<b>14.</b>	<b>RESULTADOS DEL ESTUDIO</b>	<b>207</b>
<b>15.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>219</b>

# ESTUDIO DE VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL INFORME DE AVANCE N°2

## 1. INTRODUCCIÓN

En junio de 2016 se reformó la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) mediante la promulgación de la Ley N°20.936, del Ministerio de Energía, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema” y que, entre otros, introdujo una serie de perfeccionamientos a la regulación que rige el desarrollo y remuneración de los sistemas de transmisión eléctrica en el país.

Si bien la nueva ley mantiene conceptos esenciales de la normativa que modificó<sup>1</sup>, introduce definiciones y procedimientos que buscan agilizar el desarrollo de la infraestructura de transmisión, así como diversas modificaciones en los criterios de asignación de su remuneración orientados a simplificar el sistema tarifario<sup>2</sup>.

En lo que respecta a la planificación y desarrollo de los sistemas, la ley mantiene para el sistema de transmisión nacional -ex troncal- un esquema de planificación centralizada y vinculante, extendiendo la aplicación de este esquema para incluir también a los sistemas zonales -ex subtransmisión- antes de planificación descentralizada por parte de sus operadores.

En relación a la remuneración de las instalaciones de transmisión, la norma establece que el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo<sup>3</sup> y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios regulados será determinado por la CNE cada cuatro años<sup>4</sup>. El procedimiento cuadrienal correspondiente se inicia con la emisión de las bases preliminares de los estudios de valorización

---

<sup>1</sup> La Ley N°20.936 modificó las regulaciones introducidas en 2004 en la LGSE por la Ley N°19.940.

<sup>2</sup> En efecto, a partir de un esquema que asignaba los pagos del sistema de transmisión a la generación y a la demanda de acuerdo al uso estimado, se avanzó a uno más simple en que los costos de transmisión son cubiertos totalmente por la demanda mediante la aplicación de un cargo único.

<sup>3</sup> Los polos de desarrollo corresponden a zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el sistema eléctrico nacional, donde existen recursos para la producción de energía con energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulte de interés público por considerarse económicamente eficiente desde el punto de vista del suministro. Corresponde al Ministerio de Energía identificar, en su planificación energética de largo plazo, las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica (Artículo 105° de la LGSE). El Ministerio no identificó áreas con potenciales polos de desarrollo en la planificación energética vigente.

<sup>4</sup> Artículo 102° de la LGSE.

respectivos, procedimiento que cuenta con la participación de usuarios e instituciones interesadas, y con la intervención del Panel de Expertos para la resolución de discrepancias.

En este contexto, la Comisión Nacional de Energía (CNE), efectuó en abril de 2019 un llamado a empresas consultoras nacionales e internacionales con experiencia en valorización de sistemas de transmisión eléctrica, a participar en la licitación para la realización del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, y del Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y de los Sistemas de Transmisión Dedicados utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios.

La ejecución del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional fue adjudicada al consorcio compuesto por SYNEX Ingenieros Consultores Ltda., Estudios Energéticos Consultores S.A., y Elequipos Servicios de Ingeniería S.A., en adelante, el “Consortio Synex-Estudios Energéticos-Elequipos”, el Consorcio, o el Consultor, dándose inicio formal a las actividades del estudio el día 9 de agosto de 2019.

Conforme a las bases del estudio, establecidas mediante Resolución Exenta N°272 del 26 de abril de 2019, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante, las Bases, el consultor que lo desarrolle debe emitir los siguientes cuatro informes<sup>5</sup>:

- |   |                           |   |
|---|---------------------------|---|
| - | Informe de Avance N° 1:   | A más tardar a los 60 días corridos contados desde la fecha de inicio del estudio.  |
| - | Informe de Avance N° 2:   | A más tardar a los 150 días corridos contados desde la fecha de inicio del estudio. |
| - | Informe Final Preliminar: | A más tardar a los 200 días corridos contados desde la fecha de inicio del estudio. |
| - | Informe Final Definitivo: | A más tardar a los 220 días corridos contados desde la fecha de inicio del estudio. |

El presente documento corresponde a la segunda versión del Informe de Avance N°2, y tiene como objetivo principal acoger todas y cada una de las observaciones realizadas por el Comité de Contratación y Supervisión del Estudio, en adelante el Comité, a la primera versión de dicho informe. Como se sabe, de acuerdo a lo establecido en las Bases, el Informe de Avance N° 2 debe contener todas las materias desarrolladas para la determinación del Valor Anual de la Transmisión

---

<sup>5</sup> Punto 16.1 del CAPÍTULO I de las Bases.

por Tramo (V.A.T.T.), sus resultados, y el estado de avance del trabajo del Consultor a esta fecha<sup>6</sup>. Cabe señalar que en curso del análisis y procesamiento de las observaciones del Comité, fueron recibidas las observaciones efectuadas por la empresas propietarias del STN; estas observaciones serán tenidas en cuenta con ocasión de la elaboración del Informe Final Preliminar del estudio.

El presente informe se ha organizado conforme a la estructura presentada por el Consultor en la propuesta técnica con la cual el estudio fue adjudicado. Además, visto el gran volumen del material que soporta los resultados del estudio, y con objeto de facilitar su lectura y comprensión, se ha optado por presentar el estudio en versión electrónica, estructurándolo en la forma de un documento principal y ejecutivo -correspondiente al presente documento- y un cuerpo de anexos conformado por carpetas identificadas por actividad y/o materia -VI, COMA, VATT, etc- según señala en el capítulo 15.

Si bien la presente entrega corresponde a la segunda versión del segundo informe de avance, la misma, según las Bases, ya debe dar cuenta del panorama total del trabajo, incluidos sus resultados preliminares.

Respecto del estado de avance del trabajo, el mismo ha estado, y está todavía, fuertemente condicionado al trabajo sostenido de adecuación de la Base de Datos que sirve de inventario oficial de las instalaciones que deben ser valorizadas, instrumento que fue entregado al Consultor al inicio del estudio, y que ha debido ser adaptada, corregida y/o complementada por éste en base a su propio conocimiento del sistema eléctrico nacional vistas las innumerables y severas deficiencias tanto de contenido como relacionales que ésta presenta.

Debe tenerse presente que, de acuerdo con la LGSE (artículo vigesimoprimer transitorio), las empresas transmisoras debían presentar en un plazo determinado al CEN el inventario y características de sus instalaciones y este organismo incorporar esta información en un registro (base de datos) so pena de que las instalaciones no informadas no serán consideradas en el primer proceso de valorización. Lo anterior exige a los propietarios informar y al CEN la responsabilidad de tener un registro para acoger la información suministrada, así como verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información (último inciso del artículo 72-8 de la LGSE). Sin embargo, en vista del diagnóstico que se presenta en este informe, es evidente que lo dispuesto en la ley para la información de la base de datos no se ha cumplido en ninguno de los atributos exigidos. El detalle del análisis se presenta en el capítulo 6 y Anexo VI\_1.

---

<sup>6</sup> Punto 16.2 del CAPÍTULO II de las Bases.

En línea con lo anterior, el enorme esfuerzo dedicado por el Consorcio a efectuar adecuaciones y reparaciones de la información de la Base de Datos, así como a identificar por fuera de ella componentes no incluidas, ha significado una reorientación importante de recursos originalmente presupuestados para el cumplimiento de los objetivos de fondo del estudio, cual es efectuar una correcta valorización de las instalaciones del STN. Consecuentemente, una porción no menor de las adecuaciones del inventario y de los parámetros de costo utilizados para determinar los valores presentados en este informe lo son en carácter preliminar y/o provisorios, esperando contar con parámetros definitivos en la siguiente entrega. Cabe señalar que la colaboración de las empresas transmisoras será importante, en cuanto a aportar la información necesaria sobre el inventario de instalaciones y sus componentes de manera que se pueda mejorar la completitud, exactitud y calidad de la información de la BD, en orden a llegar a un resultado que refleje lo más razonablemente posible la valorización de las instalaciones del STN que estaban en servicio al 31 de Diciembre de 2017, horizonte de cierre del presente estudio.

## 2. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

### 2.1 Definiciones

De acuerdo a lo establecido en la normativa aplicable a las actividades del estudio y, en particular, a lo indicado en las bases de los estudios, se considerará las siguientes definiciones generales:

1. **Valor Anual de la Transmisión por Tramo, o V.A.T.T.:** Se entenderá la suma de la Anualidad del Valor de Inversión del tramo en estudio (A.V.I.), más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (C.O.M.A.), ajustados por los efectos de impuestos a la renta.
2. **Valor de Inversión, o V.I.:** Se define el V.I. como la suma de los costos de adquisición e instalación eficientes de sus componentes y equipos, de acuerdo con valores de mercado, incluyendo fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, los derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente, los bienes intangibles y el capital de explotación.
3. **Anualidad del Valor de Inversión por Tramo, o A.V.I.:** Se define la anualidad del valor de inversión de un tramo de transporte o de subestación, o anualidad del V.I. del tramo de transporte o de subestación, como la suma de las anualidades del valor de inversión de cada tipo de instalación que componen el tramo de transporte o de subestación, incluida la

anualidad de los derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente, según se define su cálculo en el punto 3.4 de las Bases. El A.V.I. de las instalaciones existentes se calculará considerando la vida útil de cada tipo de componente o instalación, teniendo en cuenta la tasa de descuento señalada en el Artículo 119° de la ley.

4. **Costo Anual de Operación, Mantenimiento y Administración, C.O.M.A:** Corresponde a los costos anuales de operación, mantenimiento y administración para cada segmento de transmisión señalado en el artículo 100° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Se determina como los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones bajo los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.
5. **Tramo del Sistema de Transmisión:** Se entiende por tramo del sistema de transmisión aquel que está compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables. Los tramos del sistema de transmisión se clasifican en tramos de subestación y tramos de transporte.
6. **Tramo de Subestación:** Se entiende por tramo de subestación aquel que está constituido por un conjunto de instalaciones comunes, económicamente identificables, ubicadas al interior de una subestación, cuyo uso no es atribuible a un tramo de transporte en particular, y que presta servicio a todos los tramos de transporte que se conecten a la misma, independiente de la calificación de estos.
7. **Tramo de Transporte:** Se entiende por tramo de transporte como aquel compuesto por el conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables para conformar una línea de transmisión, y que puede incluir todas aquellas instalaciones que no se encuentran contenidas en la definición de tramo de subestación.
8. **Instalaciones Económicamente Identificables:** Se refiere al conjunto de categorías de instalaciones establecidas en el Artículo 5° de la Resolución N°380, y que se identifican como componentes de un tramo de transmisión.

## 2.2 Abreviaturas

En el presente informe se utilizan las siguientes abreviaturas:

**CNE** : Comisión Nacional de Energía.

<b>CEN</b>	:	Coordinador Eléctrico Nacional.
<b>INE</b>	:	Instituto Nacional de Estadísticas
<b>SII</b>	:	Servicio de Impuestos Internos
<b>STN</b>	:	Sistema de Transmisión Nacional
<b>V.I.</b>	:	Valor de Inversión.
<b>A.V.I.</b>	:	Anualidad del Valor de Inversión.
<b>C.O.M.A.</b>	:	Costo de Operación, Mantenimiento y Administración.
<b>V.A.T.T.</b>	:	Valor anual de la transmisión por tramo.
<b>LGSE</b>	:	Ley General de Servicios Eléctricos.
<b>A.E.I.R.</b>	:	Ajuste por efecto de impuesto a la renta.
<b>IPC</b>	:	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Chile.
<b>CPI</b>	:	Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América.

### **3. OBJETIVOS DEL ESTUDIO**

#### **3.1 Objetivo General**

El objetivo general del estudio es la valorización de las instalaciones calificadas como de transmisión nacional para el cuadrienio tarifario 2020-2023.

De conformidad a lo indicado en los artículos 100° y 101° de la LGSE, estas instalaciones se especificaron en la Resolución Exenta N°244 de la CNE de abril de 2019, y en la forma de tramos de transmisión, distinguiéndose entre ellos *tramos de transporte* y *tramos de subestación*.

#### **3.2 Objetivos Específicos**

Son objetivos específicos del estudio los siguientes:

- a) Determinación del Valor de Inversión, en adelante e indistintamente “V.I.”, la Anualidad del Valor de Inversión, en adelante e indistintamente “A.V.I.”, de los Costos Anuales de Operación, Mantenimiento y Administración, en adelante e indistintamente “C.O.M.A.” y del Factor de Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta, en adelante e indistintamente “A.E.I.R.”. Esta determinación se efectúa para cada tramo de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional, en adelante e indistintamente, STN.
- b) Determinación del Valor Anual de la Transmisión por Tramo, en adelante e indistintamente, “V.A.T.T.” de las instalaciones del sistema de transmisión nacional;
- c) Determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en los literales anteriores, a fin de mantener su valor real a partir del mes de diciembre de 2017, mes que se establece como la fecha de valor base del V.A.T.T.

#### 4. MARCO NORMATIVO

El marco normativo al cual se sujetará el presente estudio, tanto en lo referente al desarrollo de sus diferentes etapas, actividades y plazos, como desde el punto de vista de sus consideraciones técnicas y conceptuales, está dado, en lo que es esencial, por el siguiente conjunto de disposiciones:

- **Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, Ley General de Servicio Eléctricos (LGSE)** y sus modificaciones.
- **Ley N°20.936, de junio de 2016, del Ministerio de Energía**, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”.
- **Resolución Exenta N°380, del 20 de julio de 2017, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Establece Plazos, Requisitos y Condiciones Aplicables al Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, para Polos de Desarrollo, y de las Instalaciones de Sistemas de Transmisión Dedicada Utilizadas por Usuarios Sometidos a Regulación de Precios”, y sus modificaciones.

- **Resolución Exenta N°412, del 5 de junio de 2018, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”.
- **Resolución Exenta N°244 del 9 de abril de 2019, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023”.
- **Resolución Exenta N°272 del 26 de abril de 2019, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión”.
- **Resolución Exenta N°766 del 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Rectifica Resolución Exenta N°272, de 26 de abril de 2019, que “Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión””.
- **Resolución Exenta N°299, del 26 de abril de 2018, de la Comisión Nacional de Energía**, que “Aprueba Modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Conformidad al Artículo 34° del Decreto Supremo N°11, de 2017, del Ministerio de Energía y Aprueba Texto Refundido y Sistematizado de Dicha Norma Técnica”.
- **Resolución Exenta N°43 del 26 de Diciembre de 2002, del Servicio de Impuestos Internos**, que “Fija Vida Útil Normal a los Bienes Físicos del Activo Inmovilizado para los Efectos de su Depreciación, conforme a las Normas del N°5 del Artículo 31 de la Ley de la Renta, contenida en el Artículo 1° del D.L. N° 824, de 1974.

El contenido completo de estas disposiciones se encuentra en el Anexo Normativo que acompaña a la presente entrega, con excepción de la Resolución Exenta N°299, que contiene la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, la que no se ha incluido debido a su extensión.

Aparte de la normativa citada, el cumplimiento de los objetivos del estudio requiere del examen de otra normativa de carácter general como, por ejemplo, el DL N°824, Ley Sobre Impuesto a la Renta. Cuando los desarrollos exhibidos en el presente estudio han requerido fundarse en normativas generales -en este cuerpo principal o en sus anexos- se ha efectuado una adecuada referencia a la normativa que los sustenta, lo sea citando sus disposiciones y/o presentando el *link* correspondiente para su acceso y revisión en *internet*.

## 5. DESCRIPCIÓN DEL V.A.T.T. Y REFERENCIAS GENERALES A LAS BASES

El Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, debe desarrollarse de conformidad a las disposiciones legales correspondientes, y en particular conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N°380, del 20 de julio de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, y en la Resolución Exenta N°272 del 26 de abril de 2019, del mismo organismo, que aprueba las bases técnicas y administrativas para la realización de los estudios de valorización, las Bases.

### 5.1 Determinación del V.A.T.T.

Las Bases exponen con detalle los criterios y metodologías para la determinación del V.A.T.T. conforme a los conceptos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en la Resolución Exenta N°380, añadiendo las precisiones correspondientes.

Así, éstas señalan que se entenderá por Valor Anual de la Transmisión por Tramo, o V.A.T.T. a la suma de la Anualidad del Valor de Inversión del tramo en estudio (A.V.I.), más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (C.O.M.A.), ajustados por los efectos de impuestos a la renta<sup>7</sup>.

Conforme las Bases lo señalan, el V.A.T.T. de cada tramo estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, calculado en función de sus características físicas y técnicas valoradas a los precios de mercado vigentes en base a una política de adquisición eficiente, operadas, mantenidas y administradas por una empresa eficiente que opera las instalaciones bajo criterios de eficiencia cumpliendo con la normativa vigente<sup>8</sup>.

Las Bases señalan que el conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables de cada tramo del sistema de transmisión a valorizar estará agrupado de acuerdo a la siguiente categorización<sup>9</sup>:

- a) Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente;
- b) Obras civiles;

---

<sup>7</sup> Capítulo II, Punto 3.1 de las Bases.

<sup>8</sup> Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

<sup>9</sup> Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

- c) Estructuras de líneas y/o subestaciones;
- d) Elementos de sujeción y aislación;
- e) Equipamiento electromecánico y electromagnético;
- f) Conductores y cable de guardia;
- g) Protecciones electromecánicas o electromagnéticas;
- h) Protecciones digitales;
- i) Equipos de control, telecomando, medición y comunicaciones;
- j) Otros elementos secundarios de subestación o radioestaciones;
- k) Bienes inmuebles distintos a los terrenos;
- l) Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible;
- m) Equipamiento de oficina no fungible;
- n) Equipamiento computacional; y
- o) Vehículos.

Por su parte, y respecto a los costos de operación, mantención y administración (C.O.M.A.), las Bases indican que estos valores se establecerán para cada segmento de los sistemas de transmisión señalados en el artículo 100° de la LGSE y para cada sistema de transmisión zonal, conforme a las consideraciones y metodologías que ellas mismas establecen<sup>10</sup>.

En relación a los costos anuales de inversión, las Bases establecen que los mismos se determinarán como la suma de las anualidades de inversión de cada instalación e infraestructura que conforman el V.I. del sistema de transmisión. Para su determinación debe utilizarse la tasa de descuento determinada de acuerdo a lo establecido en el artículo 119° de la LGSE, y las respectivas vidas útiles, establecidas en años, de las componentes de inversión, conforme se establece en el Informe Técnico Definitivo de Vida Útil de las instalaciones establecido en el artículo 104° de la Ley<sup>11</sup>.

Para efectos de los estudios, las Bases definen el V.I. como la suma de los costos de adquisición e instalación eficientes de sus componentes y equipos, de acuerdo con valores de mercado, incluyendo fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, los derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente, los bienes intangibles y el capital de explotación<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> Las Bases rigen tanto el desarrollo del estudio de valorización del sistema nacional, como de los estudios de valorización de los sistemas zonales y los sistemas dedicados que abastece clientes regulados, todo mediante un texto consolidado. (Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases).

<sup>11</sup> Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

<sup>12</sup> Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

## 5.2 Moneda, Nivel de Precios y Año Base

Las Bases establecen que todos los costos y precios relacionados con los estudios de valorización, utilizados tanto en los resultados finales como en las etapas intermedias, deberán expresarse en dólares de Estados Unidos de América. Particularmente para referir los valores de componentes nacionales, originalmente expresados en pesos, las Bases indican que se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2017 y posteriormente su equivalencia en dólares, utilizando para ello el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2017. Por su parte, para referir los valores de componentes en otras monedas, las Bases señalan que se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2017 y posteriormente su equivalencia en dólares, utilizando la tasa de cambio promedio para el mes de diciembre de 2017 correspondiente<sup>13</sup>.

Respecto a las componentes del V.A.T.T. de cada tramo, las Bases indican que éstos se establecerán conforme al valor actualizado de los costos anuales de inversión, operación, mantención y administración para el año base de los estudios, entendiéndose por este el año 2017, y que para efectos del desarrollo de los estudios se considerarán las instalaciones de transmisión puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2017<sup>14</sup>.

Finalmente, las Bases precisan que los cálculos no deben incluir el Impuesto al Valor Agregado (IVA)<sup>15</sup>.

En los puntos que siguen se describe la metodología, criterios y resultados preliminares del trabajo desarrollados y obtenidos por el Consultor para el Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, los que se han concebido para cumplir a cabalidad los objetivos del estudio en cumplimiento de las disposiciones legales, las disposiciones de la Resolución Exenta N°380, y lo estipulado en las Bases.

## 6. METODOLOGÍA APLICADA

Descripción general de la metodología aplicada y las actividades y fases seguidas en el estudio.

### 6.1 Metodología aplicada a la determinación del V.I.

---

<sup>13</sup> Capítulo II, Punto 1 de las Bases.

<sup>14</sup> Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

<sup>15</sup> Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

El V.I. se ha calculado como la suma de los costos de adquisición e instalación eficientes de cada instalación e infraestructura que conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

En los costos señalados, que se han valorizado con valores de mercado, se incluye fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, los derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Todos los precios de los equipos y materiales de instalaciones o de infraestructura están expresados en dólares de acuerdo a lo establecido en el punto 1 del CAPÍTULO II de las Bases del Estudio. Los cálculos no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Las instalaciones a las cuales debe determinárseles el VI, se establecen en la Resolución Exenta N° 244 de la Comisión Nacional de energía, de fecha 9 de abril de 2019, que aprueba el “Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023”. En el punto 3.1 de la misma se indican los tramos de subestación y de transporte del Sistema de Transmisión Nacional, cuya cantidad total es la siguiente:

TRAMOS DE SUBESTACIÓN	81
TRAMOS DE TRANSPORTE	140
TOTAL TRAMOS	221

Dado que los elementos identificados en el Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023 son una información de entrada para la realización de este estudio, cualquier definición incorrecta excede los alcances de este Consorcio, no siendo responsabilidad de éste modificar la Resolución Exenta N° 244 de la Comisión Nacional de Energía.

### **6.1.1 Análisis de información recibida**

En las Bases del Estudio, se señala que para la determinación de la porción del V.I. que se refiere al valor de las componentes de instalaciones distintas al costo de derechos relacionados con el uso de suelo, el consultor deberá efectuar un análisis e identificación de las instalaciones existentes que componen cada tramo. Para tal efecto, el consultor deberá verificar y validar la desagregación y consistencia de los distintos componentes que integran las instalaciones de transmisión informadas en la base de datos entregada por el Coordinador. A su vez, deberá adecuar el modelo de dicha base de datos, de modo que los elementos o instalaciones tales como aquellos que no pudieran ser ingresados en una tabla exclusiva para ellos o que el modelo no permita relacionarlos debidamente, entre otros, queden correctamente asignados y representados. Los criterios de verificación y validación de la información de la base de datos del Coordinador, así como las

modificaciones al modelo de dicha base de datos, deberán ser claramente especificados en la entrega de sus resultados. Sin perjuicio de lo anterior, la base de datos que disponga el Coordinador para efectos del presente Estudio debe contener todos los elementos de los sistemas de transmisión con la desagregación suficiente para la correcta valorización de las instalaciones.

En el documento Anexo VI\_1. Análisis Información Recibida, que forma parte de este Informe de Avance 2 se detalla el análisis realizado a la información recibida.

#### 6.1.1.1 Base de Datos de instalaciones

Para la ejecución del estudio, la Comisión entregó un archivo de una base de datos denominado “BDC\_2017\_ENTREGA\_CNE.bak” (en adelante BD), desarrollada en el software SQL Server 2012, proporcionada por el Coordinador, la cual “debe contener todos los elementos de los sistemas de transmisión con la desagregación suficiente para la correcta valorización de las instalaciones”.

La BD contiene 201 tablas con un total de 2.375.212 datos y 109 tablas que no contienen datos. A continuación, se muestra dichas tablas: Síntesis del diagnóstico de la BD

El detalle de las tablas se encuentra en el Anexo VI\_1. Análisis Información Recibida.

#### 6.1.1.2 Análisis general de la Base de Datos

Como parte de la primera fase del desarrollo del estudio, se realizó un análisis y diagnóstico de la base de datos que consideró los siguientes aspectos fundamentales:

Existencia de tramos en la Base de Datos.

Identificación de los elementos de cada una de las instalaciones a valorizar.

Cantidades excesivas de elementos

Cantidades insuficientes de elementos

Uso erróneo de unidades

Para realizar la verificación y validación de la información de la base de datos, se consideró los siguientes criterios principales:

- a) Identificación de las instalaciones existentes que componen cada tramo, en conformidad a la calificación de instalaciones pertenecientes al STN establecida en la Resolución N° 244 de fecha 9 de abril de 2019, de la CNE.

- b) Verificación que las instalaciones existentes declaradas y que corresponde valorizar de acuerdo con la calificación mencionada en letra a) anterior corresponden y contienen todos los elementos que efectivamente están instalados, utilizando para ello la información técnica disponible en la página web del CEN.
- c) Verificación que las cantidades declaradas para los elementos de las instalaciones que corresponde valorizar, representan las cantidades que efectivamente existen, utilizando para ello planos y documentos disponibles en la información técnica de la página web del CEN, planos y documentos del Estudio de Transmisión Troncal del año 2014, estándares habituales en instalaciones del mismo tipo y, finalmente, la experiencia del Consultor en esta materia.

Si bien en general, en la BD se encuentra las instalaciones que han sido calificadas como tramos del Sistema de Transmisión Nacional, la falta de identificación del tramo correspondiente ha obligado a este Consultor a desarrollar un trabajo de asociación de instalaciones a los tramos establecidos.

En la calificación de instalaciones existen tramos de subestaciones que corresponden a puntos de tap off (derivación) sólidos en el Sistema de Transmisión Nacional y que, por tal razón, no tienen instalaciones. En la base de datos no hay datos que correspondan a esos tramos de subestaciones. Además de los casos anteriores, se observa que hay otros tramos de subestación, correspondientes a instalaciones nuevas, que tampoco están en la Base de Datos.

Se ha detectado numerosos tramos de transporte que no son identificables directamente en la base de datos por existir nuevas subestaciones seccionadoras que no están incorporadas en la base. Además, en los tramos de transporte se encontró diversos tramos repetidos en la base de datos.

Se detectó tramos de transporte que no aparecen en la base de datos, los cuales son los siguientes:

**Tabla 1: Tramos de transporte que no existen en la base de datos**

Código	Tramo
N_19	Cardones 220->Nueva Cardones 220
N_31	Charrua 220->Mulchen 220
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220
N_97	Nueva Pan de Azúcar 500->Polpaico 500
N_102	O Higgins 220->Atacama 220
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220

Código	Tramo
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220

Existen 26 tramos de transporte que contienen elementos que no deben valorizarse por tener VATT asegurado por 20 años y que, de acuerdo con las Bases del Estudio, no corresponde valorizar

Para analizar, verificar y validar la información de los elementos de las instalaciones (inventario), desde la Base de Datos se exportó a planilla Excel, la información correspondiente. Se creó una planilla para los tramos de subestaciones y otro para los tramos de transporte.

El análisis realizado resulta en las observaciones principales que se describen a continuación.

- Se observa que no hay uniformidad ni estandarización en la información en cada uno de ellos, lo cual se presenta en la mayoría de los elementos. Esta deficiencia dificulta la identificación completa de cada elemento.
- En la gran mayoría de los elementos se omite información en algunos de los campos, como también se repite la misma información en más de un campo, un mismo tipo de elemento aparece con más de un identificador de tipo de elemento. En algunos casos se presenta información diferente en campos de descripción de un mismo elemento.
- En algunos elementos de tramos de subestaciones y de transporte se ha encontrado cantidades excesivas que no guardan relación con el rango de valores que corresponde al elemento para la utilización que se hace de él. Ello ocurre principalmente en la familia Materiales OOC.
- En algunos elementos de los tramos de transporte se ha encontrado cantidades nulas o insuficientes, que no corresponden al rango de valores del elemento para la utilización que se hace de él. Ello ocurre principalmente en las familias Conjuntos de Aislación y Materiales OOC.
- Una cantidad de elementos cuyo costo es importante en la valorización de las instalaciones, está registrada en la Base de Datos con una unidad que no corresponde. Por ejemplo debiendo usar la unidad metro se usa c/u.

El uso erróneo de la unidad que corresponde, la cantidad excesiva para algunos elementos y la insuficiente para otros, permite inferir que no ha existido la debida prolijidad en el poblamiento de la base de datos. A lo anterior se agrega un aspecto que no es posible dimensionar en su alcance y efecto en la valorización del Sistema de Transmisión Nacional, cual es la falta de elementos en la Base de Datos, es decir, que el inventario de algunas instalaciones está incompleto.

Debe tenerse presente que, de acuerdo con la LGSE (artículo vigesimoprimer transitorio), las empresas transmisoras debían presentar en un plazo determinado al CEN el inventario y características de sus instalaciones y este organismo incorporar esta información en un registro (base de datos) so pena de que las instalaciones no informadas no serán consideradas en el primer proceso de valorización. Lo anterior exige a los propietarios informar y al CEN la responsabilidad de tener un registro para acoger la información suministrada, así como verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información (último inciso del artículo 72-8 de la LGE). Sin embargo, en vista del diagnóstico presentado en este informe, es evidente que lo dispuesto en la ley para la información de la base de datos no se ha cumplido en ninguno de los atributos exigidos.

No obstante la situación presentada, el Consorcio ha hecho el mayor esfuerzo y dedicación posible para mejorar la información, con el propósito de obtener una valorización que represente razonablemente el Valor de Inversión del Sistema Eléctrico Nacional para las instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2017 que debían ser valorizadas.

#### 6.1.1.3 Adecuación de información de la Base de Datos

La Base de Datos que el Coordinador proporcionó para la realización del presente Estudio contiene la información de las instalaciones existentes a diciembre de 2017 la cual está organizada según la calificación del año 2014, que no tiene relación ni similitud con la calificación del año 2019.

Por lo anterior la Base de Datos no contiene ningún elemento que muestre la implementación de la Calificación de Instalaciones en ella, lo que ha obligado a este Consultor a realizar esta asignación, lo cual no estaba contemplado en las Bases Técnicas del Estudio.

Para poder crear los tramos, se debieron analizar más de 1500 paños contenidos en subestaciones nacionales y subestaciones con extremos de tramos de transporte calificados como nacionales en la BD. Para poder asignar correctamente los paños se obtuvo su nombre, tensión, y toda característica útil desde la base de datos para contrastarlos con los planos de las subestaciones.

En la base de datos se creó una nueva tabla, llamada `dbo.TramosSubestacion` que indica el ID (código de identificación) de tramo al cual pertenece el paño. De esta revisión se calificaron como pertenecientes el Sistema de Transmisión Nacional alrededor de 800 paños.

También se creó una columna auxiliar en líneas, transformadores y subestaciones para poder asignarlos al tramo de calificación respectivo.

En el caso de tramos de transporte que corresponden a líneas de transmisión (algunos corresponden a transformación), los tramos quedan conformados por los paños extremos de la línea, los equipos de compensación serie y reactores de líneas con sus propios paños y la línea de transmisión propiamente tal.

Los tramos de transporte correspondiente consideran los equipos de transformación 500/220 kV, 750 MVA y 220/220 kV 400 MVA. En el primer caso corresponden a bancos de autotransformadores monofásicos 500/220 kV de 250 MVA cada uno con la respectiva unidad de reserva monofásica, mientras que el segundo caso corresponde a un equipo controlador de flujo en 220 kV.

Dado que gran parte de los paños son asignados a tramos de transporte, las subestaciones quedan con pocos paños asignables a ella. Los paños que si quedan asignados son: paños seccionadores de barra, paños acopladores de barra (pañes de transferencia), paños de transformadores de servicios auxiliares, paños de equipos de compensación conectados a las barras de las subestaciones o a los terciarios de transformadores, etc. Todos estos equipos también quedan asignados a los tramos de subestación.

Es importante señalar que la Calificación de Instalaciones realizada, asignó a todos los patios de la subestación la misma calificación, por lo cual los paños comunes de tensiones menores también quedaron asignados a los tramos de subestación.

Una importante problemática es la incompatibilidad entre la Resolución Exenta CNE 244 - 2019 y el contenido en la BD del Coordinador Eléctrico Nacional. La Calificación de Instalaciones fue realizada con la topología prevista a fines del año 2021 mientras que la valorización de instalaciones se realiza con las instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2017.

Como proceso requerido para el cálculo de Tramos de Transporte se presentó el inconveniente de que en la base de datos no existían tramos definidos en base a la calificación. Se debió realizar una serie de procesos con el fin de permitir la valorización de estos Tramos de Transporte. El proceso comprende los siguientes 4 pasos

- Creación de nuevos identificadores de tramos Metodología de cálculo del VI
- Modificación de IdTramo en tabla dbo.Vanos por seccionamientos..
- Modificaciones en tabla dbo.Estructuras\_tramos por seccionamientos.
- Modificaciones realizadas en cables de guardia.

Además, de la calificación y asignación de las instalaciones de la BD y la creación de tramos, se ha debido realizar otras modificaciones y correcciones a la información de la BD.

En el Anexo VI\_3. Calificación de instalaciones, se detalla el trabajo realizado tanto para la calificación y asignación de instalaciones a los tramos, como las otras modificaciones y correcciones

Una vez creados todos los tramos de transporte y de subestación se procedió a analizar cuáles de ellos debían ser valorizados y cuáles no. Para esto se estudiaron todos los Planes de Expansión Troncal desde la promulgación de la Ley Corta I, agrupando todas las obras nuevas que tienen su remuneración asegurada por 20 años, en función del valor adjudicado en la respectiva licitación. Asimismo se identificaron las obras de ampliación que fueron construidas bajo la vigencia de las disposiciones de la LGSE que fueron sustituidas por las disposiciones de la Ley 20.936 y que entraron en servicio después del 31 de Diciembre de 2017, las que tampoco deben ser valorizadas.

**Tabla 2: Obras nuevas no valorizadas (VATT asegurado por 20 años)**

Nombre de Obra	Propietario	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación/ Valorización	Fecha entrada operación
Equipos CER ubicado en la Subestación Puerto Montt	Transelec	D231-04	D162-05	05-07-2007
Equipos CER ubicado en la Subestación Cardones	Transelec	D115-11	D079-12	14-12-2013
Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	Eletrans	D115-11	D102-12	03-09-2017
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	CHATE	D115-11	D108-12	24-12-2017
Obra Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas Primer Circuito	Interchile	D082-12	D05T-13	01-06-2017
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Changos y S/E Kapatur	Transelec Concesiones	D158-15	D03T-16	20-11-2017
Nueva Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	Transelec	D282-07	D118-08	08-12-2011
Nueva Línea Cardones - Diego de Almagro 2x 220 kV: tendido del primer circuito	Eletrans	D115-11	D099-12	21-11-2015

Nombre de Obra	Propietario	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación/ Valorización	Fecha entrada operación
Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	Transelec	D115-11	D071-12	10-06-2015
Línea El Rodeo - Chena 1x220 kV	Transelec	D231-04	D138-06	19-05-2010
Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: Primer Circuito	Celeo Redes	D642-09	D034-10	26-09-2015
Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	Transelec	D082-12	D07T-13	09-10-2015
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	Transelec	D082-12	D11T-14	07-11-2018

**Tabla 3: Obras de ampliación no valorizadas (VATT asegurado por 20 años)**

Nombre de Obra	Propietario	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación/ Valorización	Fecha entrada operación
Ampliación S/E Cardones 220 kV (D 158/15)	Transelec	D158-15	D11T-17	25-01-2018
Nueva S/E Seccionadora Puente Negro (D 158/15)	Colbún Transmisión	D158-15	D06T-18	15-06-2018
Normalización en S/E Charrúa 220 kV (D373-16)	Transelec	D373-16	D11T-17	24-01-2019
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	Edelnor Transmisión	D373-16	D06T-18	23-05-2019

#### 6.1.1.4 [Revisión de inventario](#)

Para la revisión del inventario de las instalaciones, se efectuó una verificación cruzada de distintas fuentes, que permitieran asegurar la veracidad de la información recibida.

Con este fin se revisaron los siguientes documentos fuente, para verificar la exactitud de los inventarios informados en la BD.

- Plano de la infotécnica del STN del sitio del Coordinador Eléctrico Nacional.
- Planos y documentos incluidos en Informe 2 Final del Estudio de Transmisión Troncal del año 2014.
- Salidas de planillas excel desde la BD con los tramos de subestaciones y líneas de STN.
- Planos de instalaciones disponibles del consultor, correspondientes a obras eléctricas y civiles de instalaciones similares .
- Clasificación de planillas de instalaciones en parte civil y parte eléctrica, por tipo de instalación.

Debido al gran tamaño de la base de datos que contiene alrededor de cuatrocientos cincuenta mil registros solo del STN, es que se optó por revisar una muestra del total de instalaciones, que permitiera formarse una opinión objetiva sobre la calidad del inventario.

La revisión de la parte eléctrica consistió en determinar si la totalidad de los equipos principales se encontraban incorporados en la base.

La revisión de la parte civil se basó fundamentalmente en verificar con los planos de instalaciones disponibles, los volúmenes de excavación, enfierraduras, hormigones, moldajes, rellenos y compactados.

Se revisaron los equipos eléctricos en los tramos de transporte y tramos de subestación del sistema eléctrico nacional. En total se analizaron más de 700 paños que fueron calificados como parte del sistema de transmisión nacional y que este Consultor debe valorizar.

En la revisión de la muestra de paños de subestación se llegó a determinar la cantidad de equipos declarados en exceso y aquellos que faltaban en el paño. Adicionalmente se verificó la consistencia entre los equipos y su correspondiente fundación.

La información errónea que se encontró fue modificada a valores que correspondan al elemento analizado, es decir, en aquellos casos en que la cantidad es excesiva se disminuyó al valor correspondiente y en aquellos casos que es cero o insuficiente se agregó el valor que se considera razonable.

Se detectó paños mal calificados, como paños declarados que no corresponden a la subestación y otros paños que si corresponden a la subestación pero que no están declarados. Estos casos fueron corregidos.

En las obras civiles de subestaciones se puede apreciar un importante desorden en la forma en que están descritos los elementos y en las unidades utilizadas que para el caso de casas de control y casetas en algunos casos se muestran como unidad y en otros en metros cuadrados con las importantes diferencias numéricas que esto genera y que al valorizarlas producen errores de gran magnitud.

La revisión consideró tanto fundaciones como estructuras y se aprecia, entre otras, que existen paños con marcos de línea no identificables en paños, equipos sin fundaciones, equipos en celda (que no requieren fundación) con fundaciones equivalentes a la de los equipos de 500 kV, fundaciones de TTPP o TTCC iguales para un equipo de 500 kV como para equipos de menor nivel de tensión, por lo cual estas últimas sobredimensionadas, etc.

Entre los elementos faltantes mas relevantes, se observan las plataformas de subestaciones, que no tienen material asociado y, por lo tanto, no están registradas en la base de datos. Sin embargo, considerando el importante costo que estas tienen, originados por los volúmenes de excavación y relleno y compactado que requiere este elemento, el consultor agregó su valorización con planillas auxiliares externas a la base de datos.

Con este fin se desarrolló un modelo que considera la superficie de las subestaciones y las durezas de terreno informadas en la base de datos para valorizar el volumen de excavación, afectado por el factor de tipo de terreno y el volumen de relleno y compactado necesario para consolidar la plataforma. Esta corrección le aporta al V.I. un monto cercano a los cincuenta millones de dólares.

En las líneas se observa un mayor grado de exactitud en la información de la base de datos, donde en base a la muestra analizada se concluye que están presente casi todas las estructuras de torres y fundaciones pero en algunas líneas faltan conductores y en otras faltan cadenas de aisladores.

Los principales materiales que se observan en exceso son los relacionados con accesorios de estructuras y accesorios vanos, que corresponden a letreros, desviadores de pájaros y algunas distorsiones en amortiguadores, que consideramos no representan un valor relevante en el V.I.

Los elementos faltantes que se pueden observar en líneas son estructuras, amortiguadores, separadores de conductor y, principalmente cadenas de aisladores.

Las obras civiles para la construcción de una línea de transmisión son relevantes en cuanto al monto de los materiales involucrados. Por esta razón es que se realizó una revisión mas detallada en estos casos para ver las distorsiones mas relevantes.

Del análisis realizado se obtuvo las cantidades informadas en exceso y faltantes que debieron ser modificadas para acercarlas a la realidad.

Cabe destacar que en una gran cantidad de líneas se estableció que los kg de peso de cada una de las estructuras registrados en la base de datos incluye el peso de los pernos y, además, se registró el peso de los pernos en una columna destinada a ese material, por lo cual el peso de los pernos está considerado dos veces. Para la detección y corrección de esta situación se utilizó la tabla de estructuras con todos sus datos, incluyendo peso, excavaciones y fundaciones, elaborada por el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal del año 2014 sobre la base de la información proporcionada por las empresas. El archivo correspondiente denominado ETT2014-Datos Estruct y Fundaciones lineas.xlsx se incluye en el Anexo VI:4I.

Considerando los numerosos errores en las cantidades de tantos elementos, lo cual conduciría inevitablemente a una valorización del V.I. que de ninguna manera representaría razonablemente el valor del STN, se debió realizar modificaciones a los casos más relevantes, para lo cual se debió intervenir la Base de Datos.

Se creó un nuevo esquema en la base de datos con nombre MOD\_ELEQUIPOS, con el fin de diferenciar las tablas que almacenan los datos de input que se utilizan para las modificaciones.

Lo anterior se realizó debido a que las cantidades de registros a modificar son mayores a 10.000 en algunas tablas por lo que incluir el código para modificar miles de registros de forma detallada por cada uno de ellos a nivel de SQL es ineficiente.

Las adecuaciones realizadas al inventario de la base de datos han consistido únicamente en la modificación de cantidades en los términos descritos en los párrafos anteriores, para elementos declarados. No se ha creado nuevos registros para elementos que habiendo establecido su existencia en la realidad, no están registrados en la base de datos ni siquiera con cantidad cero.

En el Anexo VI\_4 se incluye un archivo Excel BD\_Modificaciones en Cantidades.xlsx que muestra el detalle de las modificaciones de cantidad que se realizaron en la base de datos y su fundamentación.

Si bien se ha hecho el mayor esfuerzo en corregir los problemas de inventario detectado, no es posible corregirlos todos en el desarrollo de este Estudio. En efecto, las correcciones en los registros de la Base de Datos deben ser efectuadas, de acuerdo con la LGSE, por el CEN. En todo caso el trabajo que requiere mejorar la base de datos en cuanto a la información ingresada para la incorporación de información faltante y retirar información que no corresponde, es una tarea de magnitud mayor que requiere de un tiempo no menor a seis meses.

### 6.1.2 Caracterización de los tramos del STN

En las Bases Técnicas del Estudio, en su capítulo 5.2 Caracterización de Tramos se establece lo siguiente:

*Para cada tramo deberá especificarse el inventario de componentes correspondiente, de acuerdo a los formatos establecidos en las presentes Bases. Esta especificación deberá contener, al menos, el nombre del tramo, la asignación de un código de identificación, la identificación del o los propietarios, subdivisión del tramo por cada propietario, una enumeración detallada de los componentes del tramo especificando, cuando corresponda, capacidades nominales de potencia activa o reactiva, corrientes nominales, límites térmicos, tensiones nominales de operación y un diagrama unifilar monofásico simplificado.*

*En el caso de obras civiles asociadas a tramos de subestaciones, se deberá especificar adicionalmente y, al menos, el material constructivo, la superficie construida y la superficie del recinto ocupado por la subestación. En caso de tramos de transporte, deberá especificarse adicionalmente y, al menos, la capacidad de transporte con sol a la temperatura máxima propia de la zona geográfica, la longitud, tipo y sección de conductor, cable de guardia (continuo o discontinuo), comunicaciones para protecciones, el número de estructuras y vano medio, tipo de estructura (anclaje, suspensión, otros), su descripción, material constructivo, resistencia máxima de puesta a tierra y franja de servidumbre.*

Para dar cumplimiento se ha elaborado la información señalada en las Bases del estudio, la cual se encuentra en archivos adjuntos al Anexo VI\_5. Caracterización de tramos del STN, que forma parte de este Informe de Avance 2, organizada en las siguientes carpetas:

- 01-Diag Unilin STN
- 02-Diag Unilin SSEE
- 03-Diag Unilin Transporte
- 04-Inventario SSEE
- 05-Inventario Transporte
- 06-Ubicacion Tramos

En la carpeta 01-Diag Unilin STN se encuentra el archivo “DU STN\_Valorizacion.dwg” que contiene todas las instalaciones del STN y que se ha obtenido a partir del diagrama unilineal del sistema de junio 2018 ,publicado por el CEN en su página web.

En la carpeta 02-Diag Unilin SSEE se encuentran 81 archivos, uno para cada subestación de la calificación del STN, incluyendo aquellas que no se valorizan.

En la carpeta 03-Diag Unilin Transporte se encuentran 140 archivos, uno para cada tramo de transporte de la calificación del STN, incluyendo aquellos que no se valorizan.

En la carpeta 04-Inventario SSEE se encuentra el archivo “SSEE\_Inventario\_09-04-2020.xlsx” que contiene todos los elementos correspondientes a todas las instalaciones valorizadas de los tramos de subestación, con todos los identificadores de la base de datos, por lo cual se obtiene el inventario de una subestación específica mediante el filtro de nombre o de código de subestación.

En la carpeta 05-Inventario Transporte se encuentra el archivo “Transporte\_Inventario\_09-04-2020.xlsx”. que contiene todos los elementos correspondientes a todas las instalaciones valorizadas de los tramos de transporte, con todos los identificadores de la base de datos, por lo cual se obtiene el inventario de un tramo de transporte específico o de parte de él mediante el filtro de nombre o de código del tramo, el cual incluye la línea y los paños de subestación de sus extremos.

En la carpeta 06-Ubicacion Tramos se encuentra el archivo “Valorizacion Nacional.kmz”, que es un archivo creado a partir de uno disponible en el sitio web del CEN en el cual se muestra todas las instalaciones del STN, con algunas características principales.

En las Bases del estudio se solicita, además de la incluida en el Anexo VI\_5, información técnica de las instalaciones, que no está disponible en alguna de las fuentes oficiales y que solo tienen las empresas propietarias. Tal es el caso de una enumeración detallada de los componentes del tramo especificando, cuando corresponda, capacidades nominales de potencia activa o reactiva, corrientes nominales, límites térmicos. En caso de tramos de transporte, deberá especificarse adicionalmente y, al menos, la capacidad de transporte con sol a la temperatura máxima propia de la zona geográfica, la longitud, tipo y sección de conductor, cable de guardia (continuo o discontinuo), comunicaciones para protecciones, el número de estructuras y vano medio, tipo de estructura (anclaje, suspensión, otros), su descripción, material constructivo, resistencia máxima de puesta a tierra y franja de servidumbre.

La información no disponible ha sido solicitada a las empresas propietarias a través de la CNE mediante el Oficio ORD. N° 235/2020, del 6 de Abril de 2020, sin embargo a la fecha de emisión del presente informe no ha sido recibida, razón por lo cual la información técnica faltante, especificada en las Bases del estudio, será incorporada en el Informe Final Preliminar.

### **6.1.3 Estudio de precios**

Las Bases del Estudio establecen que los precios (costos unitarios) considerados para valorizar las instalaciones e infraestructura deberán basarse en estudios de mercado. Para obtener el inventario

de materiales y equipos valorizado, se debe haber realizado un estudio de mercado de precios de elementos de transmisión de acuerdo con un principio de adquisición eficiente, con el fin obtener un listado de precios unitarios de elementos de transmisión.

Este estudio de mercado se ha realizado solicitando cotización a diferentes empresas proveedoras reconocidas en el mercado, con amplia experiencia en suministros para sistemas de transmisión, en los niveles de tensión superiores comprendidos en esta valorización.

Para el desarrollo del estudio de precios se definió la siguiente secuencia de actividades:

- a) Desde la Base de Datos del listado de elementos existentes, agrupados por familia, se elaboró una lista de elementos de transmisión utilizados en instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, sean estos equipos o materiales, determinando su procedencia ya sea del mercado nacional o extranjero.
- b) Caracterización y especificación técnica relevante de los elementos de transmisión. Para cada uno de los elementos de transmisión definidos, revisar la caracterización de sus especificaciones técnicas.
- c) Identificación de los proveedores de los elementos de transmisión, tanto en el mercado nacional, como en el extranjero. Se recurrió a los proveedores existentes utilizados tanto por las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, como por las empresas contratistas, constructores o proveedores nacionales o internacionales, sin atribuir características de calidad por origen de los productos.
- d) Desarrollo de lista de proveedores por familias de elementos para solicitar cotizaciones.
- e) Solicitar mediante carta a proveedores, cotizaciones de los elementos de transmisión. El proceso de solicitud de cotizaciones a los proveedores identificados como importados para el catastro de elementos de transmisión, se ha realizado a precio FOB.
- f) Solicitar precios de Transporte Marítimo para este tipo de elementos, entre puertos chilenos y puertos utilizados normalmente de Europa, Asia y Norteamérica.
- g) Elaborar planilla de precios de cotizaciones de materiales, agregando valor de transporte marítimo y, en los casos pertinentes, tasa arancelaria de 6%.
- h) Agregar en planilla de precios, precios de estudios anteriores. Como complemento a las cotizaciones, se recopilarán precios de elementos de transmisión desde estudios anteriores u otros antecedentes disponibles.

- i) Solicitar, de acuerdo con las bases, precios de elementos de transmisión a las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones del sistema de transmisión nacional.
- j) Determinar precios unitarios de los elementos de transmisión de acuerdo con un principio de adquisición eficiente, aplicando fórmulas de indexación para determinar precios al 31 de diciembre de 2017.

Se ha realizado una recopilación de toda la información disponible, tanto de la Comisión, del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional y de los archivos de los consultores. La información utilizada de la Comisión Nacional de Energía, es aquella relativa a informes realizados con anterioridad, de estudios de valorización del sistema troncal (actual sistema nacional), con motivo de tarificación de la transmisión.

De la información del CEN se tiene una base de datos de las instalaciones del sistema, que contiene todos los equipos y materiales instalados con la descripción de las características principales de ellos.

Con la información obtenida, una vez analizada y depurada, se ha elaborado la lista de materiales y equipos a cotizar, priorizando aquellos de mayor valor e incidencia en la valorización del STN. El conjunto de estos equipos y materiales principales representan un porcentaje muy elevado del valor de elementos de transmisión.

Para los principales elementos de cada familia, se ha elaborado una hoja de datos técnicos que entrega su caracterización a partir de las especificaciones técnicas usualmente utilizadas para la adquisición de esos elementos. En esta caracterización tiene relación con el estándar de calidad de componentes sobre la base de las normas mayoritariamente utilizadas, las exigencias de comportamiento sísmico en conformidad a la normativa nacional (cuando corresponde) y las condiciones de calidad y seguridad de servicio.

Se ha identificado a los proveedores y representantes de fábricas de las marcas de mayor presencia en el mercado eléctrico, que han participado en los suministros para las empresas eléctricas y contratistas de obras de los últimos años, determinando las familias de elementos que comercializa. Con esto se confecciona una lista de proveedores por familias de elementos para la valorización del Sistema de Transmisión Nacional.

Para determinar los precios de los elementos de transmisión, como primera actividad se analiza las cotizaciones recibidas, con el fin de verificar que los precios informados correspondieran a los elementos solicitados en cuanto a sus características técnicas.

El resultado de la etapa de cotización es la obtención de precios, solo para una parte de los elementos de cada familia. Debido a lo anterior, se define que para obtener precios para los restantes elementos se utilice la interpolación y extrapolación de precios, aplicable para cada familia. El modelo se basa en la obtención de la función que representa la tendencia de la curva establecida con los precios obtenidos según la variable más representativa que explica la variación del precio (como por ejemplo el nivel de tensión o la capacidad), seleccionando aquella función que entrega la mayor correlación.

En aquellos casos que no se obtiene cotización y tampoco fue posible utilizar el procedimiento de interpolación o extrapolación, se utilizan valores obtenidos de estudios anteriores, indexados para ser actualizados a la fecha del estudio.

Se determinan los elementos que tendrán la categoría de importados, con todo el detalle técnico necesario y se solicita la cotización al proveedor respectivo. Estos elementos se cotizan a valor FOB (Free on Board), para posteriormente agregarle, los costos de transporte internacional, seguros e internación.

$$\text{VALOR CIF} = (\text{VALOR FOB} + \text{FLETE} + \text{SEGURO}) \times (1 + \% \text{ INTERNACIÓN})$$

Donde:

VALOR FOB = Valor cotizado de Elemento de Transmisión (Free on Board).

SEGURO + FLETE = Valor de Flete y Seguro Marítimo desde el Puerto de

Las componentes de las instalaciones se deben valorizar conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo con su costo eficiente de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la instalación o infraestructura como proyecto completo (recargos). En virtud de lo anterior, los costos de transporte nacional y bodegaje correspondientes entre otros, se agregan posteriormente como recargos.

El costo de transporte nacional se obtiene de cotizaciones a empresas de transporte reconocidas en el país, obteniendo con esto un costo unitario por tonelada-km desde el puerto más cercano (Iquique, Valparaíso, Talcahuano, Coquimbo, etc.) hasta la obra. Los costos de bodegaje (recepción, registro, almacenamiento y despacho) están incluidos dentro del Recargo por Bodegaje.

De igual forma que en el caso de los importados, los costos de equipos y materiales nacionales se han obtenido de cotizaciones que se solicitan a empresas y proveedores, en este caso mayoristas nacionales, y para cantidades específicas de cada elemento basado en los listados de elementos de cada familia.

Los valores de transporte y bodegaje se han obtenido de la misma forma que para el caso de materiales importados.

Una vez determinado el inventario de los precios mínimos por cada elemento de transmisión, se ha procedido a aplicar las fórmulas que permiten llevar los precios obtenidos, a la fecha definida en la Bases.

Para llevar los precios obtenidos en nuestra etapa de cotizaciones, al 31 de diciembre de 2017, se ha utilizado un modelo que considera la variación del IPC (Índice de Precios al Consumidor) y la variación del valor del Dólar, para los elementos de transmisión nacionales. Para los elementos de transmisión importados, el cálculo considera la variación del CPI (Consumer Price Index) en el periodo entre la cotización y el 31 de diciembre de 2017, fecha determinada por las bases.

De esta forma para llevar el valor unitario de los precios cotizados se utilizan la siguientes formulas:

- **ELEMENTOS NACIONALES**

$$\text{P.U.ETN}_{\text{DIC17}} = ( \text{P.U.ETN}_{\text{MES m}} / \text{V.DOL}_{\text{DIC17}} ) \times ( \text{IPC}_{\text{DIC17}} / \text{IPC}_{\text{MES m}} )$$

Donde:

**P.U.ETN<sub>DIC17</sub>** = Precio unitario a diciembre de 2017, de elemento de transmisión de procedencia nacional.

**P.U.ETN<sub>MES m</sub>** = Precio unitario cotizado al mes m, de elemento de transmisión de procedencia nacional.

**V.DOL<sub>DIC17</sub>** = Valor del dólar promedio oficial, en diciembre de 2017.

**IPC<sub>DIC17</sub>** = Índice de Precios al Consumidor de diciembre 2017.

**IPC<sub>MES m</sub>** = Índice de Precios al Consumidor del mes m, de cotización.

- **ELEMENTOS IMPORTADOS**

$$\text{P.U.ETI}_{\text{DIC17}} = \text{P.U.ETI}_{\text{MES m}} \times ( \text{CPI}_{\text{DIC17}} / \text{CPI}_{\text{MES m}} )$$

Donde:

**P.U.ETI<sub>DIC17</sub>** = Precio unitario a diciembre de 2017, de elemento de transmisión importado.

**P.U.ETI<sub>MES m</sub>** = Precio unitario cotizado al mes m, de elemento de transmisión importado.

**CPI<sub>DIC17</sub>** = Valor de CPI, “Consumer Price Index” de diciembre 2017.

**IPC<sub>MES m</sub>** = Valor de CPI, “Consumer Price Index” del mes m de cotización.

El resultado del estudio de precios entrega como resultado una tabla de precios unitarios de adquisición de equipos y materiales que se utiliza como fuente para asignarle un costo unitario (Cu) a cada elemento del Sistema de Transmisión Nacional en la planilla Excel extraída de la base de datos.

La tabla de precios unitarios obtenidos se copia como valor en la planilla “Tabla Subida Precios Unitarios y Montaje.xlsx” que se encuentra en el Anexo VI\_9 y que se importa a la base de datos para ejecutar el proceso de cálculo del V.I.

Dado que no fue posible disponer de información de parte de las empresas, respecto de factores de reducción por economías de escala, el Consultor estudió la necesidad y la pertinencia de estimar un porcentaje de descuento a los precios unitarios cotizados, teniendo en considerando lo siguiente:

- De acuerdo con las bases del estudio, las economías de escala que originarían descuentos por volumen deben circunscribirse exclusivamente a cada tramo del STN objeto del estudio de valorización. Esta restricción reduce significativamente los volúmenes de equipos y materiales a adquirir, reduciendo con ello la factibilidad de obtener descuentos por volumen.
- Por tratarse de un estudio de precios, las cotizaciones de los proveedores de materiales y equipos corresponden a precios de lista (referenciales), lo que significa que no entregan información de descuentos.
- Actualmente la mayor parte de las obras se realizan bajo la modalidad EPC, en un esquema de competencia, por lo que cualquier descuento en materiales y equipos, es incluido dentro del valor total de la obra.
- Los valores de descuento por volúmenes, cuando llegan a existir, son conocidos solamente por el Constructor y el Proveedor.
- Generalmente las Subestaciones se construyen y se van ampliando por paños, durante un largo lapso de tiempo que depende de la Demanda entre otros factores, lo que dificulta tener volúmenes de compra.

- Aquellos elementos que se compran en volúmenes son los que menor participación tienen en cuanto precios, dentro de la Obra.

Dado lo anterior, no fué posible establecer valores de descuento por volumen en el estudio.

El resultado del estudio de precios entrega como resultado una tabla de precios unitarios de adquisición de equipos y materiales que se utiliza como fuente para asignarle un costo unitario (Cu) a cada elemento del Sistema de Transmisión Nacional en la planilla Excel extraída de la base de datos.

El detalle del estudio de precios incluyendo la planilla con los valores resultantes para el valor unitario utilizado en el cálculo del VI de las instalaciones se encuentra en el Anexo VI\_6 de este Informe de Avance 2.

#### **6.1.4 Costos de Montaje**

En las Bases del estudio, literal b.3 del punto 3.4.1.4, se establece que los costos de montaje considerarán lo siguiente:

- *Costos de personal de montaje, ya sean de contratistas o personal propio;*
- *Costos de inspector técnico de obras (ITO) y supervisión;*
- *Costos de vehículos, maquinarias y herramientas utilizadas en el montaje, sin considerar el costo de los materiales;*
- *Costo de montaje de las obras civiles y equipos electromecánicos diferenciados para instalaciones aéreas y subterráneas; y*
- *Otros costos de montaje debidamente detallados, justificados y respaldados.*

*Para cada uno de los equipos y materiales requeridos en las obras de transmisión, o bien, para las familias representativas de éstas a las que se refiere el párrafo siguiente, el consultor deberá listar las tareas requeridas para llevar a cabo el montaje de dichos equipos y materiales, indicando los recursos y personal necesarios para llevar a cabo cada tarea eficientemente.*

*El costo unitario será determinado como el cuociente entre el costo de montaje compuesto por los costos listados anteriormente y el total de horas-hombre (HH) usadas eficientemente en la construcción de obras de transmisión durante el mismo período de tiempo, de acuerdo con las normas laborales y de seguridad correspondientes. En su informe, el consultor deberá desagregar el monto resultante por montaje, según tipo de obra, indicando y justificando además el (los) valor(es) unitario(s) de la(s) hora- hombre y la cantidad de horas involucradas.*

Por otra parte, en el literal a.1 del punto 3.4.3 de las Bases técnicas del estudio, se establece que: *el término MO en la expresión matemática que define el V.I. de cada equipo o material corresponderá a su porción del montaje, de acuerdo al tipo de obra a que hace referencia la letra b) del punto 3.4.1.4. El criterio para asignar dicha porción, así como la memoria de cálculo de la asignación correspondiente, deberá ser justificado e informado detalladamente a través de una memoria de cálculo.*

Se observa una dificultad en compatibilizar las exigencias de las bases señaladas en el literal b.3 del punto 3.4.1.4 con las indicadas en el literal a.1 del punto 3.4.3, pues en la primera de ellas se exige que el costo de montaje se determine por medio del correspondiente a cada uno de los equipos y materiales o bien, para las familias representativas de éstas, en cambio en el segundo literal se establece que el costo de montaje de cada equipo o material corresponderá a su porción del montaje de acuerdo al tipo de obra.

Es decir, se debe calcular el montaje de cada equipo o material, indicando los recursos y personal necesarios y, por otra parte, se debe calcular el montaje de cada equipo o material como su porción del montaje de acuerdo al tipo de obra. No es posible dar cumplimiento a ambas exigencias, por cuanto son incompatibles entre sí y, por lo tanto, se ha diseñado un modelo de cálculo de montaje que considera la primera de ellas, el cálculo del montaje de cada equipo y material, por las razones que se exponen a continuación:

- a) Los costos de montaje calculados deben agregarse a la Base de Datos, para lo cual debe asignarse a todos y cada uno de los elementos de cada instalación una cantidad de HH (horas hombre) y un valor de la HH.
- b) Los tipos de obra indicados en la letra b) del punto 3.4.1.4 consideran instalaciones que están presentes en la base de datos y, por lo tanto, sus equipos y materiales están registrados en ella. En consecuencia se podrían utilizar para definir tipos de obra. Sin embargo, el inventario de tipos de obra que son similares, difieren bastante entre sí, incluso dentro de la misma instalación (pañes de subestación por ejemplo), lo cual impide establecer obras representativas. En consecuencia la porción de montaje de obra asignada a un mismo equipo o material en dos instalaciones del mismo tipo, podría conducir a valores muy distantes entre sí lo cual no representaría razonablemente el costo de montaje en todos los casos.

Se ha considerado entonces que es más apropiada y representativa la metodología de calcular el costo de montaje individual de cada elemento (equipo y material), con lo cual el costo de montaje de una obra se obtiene con la suma de costo de montaje de todos sus elementos.

Para determinar el costo de montaje de cada equipo o material, sobre la base de los recursos utilizados, requiere un modelamiento que no es posible desarrollar al interior de la base de datos en sus características y condiciones actuales. Por ello, se debió modelar los costos de montaje en forma separada de la base de datos, para poder incluir todos los componentes de costos incluidos en las bases y los resultados obtenidos traducirlos a cantidades y valores de HH de elementos, de modo que el cálculo de montaje realizado en la base de datos coincida con el valor de montaje calculado con el modelo de cálculo.

Se ha diseñado y utilizado un modelo de cálculo de montaje en planilla Excel, que considera, para cada tarea, el dimensionamiento de una cuadrilla de montaje en cantidad de personas y la calificación de cada una de ellas y el tiempo de ejecución eficiente, es decir el rendimiento de la cuadrilla. El modelo incluye una parametrización mediante factores de ajuste para incluir la variación que se produce en el rendimiento por diversas razones, como por ejemplo la ubicación geográfica (valle, costa o cordillera y distancia a centros urbanos), la altura sobre el nivel del mar (entre 0 y 1000, de 1000 a 3000 y sobre 3000), el clima (lluvioso o seco). Los costos unitarios del personal de las cuadrillas se obtienen del estudio de mercado de remuneraciones.

El modelo permite obtener la cantidad de HH y el valor de la HH del montaje de cada equipo y material presente en la base de datos, cuyo producto es el costo de montaje de la actividad correspondiente. Del mismo modo se realiza para las obras civiles que consisten fundamentalmente en fundaciones, estructuras y edificaciones.

Las actividades se calculan para un valor base en condiciones normales de ejecución, en cuanto a ubicación geográfica, altura y tipo de clima. Con el fin de considerar la diferencia de costos como consecuencia de la variación en los aspectos mencionados que presentan instalaciones específicas del STN se definen factores que se aplican sobre el rendimiento establecido para la condición normal, entendiendo como rendimiento la cantidad instalada por unidad de tiempo.

Considerando que los resultados deben presentarse en la Base de Datos, se determinó que resulta más eficiente que los factores se apliquen directamente dentro de la Base, por lo cual se elaboró una matriz en Excel que contiene los factores para cada uno de los tramos la cual se subió a a base como una tabla de factores y se relacionó el cálculo del montaje de cada uno de los tramos con la cantidad de HH, el valor de HH y los factores propios del tramo.

Con el procedimiento descrito, el cálculo del costo de montaje queda incorporado en el motor de cálculo del V.I. que se utiliza para valorizar las instalaciones de la base de datos.

La base de datos con que se debió realizar el estudio no estaba pensada completamente para un estudio de valorización de esta naturaleza y esto se puede apreciar pues el montaje de un

elemento, por ejemplo de un interruptor, tiene el mismo costo ya sea instalado en la SE Chuquicamata o en la SE Puerto Montt.

Considerando que existen diferencias de costos de montaje en Chile, dependiendo de la zona de ubicación, la altura sobre el nivel del mar y las condiciones climáticas, este Consultor se vio en la necesidad de resolver esta problemática, sujeto a las limitaciones que entrega la base de datos. La única solución que se pudo establecer fue crear diversos factores de ajustes de rendimientos, los cuales se detallan a continuación.

Tomando como referencia la zona centro, el rendimiento de la zona sur es menor ya que la lluvia presente en los meses de invierno impide que se lleven a cabo ciertas labores. El consultor ha estimado, sobre la base de su experiencia en obras en la zona central y en la zona sur, que el rendimiento es un 90% comparado con el de la zona centro, es decir, el costo del montaje es un 11,11% superior.

En el caso de la zona norte, la aridez propia del desierto, la fuerte radiación solar y las elevadas temperaturas también provocan un desmedro en el rendimiento de las cuadrillas de montaje. También existen fenómenos meteorológicos como el fuerte viento que provoca movimiento de tierra que también complica la ejecución de labores. Además, las distancias a zonas urbanas son mayores que en otras zonas del país, lo que eleva el costo y tiempo de transporte del personal y, dado que dicho ítem es considerado dentro de la jornada laboral, se cuentan con menos HH efectivas. El consultor ha estimado, sobre la base de su experiencia, que el rendimiento es un 85% con respecto a la zona centro, es decir, el costo del montaje es un 17,65% mayor.

En el caso de la altura geográfica, el montaje presenta costos mayores debido, principalmente a dos aspectos. El primero es la dificultad para llegar a zonas más elevadas, lo que eleva los tiempos de transporte del personal. El segundo es la menor disponibilidad de oxígeno en la atmósfera que afecta el rendimiento físico de las personas, las que se sienten agotadas más fácilmente y, por lo tanto, el rendimiento del trabajo es menor.

Ante esto, el Consultor estimó sobre la base de su experiencia en múltiples obras a lo largo del país, que entre 0 msnm y 1.300 msnm el rendimiento no se ve afectado, que entre 1.300 msnm y 2.500 msnm el rendimiento es un 95% comparado con menor altura geográfica, es decir, el montaje tiene un costo 5,26% más alto, y, finalmente, sobre 2.500 msnm, el rendimiento es un 90% comparado con aquel realizado a baja altura geográfica, es decir, el costo del montaje es un 11,11% superior.

Otro aspecto necesario de considerar es el rendimiento de las fundaciones y de las estructuras de acero en líneas de transmisión versus subestaciones. La base de datos no hace distinción alguna en el costo de montaje del acero y lo asume equivalente en cualquier instalación.

En una subestación, la construcción de estructuras altas es más rápida que la construcción de torres reticuladas de acero en líneas de transmisión, ya que en la primera todo el material se encuentra concentrado en una zona acotada y que no varía durante todo el tiempo de montaje, mientras que en el segundo caso se debe armar una estructura cada 350 metros o distancias mayores.

En el caso de las fundaciones, la situación es similar. En una subestación las fundaciones de equipos, pilares, etc. se encuentran muy cercanas unas a otras durante todo el período de construcción, mientras que en las líneas de transmisión se realizan fundaciones lejanas unas de otra y que van cambiando de lugar con el avance de la construcción.

Ante eso el consultor ha estimado que el montaje del acero y las fundaciones tiene un costo un 15% superior en una línea de transmisión respecto de una subestación, es decir, el rendimiento es un 87%, por el mayor tiempo y uso de recursos para una misma cantidad de material.

Después de todo lo expuesto, el montaje de un elemento queda dado por

$$Montaje_i = \frac{Montaje_{normal\ i}}{\rho_{zona} \cdot \rho_{altura} \cdot \rho_{LTx}}$$

$\rho_{zona}$ : factor de rendimiento por zona geográfica;

$\rho_{altura}$ : factor de rendimiento por altura geográfica;

$\rho_{LTx}$ : factor de rendimiento fundaciones y acero en una línea de transmisión (solo aplica en estos).

El costo de montaje, al igual que los precios, se estableció para los más de 6.300 elementos que debieron valorizarse. Para muchos de estos elementos que no se aprecian en la planilla de montaje adjunta se utilizó como referencia el elemento más similar, modificando la cantidad de HH necesarias. Por ejemplo, para el montaje de los **casi 2000 elementos** de comunicaciones que se debió completar, se modificó la cantidad de HH de una cuadrilla utilizada para el montaje de protecciones. Como los elementos de comunicaciones eran variados, se definieron distintas cantidades de HH.

En el Anexo VI\_7 se encuentran la planilla denominada “Base\_Montaje.xlsx” con el modelo utilizado para el cálculo de cada uno de los elementos (equipos y materiales), la cual se describe a continuación:

En la hoja Activ Montaje SSE y Lineas se encuentran las dos tablas siguientes que muestran la lista de actividades de montaje habituales en subestaciones y líneas, junto con las cuadrillas que se han definido para la ejecución de cada una de ellas.

**Tabla 4: Tareas y cuadrillas de montaje de subestaciones**

TAREAS	TIPO DE CUADRILLA
Movimiento de tierras	C1
Construcción de plataforma	C1
Cierros	C1
Malla de tierra subterránea	E3
Caminos interiores	C1
Fundaciones	C2
Edificaciones	C3
Construcción de canalizaciones	C2
Alumbrado Patios	E3
Montaje estructuras	E1 y E2
Montaje equipos eléctricos primarios	E3
Instalación y conexión conductores de potencia	E3
Montaje Servicios Auxiliares CA	E3
Montaje Servicios Auxiliares CC	E3
Instalación armarios de control y protección	E4
Instalación dispositivos de control y protección	E4
Alambrado y conexión cables de control y protección	E5
Inspección Técnica de Obras	ITO
Pruebas y Puesta en Servicio	

**Tabla 5: Tareas y cuadrillas de montaje de líneas de transmisión**

TAREAS	TIPO DE CUADRILLA
Roce y despeje Franja	C5
Replanteo de Estructuras	C5
Construcción caminos de Accesos	C1
Excavación	C1

TAREAS	TIPO DE CUADRILLA
Enfierradura	C6
Hormigón H-10	C2
Hormigón H-25	C3
Relleno Terreno Natural Seleccionado	C6
Relleno Aporte Material	C1
Retiro Escombros	C6
Montaje estructuras de torre	C7
Instalación cadena de aisladores y ferretería torres suspensión	E6
Instalación cadena de aisladores y ferretería torres anclaje	E6
Empateado Conductores	E7
Tendido Conductores	E7
Templado Conductores	E7
Engrampado Torres Suspensión	E6
Engrampado Torres Anclaje	E6
Inspección Técnica de Obras	ITO
Pruebas y Puesta en Servicio	

La definición de las cuadrillas de montaje encuentra en la hoja Cuadrillas SSEE y Lineas, corresponden a las habituales en este tipo de obras en condiciones normales de montaje, según a experiencia del Consultor. Ellas son las que muestran en la tabla siguiente, para las instalaciones del STN.

**Tabla 6: Cuadrillas de trabajo para montaje**

EQUIPO DE TRABAJO POR CUADRILLA	TIPO DE CUADRILLA	Jefe de Obra	Subjefe obra especialidad	Maestro Especializado	Maestro Primero	Maestro Segundo	Ayudante	Jornal I
Obras civiles generales	C1	0,05	0,1	0	1	1	1	1
Fundaciones, cámaras, canalizaciones	C2	0,05	0,2	0	1	1	1	1
Edificaciones, casetas	C3	0,1	0,1	0,5	1	1	1	1
Montaje estructuras subestaciones	C4	0,1	0,2	0,5	1	1		1
Obras civiles menores	C5	0,05	0,1		0,5	1		1
Montaje estructuras menores	C6	0,05	0,1		0,5	1		1
Montaje estructuras líneas	C7	0,05	0,2	0,5	1	1	1	
Montaje equipos mayores	E1	0,25	0,25	0,5	1	1	2	

EQUIPO DE TRABAJO POR CUADRILLA	TIPO DE CUADRILLA	Jefe de Obra	Subjefe obra especialidad	Maestro Especializado	Maestro Primero	Maestro Segundo	Ayudante	Jornal I
Montaje equipo eléctrico primario	E2	0,25	0,25	1		1	1	1
Montaje aisladores, conductores, conectores, elementos auxiliares	E3	0,05	0,2		0,5	1		1
Montaje y conexión control y protección	E4	0,15	0,25	1	1		2	
Montaje y conexión elementos auxiliares control y protección	E5	0,1	0,15		1	1	1	
Montaje conjuntos aislación y ferretería de líneas	E6	0,05	0,15		1	1	2	
Montaje conductores de línea	E7	0,05	0,15	0,5	1	1	2	

El número que aparece en cada celda corresponde a la fracción de hora de cada categoría por hora de trabajo de la cuadrilla.

La participación de los niveles superiores es en general inferior a uno por cuanto participan en más de una cuadrilla simultáneamente.

Por lo tanto la cantidad de HH de trabajo por hora efectiva de montaje es mayor a 1, debido a que una cuadrilla está constituida por varias personas, algunas de ellas con participación parcial. En la tabla siguiente se muestra la cantidad total de HH por hora efectiva de montaje para cada tipo de cuadrilla.

Para establecer la cantidad de horas de trabajo del mes se ha considerado la cantidad de días hábiles del año dividido por 12, lo cual ha dado como resultado 20,5 días hábiles. Considerando una jornada diaria de 9 horas, la cantidad de horas laborables del mes es de 184,5 horas.

**Tabla 7: Cuadrillas de trabajo para montaje**

EQUIPO DE TRABAJO POR CUADRILLA	Cantidad HH / Hora de Montaje
Obras civiles generales	4,15
Fundaciones, cámaras, canalizaciones	4,25
Edificaciones, casetas	4,70
Montaje estructuras subestaciones	3,80
Obras civiles menores	2,65
Montaje estructuras menores	2,65
Montaje estructuras líneas	3,75

EQUIPO DE TRABAJO POR CUADRILLA	Cantidad HH / Hora de Montaje
Montaje equipos mayores	5,00
Montaje equipo eléctrico primario	4,50
Montaje aisladores, conductores, conectores, elementos auxiliares	2,75
Montaje y conexonado control y protección	4,40
Montaje y conexonado elementos auxiliares control y protección	3,25
Montaje conjuntos aislación y ferretería de líneas	4,20
Montaje conductores de línea	4,70

Para la determinación de la remuneración de cada una de las categorías definidas para las cuadrillas, se ha utilizado el estudio de remuneración considerado en este estudio, en el cual no existen cargos definidos para labores de montaje de subestaciones y líneas de transmisión. Por tal razón ha sido necesario homologar los cargos de las cuadrillas con cargos comparables del estudio de remuneraciones. Sin embargo solo se logró homologar los 3 cargos principales, siendo necesario para los 4 cargos restantes estimar como remuneración un porcentaje de los anteriores.

En definitiva, la remuneración utilizada para cada una de las categorías de personal del montaje se muestra en la tabla siguiente.

**Tabla 8: Remuneración bruta del personal**

CATEGORÍA	CÓDIGO	USD/año	USD/mes	USD/hora
Jefe de Obra	JOB	36.751,38	3.062,62	16,60
Subjefe obra especialidad	CAP	26.764,43	2.230,37	12,09
Maestro Especializado	MESP	26.765,43	2.230,45	12,09
Maestro Primero	MPRI	24.088,89	2.007,41	10,88
Maestro Segundo	MSEG	20.475,56	1.706,30	9,25
Ayudante	AYU	16.380,45	1.365,04	7,40
Jornal I	JOR	9.828,27	819,02	4,44
Inspector Técnico de Obras (ITO)	ITO	26.764,43	2.230,37	12,09

Al costo unitario del recurso humano se suma el costo de transporte del personal y el costo de la ITO. La suma se define valor base de montaje en USD y además se determina la cantidad de HH por hora de montaje. Estos valores pueden verse en la hoja Cuadrillas SSEE y Líneas de la planilla del modelo de cálculo “Base\_Montaje.xlsx”.

Una vez establecido la cantidad de HH y el valor de HH por hora efectiva de montaje, que constituyen valores unitarios, se calcula el costo de montaje de cada uno de los elementos (equipos y materiales), mediante el producto del rendimiento, es decir el tiempo requerido para el montaje de esos elementos y de los valores unitarios de la cuadrilla correspondiente según el listado de actividades.

El cálculo se realiza separadamente para cada una de las familias definidas en la base de datos.

Al costo del recurso humano, incluyendo el transporte a obra de ida y regreso de cada jornada, y de la ITO, se agrega el costo de la maquinaria utilizada para el montaje cuando corresponde calculado con el costo unitario de la hora de arriendo y el tiempo utilizado en la ejecución del montaje. Todo el detalle se puede revisar en la planilla “Base\_Montaje.xlsx”, en la cual está claramente indicado cada uno de los componentes de costos mencionados y con todas las fórmulas utilizadas, con lo cual es posible reproducir el cálculo realizado.

Los rendimientos para el montaje de cada equipo y material han sido estimados según la experiencia del consultor, por cuanto no existe documento, informe, estudio o antecedentes de licitaciones realizadas en que se encuentre esta fundamental variable, por cuanto es considerada confidencial por todas las empresas de montaje. A pesar de ello, los tiempos de ejecución son conocidos en forma verbal en el rubro y bastante estandarizados.

A modo de ejemplo de los resultados obtenidos, en la tabla siguiente se muestra el costo de montaje para algunos equipos y materiales:

**Tabla 9: Ejemplo de resultados de cálculo de costos de montaje**

IdTipo Elemento	DescripElemento	Tipo Tension	Unidad	Tipo Cuadrilla	Duración Montaje por Unidad (días)	Cantidad HH Montaje	ValorHH Montaje USD	TOTAL COSTO MONTAJE USD
9853	Autotransformador monofasico ONAF2, 500/220/66 kV, 250 MVA	500	C/U	E1	24	1.080,00	53,03	57.272,40
10758	TP 220 kV, 150/150 VA, Clase 0.50, 0M/3P	220	C/U	E2	0,8	32,4	43,581	1412,028
8556	TC, 500 kV, Aislado en Aceite, 67.5 VA, 200/1 A, 50 kA, Convencional	500	C/U	E2	1,5	60,75	49,661	3016,913
6691	SF6 estanque vivo	220	C/U	E2	3	121,5	49,661	6033,825

Los resultados obtenidos en la planilla “Base\_Montaje.xlsx” son copiados y pegados como valor en la planilla “Tabla Subida Precios Unitarios y Montaje.xlsx” que es leída y subida a la base de datos para la ejecución del proceso de cálculo que se describe en el Anexo VI\_2. Los valores son pegados

y no leídos porque la base de datos no puede importar datos de planillas de cálculo que contengan fórmulas.

### 6.1.5 Determinación de los recargos porcentuales

La metodología que se ha aplicado depende de cada tipo de recargo, que se explica caso a caso, dividiéndose en dos grandes grupos: líneas y subestaciones.

Las variables de definición, en el caso de las subestaciones son la cantidad de patios, niveles de tensión, configuración de barras, cantidad de paños por patio, transformadores de poder, equipos de compensación de reactivos y la distancia de la instalación a centros poblados o industriales desde donde se pueden obtener los materiales y servicios.

**Tabla 10: Tipos de obras subestaciones**

SSEE	Tipo 1	Subestaciones de tensión mayor 220 kV con un solo patio y hasta 7 paños nacionales
	Tipo 2	Subestaciones de tensión mayor 220 kV con un solo patio y más de 7 paños nacionales. Subestaciones de tensión mayor 220 kV con dos patios.
	Tipo 3	Subestaciones de tensión mayor 220 kV con equipos CER. Subestaciones de tensión mayor 220 kV con tres patios. Subestaciones de tensión mayor 500 kV con menos de 30 paños nacionales.
	Tipo 4	Subestaciones de tensión mayor 500 kV con más de 30 paños nacionales.

Esta agrupación se realizó de forma de poder representar los recargos lo más acorde a la realidad posible. A modo de ejemplo, cuando se construye una subestación, el personal administrativo de los gastos generales no se determina para cada paño, patio, transformador o equipo de compensación, sino que para la subestación en su conjunto (no se tiene un administrador de contrato o un jefe de ingeniería para cada instalación sino para toda la obra). Algo similar ocurre en el caso de la ingeniería, donde los estudios eléctricos se realizan para toda la subestación y no por paño o transformador; de lo contrario, el costo se vería aumentado pues se pagarían dichos estudios en varias ocasiones. En el caso del bodegaje, el establecer una bodega (que se realiza en *containers*) por cada paño, equipo de compensación, transformador, etc. también vería aumentado su costo y las bodegas establecidas sirven a todas las instalaciones de la subestación.

En el caso de las líneas de transmisión, las variables de definición de proyectos representativos será la longitud y la distancia de la instalación a centros poblados o industriales desde donde se pueden obtener los materiales y servicios. Se utilizarán 6 tipos de obras, que se indican en la siguiente tabla.

**Tabla 11: Tipos de obras líneas de transmisión**

Líneas	Mayor a 250 km
	Entre 100 km y 250 km
	Entre 50 km y 100 km
	Entre 25 y 50 km
	Entre 5 y 25 km
	Entre 0 y 5 km

Para estimar los costos correspondientes a los recargos establecidos en las Bases Técnicas del estudio, se considera que las obras de cada proyecto representativo y de cada tramo económico a valorizar, se ejecuta bajo la modalidad de un contrato EPC<sup>16</sup>.

El cálculo del V.I. por elemento se realiza calculando, en primer lugar, el producto del precio por la cantidad del elemento. Luego se agregan una serie de recargos porcentuales para reflejar los costos de flete, bodegaje, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios, junto con el recargo montaje, el cual se expresa en dólares.

Para una completa comprensión del cálculo de cada recargo, el lector debe leer el Anexo VI\_8 Recargos Porcentuales, donde se presenta en detalle la forma de determinar cada recargo.

#### 6.1.5.1 Recargo por flete

Corresponde al costo asociado al traslado terrestre de equipos y materiales desde el puerto a la faena.

Para la determinación de este costo se establecieron como puertos de abastecimiento los ubicados en las ciudades de Iquique, Antofagasta, Coquimbo, Valparaíso, Talcahuano y Puerto Montt.

En cuanto a los tipos de transporte, se utilizan dos tipos con distintos costos, los cuales fueron obtenidos de las cotizaciones realizadas con motivo del presente estudio:

Transporte a granel:  $0,2221 \left[ \frac{USD}{ton \cdot km} \right]$

Transporte especial:  $1,3326 \left[ \frac{USD}{ton \cdot km} \right]$

El transporte a granel corresponde a aquel que se puede realizar en condiciones normales con cualquier transportista ya que las características de masa y volumen a trasladar se pueden hacer

<sup>16</sup>

sin ninguna adecuación especial. Por su parte, el transporte especial es aquel que se debe realizar con cuidados especiales por el peso y volumen del equipo, por ejemplo, un transformador de poder 500/220 kV, 250 MVA, que no puede ir confinado en un container típico utilizado para el transporte.

El costo de transporte cotizado no se ve afectado por momentos de mayor congestión, pues su costo **no** depende del tiempo de desplazamiento, sino que depende del peso a transportar y de la distancia considerada. Así, se considera el criterio de eficiencia en cuanto a distancias entre el punto de abastecimiento de los equipos y materiales hasta el lugar de destino y traslados, considerando que se realizan programadamente en momentos razonables, por lo que no se utilizan los tiempos de desplazamiento en las horas de mayor congestión. Además, es evidente que el transportista busca optimizar sus ingresos, por lo que busca horarios en que el transporte se realice con mayor facilidad, es decir, en instantes sin congestión. Para mayor claridad, el transporte de equipos especiales se realiza bajo autorización e incluso podría considerar escolta policial.

Para realizar el cálculo de este recargo no es posible ceñirse a las bases del estudio, las cuales poseen un error conceptual pues no es lo mismo transportar un paño de 500 kV entre Valparaíso y SE Alto Jahuel que transportar un paño de 500 kV entre Antofagasta y SE Cumbres, pues la distancia a recorrer es distinta, teniéndose un costo más elevado en el segundo caso. En las líneas de transmisión, ocurre algo similar, donde el costo del transporte depende de la distancia a recorrer entre el puerto de abastecimiento y la faena y no solo de la longitud de la línea.

De esta forma, el recargo por flete se calculó para **cada una de las subestaciones y líneas** que conforman el Sistema de Transmisión Nacional.

Para los tramos de transporte de línea se determinó el puerto más cercano y se determinó la distancia puerto - punto de inicio y puerto - punto final gracias a la aplicación *online Google Maps*. Luego, la distancia considerada para el total de los elementos que conforman la línea de transmisión correspondió al promedio de estos dos valores, para así poder representar de forma adecuada el traslado de materiales a los distintos puntos a lo largo de la línea en que se realiza la obra.

Se calculó el costo del flete de los siguientes conjuntos de elementos de una línea de transmisión:

- Conductores
- Acero
- Aisladores
- Amortiguadores

Para cada tramo de subestación, tramos de transporte de transformación contenidos en ellos y paños de tramos de transporte, se determinó el puerto más cercano y se estableció la distancia entre el puerto y la subestación. A modo de ejemplo, las subestaciones ubicadas en la Región Metropolitana se asignaron al puerto de Valparaíso.

En estos casos se hace la distinción de 2 tipos de transportes: a granel y especial. Este último es considerado debido a que ciertos equipos, por alguna condición inherente a ellos (volumen, estructura, etc.), necesitan un tipo de transporte que pueda soportarlo, presentándose la necesidad de cotizar un transporte diferente y apropiado para realizar este transporte especial, como ocurre en el caso de banco de transformadores, reactores de alta tensión, etc. Los equipos menores y otros materiales, se considera son transportados en condiciones comunes, normalmente en *containers* o cajones.

Para el transporte a granel se realiza una diferenciación por tensión de los equipos, entre las que se encuentran los siguientes niveles: 500 kV, 220 kV, 154 kV, 110 kV, 66 kV y media tensión (tensiones menores a 66 kV).

Para establecer el peso total de los elementos a trasladar con este tipo de transporte, primero se realiza la diferenciación de los equipos según su nivel de tensión y para cada uno de ellos se determinó su peso unitario a partir de diversos catálogos disponibles en la *web*. Luego, el peso a trasladar por subestación queda en función del inventario de equipos declarados en la base. Los elementos en cuestión, considerados para evaluar este transporte son: condensadores estáticos, aisladores de pedestal, transformadores de corriente, transformadores de potencial, pararrayos, interruptores, desconectadores, trampas de ondas y condensadores de acoplamiento.

Sumado a estos elementos se agrega el peso del acero por subestación, que considera las estructuras altas, estructuras de equipos y enfierradura de fundaciones. El costo total de transporte de cada subestación queda determinado por la masa total a transportar por la distancia a puerto y por el costo del transporte a granel.

Para el transporte especial, se determina el peso que se trasladaría este transporte, se diferenciaron 3 tipos de equipos eléctricos, detallados en la siguiente imagen, donde se observan: 3 tipos de transformadores, 6 tipos de reactores y 2 tipos de compensadores serie.

*Ilustración 1: Equipos que requieren transporte especial*

Transformador			Reactores						Compensadores Serie	
500/220/66 [kV] 250 [MVA]	500/220 [kV] 170 [MVA]	220/66 [kV] 75 [MVA]	500 [kV] 84 [MVA]	500 [kV] 50 [MVA]	500 [kV] 36.66 [MVA]	500 [kV] 25 [MVA]	220 [kV] 36.66 [MVA]	220 [kV] 20.4 [MVA]	500 [kV] 116.4 [MVA]	500 [kV] 93.2 [MVA]

A cada elemento tipo se le asignó un peso unitario, obtenido desde diversos planos que posee el consultor o de la información encontrada en el portal de Información Técnica del Coordinador, y se procedió a calcular el peso total multiplicando dicho peso unitario por la cantidad de elementos en cada subestación declarados en la base de datos.

**Tabla 12: Total costo flete líneas de transmisión**

Total transporte líneas [USD]	9.222.448,61
-------------------------------	--------------

**Tabla 13: Total costo flete subestaciones**

Transporte a granel [USD]	\$ 731.551,20
Transporte especial [USD]	\$ 4.662.105,29
Total [USD]	\$ 5.393.656,49

Finalmente, el recargo porcentual por flete se obtiene como el costo del transporte eficiente (suma de costo transporte a granel y transporte especial) sobre el costo de materiales obtenido desde la base de datos para cada una de las subestaciones y líneas de transmisión consideradas en este estudio.

#### 6.1.5.2 Recargo por bodega

El bodegaje es el costo de almacenar diversos elementos en una faena, con tal de evitar que sean robados o que sufran daños por motivos ambientales.

En este caso, también existen errores conceptuales en las bases del estudio, ya que las bodegas se arriendan para toda la faena y no por separado para paños, transformadores, instalaciones comunes y equipos de compensación. Cuando se construye una subestación, quien está a cargo de la obra dimensiona la cantidad de containers para el conjunto total de la obra y los elementos a almacenar son comunes para varios tipos de familias de recargos contenidas en las bases. De esta forma, se agruparon todas las instalaciones de una subestación para calcular el recargo de bodegaje.

El costo de bodega se determinó según el tipo de tramo, ya sea líneas de transmisión o subestaciones, incluidos los transformadores de poder. En ambos casos se consideraron *containers* de 40 pies con un costo de arriendo mensual de 168 dólares (4 UF), al que se le incluyó un recargo

de un 20% para reflejar el costo del transporte de la bodega desde el punto de entrega del container al punto de instalación de él, es decir, el lugar de faena, pues al cotizar un container, el oferente indica el precio en el lugar de entrega y es de costo del arrendatario el transporte hasta el lugar donde necesitará que se instale la bodega. En específico, la cotización recibida señala “Valor por módulos puestos sobre camión en Planta” y no en faena o punto final. Esto no quiere decir que no se esté considerando la bodega en la propia faena.

Tanto para subestaciones como líneas se ha considerado que los elementos mayores no son almacenados. En el primer caso, equipos como transformadores de poder, reactores, condensadores, interruptores, etc. son colocados en el terreno de la subestación, pues es evidente que **no** pueden ser almacenados dentro de un container. En el segundo caso, las estructuras y conductor son almacenados en las distintas bases que se conforman durante la construcción de la línea, quedando en el suelo y no en una bodega. En ambos casos, los materiales civiles tampoco son almacenados dentro de un container, sino que dejados en el terreno, tal como ocurre en obras civiles realizadas en la vía pública.

Se considera que, tanto para líneas como subestaciones, las bodegas se encuentran en la faena durante todo el periodo de construcción, desde la instalación de la faena propiamente tal hasta la finalización de pruebas previas a la puesta en servicio definitiva. Esto es así pues en un comienzo se necesita almacenar elementos necesarios para fundaciones y canalizaciones (primera etapa de la construcción) y en el final se necesita almacenar elementos tales como conductores de baja tensión para control y protección hasta que todas las pruebas funcionen correctamente.

Se estimó la cantidad de *containers* necesarios para las líneas de transmisión en función de su largo, tal como lo indican las bases. Además, se estableció la duración del periodo constructivo de ellas según las cartas Gantt desarrolladas para el cálculo de los intereses intercalarios (ver punto 5 del anexo). Se debe destacar que, a mayor largo de una línea de transmisión, se necesitan mayor cantidad de bodegas pues una línea de mayor longitud se construye desde diversos puntos.

**Tabla 14: Costo bodega líneas de transmisión**

Tipo	Containers	Duración construcción meses	Costo bodega USD
Entre 0 y 5 km	1	6	1.213
Entre 5 y 25 km	4	12	9.708
Entre 25 y 50 km	6	18	21.843
Entre 50 km y 100 km	9	24	43.686
Entre 100 km y 250 km	12	30	72.810
Mayor a 250 km	24	36	174.743

Los resultados para cada tramo de transporte se pueden apreciar en la hoja “Líneas” del archivo “Base bodegaje.xlsx” en el Anexo VI\_8, donde el recargo porcentual se ha determinado como el costo eficiente de bodega sobre el costo de materiales de cada tramo de transporte de línea.

Ante la inexistencia de información sobre la cantidad de containers utilizados efectivamente durante la construcción de proyectos, se estimó la cantidad de *containers* necesarios para los 4 tipos de subestaciones definidas al comienzo de este anexo, basado en la experiencia del consultor, quien tiene a su haber la construcción de diversas subestaciones, como la SE Buin, SE Los Almendros, SE Chiloé, SE Antillanca, etc. Además, se estableció la duración del periodo constructivo de ellas según las cartas Gantt desarrolladas para el cálculo de los intereses intercalarios (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

**Tabla 15: Costo bodega bodega subestaciones**

Tipo SE	Containers	Duración construcción meses	Costo bodegaje USD
Tipo 1	1	12	2.427
Tipo 2	2	18	7.281
Tipo 3	4	24	19.416
Tipo 4	6	30	36.405

Finalmente, el recargo porcentual se ha determinado como el costo eficiente de bodega sobre el costo de materiales obtenido desde la base de datos para cada una de las subestaciones y líneas de transmisión consideradas en este estudio.

Los resultados para cada subestación se pueden apreciar en la hoja “SSEE” del archivo “Base bodegaje.xlsx” donde el recargo porcentual se ha determinado como el costo eficiente de bodega sobre el costo de materiales de cada subestación. El costo de materiales se obtiene a través de las *queries* “TramoSubestacion CostoMateriales.sql” y “TramoTransporte CostoMateriales.sql”.

#### 6.1.5.3 Recargo por Ingeniería

El costo de ingeniería corresponde a todo aquel trabajo relacionado con los diversos estudios, elaboración de planos, memorias de cálculo, informes, etc. como así también la revisión de cada uno de ellos, entendiendo que actualmente toda la ingeniería es externalizada y las empresas propietarias deben contratar la revisión de ella como contraparte.

Para determinar el costo, se determinó la ingeniería para líneas de transmisión y para subestaciones, por la naturaleza de los estudios a realizar en cada caso.

detalle, con revisiones para cada una de ellas. En todas ellas se estableció el siguiente personal, definido en el estudio de remuneraciones PWC, que se considera trabajará en los estudios de ingeniería: jefe de proyecto (código 09.01.003), jefe de especialidad eléctrica (código 09.04.003), jefe de especialidad civil (código 09.04.003), ingenieros especialistas (código 09.04.006), proyectistas (código 07.02.006), dibujantes (código 09.04.106) y administrativos (código 05.16.011). Este personal, para evitar cualquier falta de referencia, se encuentran en la hoja “Renta Total” del archivo “2.- Estudio de Compensaciones\_Resumen.xlsx” y en cada hoja de cálculo de costo de actividades de ingeniería del archivo “Base Ingeniería.xlsx”, a saber, para evitar confusión alguna del lector, las hojas SSEE detalle, LTx detalle, SSEE básica, LTX básica, SSEE conceptual y LTx conceptual. En estas mismas hojas se encuentra el costo de la hora de trabajo de cada persona, obtenido como la renta anual del Estudio de Compensaciones sobre 12 (un año tiene doce meses) y sobre las horas mensuales de trabajo, donde se consideró 9 horas diarias y 20,5 días de trabajo mensual (total de días hábiles de un año dividido 12).

El cálculo en cada una de las ingenierías se hizo realizando un listado de actividades a realizar, bastante detallado. Para tener el listado completo de actividades a realizar en las diversas ingenierías, se basó en las ofertas que esta empresa de ingeniería y otras han realizado a empresas transmisoras para el desarrollo de proyectos. Por este motivo se consideran todos los planos que el Coordinador exige en Información Técnica.

Para cada una de las actividades indicadas se estableció la cantidad de horas de trabajo según el tipo de trabajador que dedicaría a cada una de esas actividades. Luego, se obtiene un subtotal multiplicando las horas-hombre por el costo de la hora de trabajo, obtenido desde el Estudio de Remuneraciones PWC.

El costo final de las ingenierías fue multiplicado por un factor 1,82 para representar los costos de una oficina de ingeniería externa: arriendo y mantenimiento de oficinas, personal administrativo como secretarias y personal de aseo, equipamiento computacional, etc., materiales de escritorio, mobiliario, etc. Este valor se justifica en la hoja “Costo mensual Empresa” del archivo “Base Ingeniería.xlsx”.

El costo de la revisión se consideró un 10% del costo original de cada ingeniería pues se considera que la cantidad de HH de revisión de otra oficina de ingeniería que oficia de contraparte de la que realizó el trabajo original es solo un 10% y utiliza la misma estructura que ella. Este porcentaje es

establecido en función de la experiencia del Consultor el cual ha revisado ingenierías, bases técnicas de licitación, etc.

El costo de la ingeniería conceptual, básica e ingeniería de detalle se hicieron variables en función del largo de la línea, puesto que afecta el costo de la topografía, mecánica de suelos, planos de perfil longitudinal, etc. Se tomó como valor referencial una línea entre 50 km y 100 km, por lo que líneas más cortas presentan un factor de ajuste menor a 1 y líneas más largas presentan un factor de ajuste mayor a 1, tal como se aprecia a continuación.

**Tabla 16: . Ajuste cálculo ingeniería líneas de transmisión**

<b>Largo</b>	<b>Factor ajuste</b>
Entre 0 y 5 km	0,30
Entre 5 y 25 km	0,50
Entre 25 y 50 km	0,70
Entre 50 km y 100 km	1,00
Entre 100 km y 250 km	1,50
Mayor a 250 km	2,00

En el caso de la ingeniería básica y de detalle, este factor de ajuste solo afecta a las actividades que efectivamente dependen del largo. De esta forma, actividades como la resistividad de terreno, batimetría, planos de cruces de caminos y servicios, etc. si son modificadas por el factor de ajuste, pero actividades como estudio de cortocircuito, determinación del conductor por fase y cable de guardia son constantes para todo tipo de línea.

El costo de la ingeniería de detalle se hizo, además, variable según la cantidad de tipo de estructuras, pues esto afecta a la cantidad de memorias de cálculo de estructuras y fundaciones a realizar, junto con la cantidad de planos relacionados. La cantidad de estructuras consideradas se encuentra en la celda “Q8” de la hoja “LTx detalle” del archivo “Base Ingeniería .xlsx”, las que también se encuentran en la columna “K” de la hoja “Líneas” del archivo “Base Ingeniería .xlsx”. Estos tipos de estructuras se obtuvieron al analizar las descripciones de las estructuras declaradas en cada línea de transmisión de la base de datos. En ambas hojas, la cantidad base de horas-hombre, se muestra en el cuadro de actividades ubicados a la derecha, desde la columna S.

El recargo máximo de ingeniería en tramos entre 0 a 5 km, 5 a 25 km, 25 a 50 km se estableció en un 9% con la finalidad de evitar porcentajes muy elevados debido a bajos valores de inversión. En tramos entre 50 y 100 km se estableció un máximo de un 7% y en los tramos entre 100 y 250 km y mayores a 250 km se estableció un valor máximo de un 4%, porcentajes menores por el alto valor de inversión que presentan estos tramos, sin embargo, dichos umbrales que no se alcanzan en ningún caso.

En el caso de las subestaciones se agrupan las diversas familias para calcular el recargo por subestación ya que se presentan economías de escala, siendo mucho más eficiente realizar el desarrollo de ingeniería para una subestación completa que elemento por elemento. Por ejemplo, si se disgregara la ingeniería en las familias consideradas, los estudios eléctricos se pagarían más de una vez. Además, como ya se mencionó, este es un ejercicio tarifario, donde se considera que toda la subestación fue construida de una sola vez.

El costo de ingeniería conceptual se hizo variable según la cantidad de patios, transformadores 500/220 kV y equipos CER para todas las subestaciones ya que cada uno de estos dos equipos requiere un patio más en la subestación donde se encuentren ubicados. En la hoja “SSEE conceptual” del archivo “Base Ingeniería .xlsx” se observan las actividades de la ingeniería conceptual de una subestación.

El costo de la ingeniería básica y de detalle se hace variable según las siguientes cantidades equipos: patios, paños, transformadores 500/220 kV, reactores 500 kV, transformadores AT/MT, banco de condensadores y reactores, Compensadores Estáticos de Reactivos y compensaciones serie. Esto se debe a que cada instalación requiere su respectiva especificación técnica, memoria de cálculo y planos para fundación, planos de disposición, planos de control en corriente continua y corriente alterna, etc. La cantidad de estos elementos para cada tramo de subestación se observa en la hoja “SSEE” del archivo “Base Ingeniería .xlsx”.

En la hoja “SSEE básica” del archivo “Base Ingeniería .xlsx” se observan las actividades consideradas en la ingeniería básica de una subestación, contemplando paños, patios, instalaciones comunes, etc. En las celdas “P5:Q12” se muestran los factores que afectan a la ingeniería: cantidad de patios, paños, transformadores 500/220 kV, reactores 500 kV, transformadores AT/MT, número de BBCC y reactores, equipos CER y compensaciones serie para cada tramo de transporte, el cual se incluye en la celda “P3”. Los números ubicados en las celdas “Q5:Q12” multiplican la cantidad de horas-hombre correspondientes a ciertas actividades como, por ejemplo, la cantidad de transformadores 500/220 kV multiplica las horas-hombre de las especificaciones técnicas del transformador de poder 500/220 kV. Lo mismo ocurre en la hoja “SSEE detalle” del archivo “Base Ingeniería .xlsx” donde se encuentran las actividades consideradas en la ingeniería de detalle de una subestación. En ambas hojas, la cantidad unitaria de horas-hombre, se muestra en el cuadro de actividades ubicados a la derecha, desde la columna S.

El recargo máximo de ingeniería en subestaciones se estableció en un 9% con la finalidad de evitar porcentajes muy elevados debido a bajos valores de inversión.

Finalmente, el recargo de ingeniería corresponde a la suma de los 4 tipos de ingeniería (conceptual, básica, detalle y revisión) dividido en el subtotal de la subestación o línea, el cual considera costo de materiales, montaje, flete y bodegaje, que se obtiene a través de las *queries* “TramoSubestacion CostoMateriales.sql” y “TramoTransporte CostoMateriales.sql”.

#### 6.1.5.4 Recargo por gastos generales

Los Gastos Generales son todos aquellos recursos de administración de una obra que se deben realizar para materializar un proyecto. Al tener definido el alcance y la forma de ejecutar la obra sabemos qué recursos serán requeridos en cuanto a personal (con sus especialidades) equipos e instalaciones.

Se considera dentro de los gastos generales tanto al personal administrativo como la instalación de faena y todo lo que ello conlleva: servicios de agua y suministro eléctrico, oficinas en container, mobiliario de oficina, servicio de comunicación móvil, servicio de internet, elementos de protección personal, etc. También son considerados los seguros de obra, boletas de garantía, transporte de personal, alimentación, etc.

Con el fin de valorizar los recursos para el desarrollo de obras se ha desarrollado un modelo para el cálculo de los gastos generales en obras de subestaciones y otro para el cálculo de los gastos generales de líneas de transmisión, considerando las exigencias legales existentes en Chile, las que define el mandante para este tipo de obras, el monto de la obra y el plazo necesario para ejecutarla.

Para cada tipo de obra se definió una estructura de personal eficiente que permita cumplir con todos los requerimientos de las leyes laborales, ambientales y experiencia exigida por el mandante y los recursos asociados. Adicionalmente, se consideró el traslado alimentación y estadía del recurso humano, para la ejecución de estas en el plazo asignado.

Tanto en líneas como subestaciones se utilizaron 6 y 4 tipos de obras respectivamente, con los mismos plazos constructivos de las cartas Gantt de los intereses intercalarios.

El personal necesario para el desarrollo de una línea de transmisión y de una subestación es mayor mientras mayor sea la magnitud de la obra y esto, sumado al plazo constructivo produce que el costo del gasto general sea mayor.

Los resultados para cada tipo de obras se muestran en las siguientes tablas.

***Tabla Nº 17 Gasto general para líneas de transmisión***

Tipo de obra	Familia	Plazo constructivo (meses)	Gasto General (USD)
Líneas	Entre 0 y 5 km	6	119.345
	Entre 5 y 25 km	12	289.048
	Entre 25 y 50 km	18	595.294
	Entre 50 km y 100 km	24	1.048.714
	Entre 100 km y 250 km	30	1.607.677
	Mayor a 250 km	36	2.356.799

**Tabla Nº 18 Gasto general para subestaciones**

Tipo de obra	Familia	Plazo constructivo	Gasto General
SSEE	Tipo 1	12	231.503
	Tipo 2	18	395.284
	Tipo 3	24	812.558
	Tipo 4	30	1.115.026

Finalmente, el recargo porcentual de gastos generales se obtiene como el cociente entre los costos eficientes de gastos generales y el costo total de instalaciones de transmisión incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje.

#### 6.1.5.5 Intereses intercalarios

Los intereses intercalarios representan el costo financiero de una obra, lo cual se relaciona con el capital previo que necesita una empresa para ejecutar una obra ya que debe financiar el estudio de impacto ambiental, las diversas ingenierías, las órdenes de compra, la inspección técnica de obra, etc. En todos estos casos, el propietario debe hacer pagos previos a la fecha de puesta en servicio, instante en que comienza a recibir la correspondiente remuneración por la obra.

Para determinar este recargo porcentual se consideró una tasa financiera de un 3,13% anual, obtenido desde la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras al día 31 de diciembre

de 2017 y que corresponde a la tasa de interés corriente para operaciones expresadas en moneda extranjera y de un monto superior a las 2.000 unidades de fomento.<sup>17</sup>

Para determinar el flujo de desembolsos se realizaron diversas cartas Gantt tanto para líneas como para subestaciones, indicando las diversas actividades desde que es licitada una obra hasta su puesta en servicio. Los costos de estas actividades se representaron en términos porcentuales del costo total de la obra.

Luego, para cada etapa del estudio se creó un cuadro de pagos, también en términos porcentuales, con un pago del 30% al inicio de la actividad y un pago del 70% un mes después de finalizada la actividad.

Los proyectos considerados son los 4 ya mencionados para las subestaciones y 6 para líneas de transmisión. Para cada uno de estos 10 tipos de obra se estableció su carta Gantt basado en los proyectos que el Consultor ha desarrollado a como asesor de la Comisión Nacional de Energía en los Planes de Expansión del Sistema de Transmisión de los últimos años. Claramente, el Consultor utilizó su experiencia para ajustar las cartas Gantt y ajustarlas a los requerimientos que representen de mejor forma los 10 tipos de obras.

Teniendo el plazo de la obra, la tasa de interés y los porcentajes de pago, se determinó el costo del pago porcentual en valor presente para cada mes de la obra. Finalmente, el interés intercalario es la suma de dichos porcentajes, cuyos resultados por tipo de obra se muestran a continuación.

**Tabla Nº 19 Resultados interés intercalario**

Instalación		Interés intercalario
Líneas	Mayor a 250 km	6,68%
	Entre 100 km y 250 km	5,61%
	Entre 50 km y 100 km	4,25%
	Entre 25 y 50 km	3,18%
	Entre 5 y 25 km	2,81%
	Entre 0 y 5 km	0,88%
SSEE	Tipo 1	1,90%
	Tipo 2	2,96%
	Tipo 3	4,03%
	Tipo 4	5,24%

#### 6.1.6 Proceso de cálculo del V.I.

<sup>17</sup> <https://www.sbif.cl/sbifweb/servlet/InfoFinanciera?indice=4.2.1&FECHA=31/12/2017>

La información contenida en la base de datos consiste fundamentalmente en el inventario de las instalaciones, las cuales incluyen todas las correspondientes a los sistemas de transmisión del país, independiente de su calificación.

Por ello, previo a la ejecución de un proceso de cálculo del V.I. fue necesario identificar y asociar a las instalaciones que corresponden a la calificación de instalaciones del STN, de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 244 de la Comisión Nacional de Energía, del 9 de abril de 2019. Esta actividad se describe en el Anexo VI\_3-Calific Instalaciones.

Una vez realizada la calificación de instalaciones en la base de datos, las principales tareas para determinar el V.I. de los elementos correspondientes al STN de la base de datos, han sido las siguientes:

- Identificación de los elementos existentes en la base de datos que forman parte de otros elementos hasta la definición de Tramo. Estos elementos los denominamos como “básicos” y contienen todos los elementos presentes en la base de datos que se identifican como pertenecientes a los tramos de subestación o de transporte que corresponde valorizar.
- Incorporación a la base de datos del precio unitario y las HH y valor de HH de montaje, correspondiente a cada uno de los elementos calificados como perteneciente a alguno de los tramos del STN que corresponde valorizar. Los valores incorporados se calculan separadamente, como se describe en el Anexo VI\_6-Estudio Precios y el Anexo VI\_7-Costos de Montaje, respectivamente.
- Cálculo dentro de la base de datos del CU más MO de la expresión matemática que define el V.I., para cada uno de los elementos “básicos” que conforman los elementos agregados.
- Almacenamiento en la base de datos del resultado del cálculo del punto anterior en una tabla creada para tal efecto.
- Extracción del resultado en una planilla de cálculo Excel del resultado anterior, para completar el cálculo de los recargos FL y B (Fletes y Bodegas, respectivamente), calculados separadamente de la base de datos y cuyo resultado es un porcentaje obtenido con el cociente del valor en dólares para el recargo y el V.I. correspondiente al tramo, para todos los tramos de subestaciones y de transporte que se debe valorizar.
- Incorporación a la base de datos de los resultados de los recargos FL y B resultantes del estudio correspondiente, que junto al resultado anterior y mediante una operación matemática determina el valor:

$$Cu \times (1 + FL + B) + MO$$

- Extracción del resultado en una planilla de cálculo Excel del resultado anterior, para completar el cálculo de los recargos Ing y Gg (ingeniería y gastos generales, respectivamente), calculados separadamente de la base de datos y cuyo resultado es un porcentaje obtenido con el cuociente del valor en dólares para el recargo y el V.I. correspondiente al tramo, para todos los tramos de subestaciones y de transporte que se debe valorizar.
- Incorporación a la base de datos de los resultados del estudio de los recargos Ing y Gg, que junto al resultado anterior y mediante una operación matemática determina el valor de:

$$[Cu \times (1+FI + B) + MO] \times (1 + Ing + Gg)$$

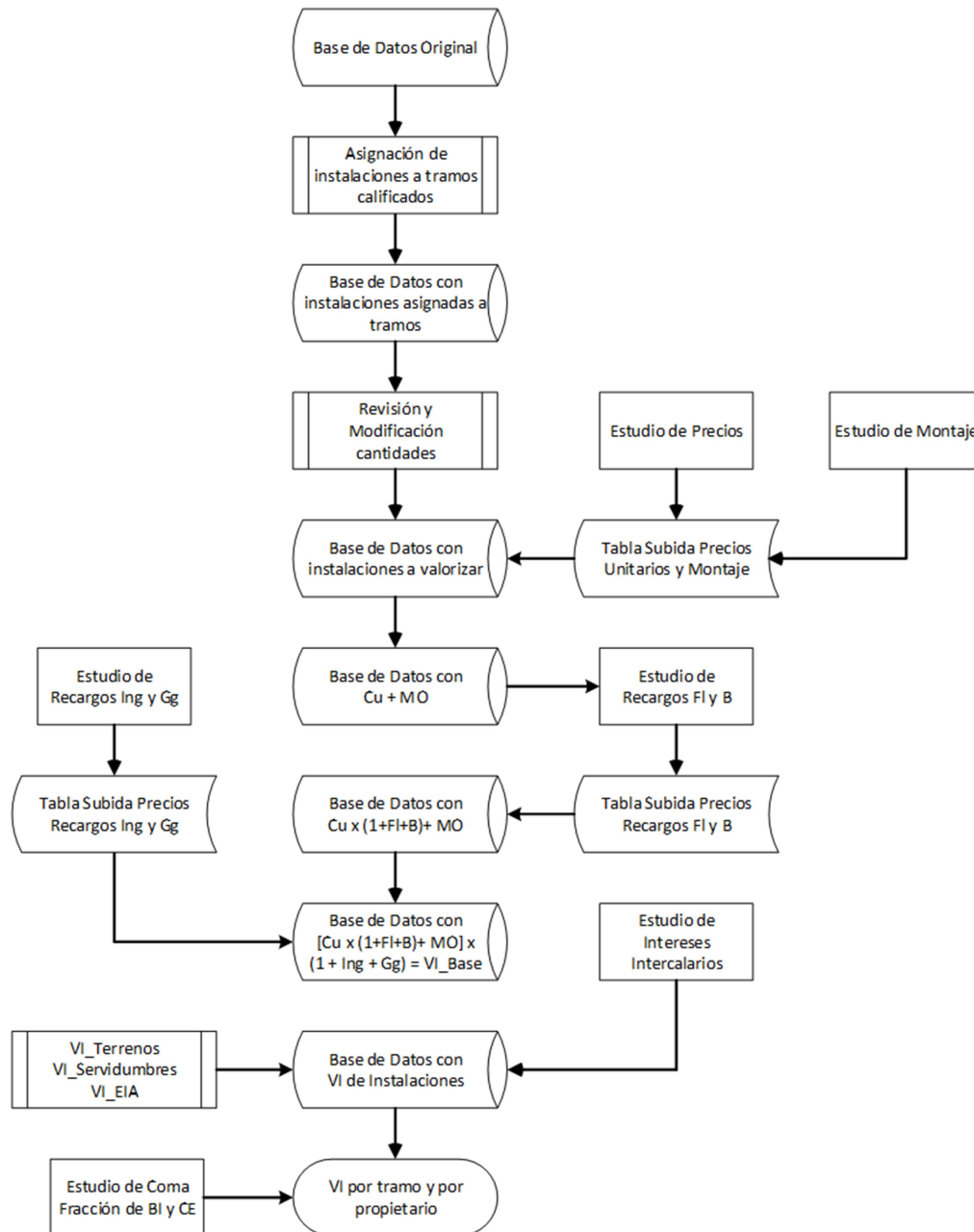
- Incorporación a la base de datos de los resultados del estudio de los intereses intercalarios Int, que junto al resultado anterior y mediante una operación matemática determina el valor de:

$$[Cu \times (1+FI + B) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \times (1+ Int)$$

- Del estudio de COMA se obtiene la fracción de Bienes Intangibles y Costos de Explotación que corresponde asignar a las instalaciones, incorporando dicha fracción a la base de datos y se prorratea en cada uno de los elementos de las instalaciones que se valorizan, en proporción al V.I. de cada uno de ellos.
- El proceso descrito finaliza con la obtención del V.I. por tramo y por propietario.

A continuación se muestra un esquema simplificado del proceso de cálculo del V.I.

*Ilustración 2. Esquema del proceso de cálculo del V.I.*



## 6.1.7 Determinación de derechos relacionados con el uso de suelo y medioambiente

### 6.1.7.1 Derechos relacionados con el uso de suelo

Los derechos relacionados con el uso del suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, servidumbres voluntarias o forzosas, entre otros, a considerar en la valorización de las instalaciones del STN, están perfectamente definidos en las siguientes disposiciones del artículo vigesimosegundo transitorio de la LGSE, introducido por la Ley N° 20.936:

- a. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión troncal existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones, empleada por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002;
- b. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión troncal que entraron en operación hasta el 31 de diciembre de 2013, no comprendidas en el literal anterior, se considerará el valor asignado en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019, aprobado por resolución exenta N° 616, de 24 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que sirvió de base a la dictación del Decreto N° 23 T, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016, que fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2016 - 2019.
- c. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión nacional, que entraron en operación a contar del 1 de enero de 2014, se valorizarán de acuerdo a lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 103° que señala que sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

El procedimiento a desarrollar consiste en obtener los valores declarados en la Base de Datos por los propietarios de las instalaciones que hacen uso de terrenos y servidumbres, verificar el nivel de precios con que están declarados y actualizarlos según IPC al 31 de Diciembre de 2017.

Los valores resultantes se muestran en el punto 7.2 de este informe, y fueron incorporados en la determinación del V.I. de las instalaciones.

#### 6.1.7.2 Derechos relacionados con medioambiente

En materia de costos relacionados con medioambiente el Consultor revisó la metodología y criterios que se aplicaron en la valorización de instalaciones realizada en los ETT de los años 2006 y 2010, y lo ha considerado apropiado para aplicar en el presente estudio de valorización. El criterio consiste en reconocer los costos asociados a medioambiente para las obras construidas con posterioridad a la entrada en vigencia de la Ley de Bases del Medio Ambiente, para las que efectivamente el propietario ha debido soportarlos.

Los argumentos para sustentar el criterio son:

- Coherencia con el tratamiento que la ley otorga a los derechos relacionados con el uso del suelo, que es lo más asimilable al tema ambiental: se reconocen los costos efectivamente incurridos, no gozando el propietario de la plusvalía de la escasez de los terrenos.
- Coherencia con que el hecho que la ley y las bases establecen calcular el VI de las instalaciones con el dimensionamiento de lo que existe instalado, sin optimización alguna.
- El criterio permite que a futuro las autoridades ambientales o el legislador puedan imponer exigencias, gravámenes o nuevas regulaciones sobre las futuras instalaciones, sin que deban soportar el costo de que ello signifique elevar los valores de VI de la totalidad de las instalaciones previamente existentes, con el consecuente impacto en la valorización de la transmisión y las consiguientes tarifas.
- Por otra parte, resultaría arbitrario inventar costos de tramitación y mitigación ambiental para obras de transmisión sobre las cuales no existe ninguna certeza de que ellas hubieran sido ambientalmente factibles de implementar en su versión actual.

La aplicación de esta metodología consiste entonces en reconocer los costos asociados a medio ambiente que han sido declarados por los propietarios en la Base de Datos, y actualizarlos según IPC al 31 de diciembre de 2017.

Los valores resultantes se muestran en el punto 7.2 de este informe, y fueron incorporados en la determinación del V.I. de las instalaciones.

## **6.2 Metodología aplicada a la determinación del C.O.M.A.**

### **6.2.1 Introducción**

El objetivo de esta sección es presentar la metodología, y criterios para determinar el COMA, compuesto por los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones del sistema de transmisión nacional bajo los

estándares establecidos en la normativa vigente, excluyendo las instalaciones que fueron construidas bajo la modalidad de obras nuevas.

Dicha empresa contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica, que comprende la operación y el mantenimiento (O&M) de las instalaciones que integran la infraestructura, y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa.

La aplicación de la metodología considera el reconocimiento de los componentes de costo que se indican en la tabla siguiente:

<u><b>Clasificación</b></u>	<u><b>Componentes de costo</b></u>
<b>Costos de Operación y Mantenimiento (O&amp;M)</b>	<b><i>O&amp;M de terreno</i></b>
	O&M de líneas
	O&M de subestaciones
	O&M de protecciones, comunicaciones y control
	<b><i>O&amp;M de supervisión y control</i></b>
<b>Costos de Dirección, Administración y Finanzas</b>	Planificación técnica y normas
	Explotación (Operación y Mantenimiento)
	Dirección, estrategia y control
	Legales
	Relaciones institucionales
	Recursos humanos
	Planificación económica y control de gestión
	Administración y finanzas
	Comercial y regulación

Los dos grandes macroprocesos que se desarrollan en la empresa modelo (en adelante EM) son: Operación y Mantenimiento y Dirección, Administración y Finanzas. Dentro de cada macroproceso se identifican las actividades mostradas en la tabla cuyos componentes de costo integran el C.O.M.A de la EM.

El macroproceso de O&M contiene las siguientes actividades:

- La planificación técnica y normas: son los procesos de ingeniería de mantenimiento para definir los planes de mantenimiento de líneas, equipos de subestaciones y equipamiento de control y comunicaciones.
- Explotación (O&M): son los procesos de operación y supervisión directa sobre las cuadrillas de trabajos en terreno ya sea propias o contratadas con terceros.

- c) O&M de terreno: se refiere a las actividades de mantenimiento desarrolladas por las cuadrillas que realizan intervenciones de operación y/o mantenimiento programado o no programado en las instalaciones de la EM.

El macroproceso de Dirección, Administración y Finanzas contiene las actividades de apoyo y gestión administrativa que se muestran en la tabla.

En el capítulo siguiente se presenta el detalle de las actividades que comprende cada proceso y que requiere desarrollar la EM para cada uno de los macroprocesos considerados.

Para el cálculo de los componentes de costos arriba indicados se analizan los siguientes puntos:

- Identificación de los objetivos y procesos básicos de una empresa de Transmisión.
- Análisis de las instalaciones involucradas y la cobertura territorial de la empresa.
- Definición de la organización general de los recursos requeridos para el cumplimiento de los objetivos especificados.
- Dimensionamiento de los recursos requeridos.
- Valorización de los recursos.
- Cálculo de los costos de operación, mantención y administración.
- Cálculo de los bienes muebles e inmuebles.
- Cálculo de los Bienes Intangibles y el Capital de Explotación.

La determinación del COMA requiere un conocimiento de las particularidades en la cual se encuentran instalados los activos que son objeto de operación y mantenimiento.

Estas particularidades constituyen el contexto operacional en el que se van a desarrollar las actividades de operación y mantenimiento y se pueden clasificar de la siguiente forma:

- 1) La dispersión de los activos que son objeto de operación y mantenimiento que configuran las distancias de traslado desde los centros operativos regionales hasta el lugar donde se encuentran emplazados los activos.
- 2) La geografía en la que se encuentran instalados dichos activos que condicionan el medio en el que se deberán desplazar el personal de terreno para atender los activos.
- 3) La geografía del terreno en la que se encuentran instalados los activos que implican accesos a las instalaciones con diferente grado de complejidad en función de la traza de las líneas, superficie de los caminos, laderas empinadas, accesos por caminos a pie, etc.

Este punto se tendrá en cuenta en los tiempos de traslado según la geografía del terreno.

- 4) Contaminación del medio (salina, polvo, excremento de pájaros, etc.): que implica planes especiales de mantenimiento tales como lavado de aisladores y pintado de estructuras de acero galvanizado en líneas y subestaciones.
- 5) Presencia de aves que causan fallas en líneas eléctricas.
- 6) Las normas, requisitos y exigencias que emanen de la normativa ambiental vigente (Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, Ley N° 20.283 sobre Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal, normativa de arqueología y paleontología).

Sobre la base del conocimiento del contexto operacional, las instalaciones, y las normas técnicas, legales, laborales, y de medio ambiente que son de cumplimiento obligatorio se realiza el dimensionamiento que permite calcular los recursos requeridos, los cuales luego son valorizados a precios de mercado.

Los antecedentes utilizados para identificar las particularidades de cada instalación fueron:

- a) Información reportada por la empresa (contaminación, poda, etc).
- b) La ubicación geográfica de los activos y las distancias involucradas para el desplazamiento de las cuadrillas obtenidas principalmente de “Google Earth”.
- c) Las características técnicas de las instalaciones (nivel de tensión, tipo constructivo, kilómetros de línea, tipo y cantidad de estructuras, cantidad de ternas por línea, etc.) obtenido de la base de datos, y esquemas eléctricos disponibles.

Sobre la base de las características técnicas de las instalaciones, y el impacto del contexto operacional caracterizado por la información señalada, se dimensionaron los planes de mantenimiento y los recursos requeridos para la atención de fallas de la EM. Luego se calcularon los recursos físicos (mano de obra, vehículos, equipamiento, y materiales) requeridos para ejecutar el mantenimiento programado y no programado.

El proceso general seguido para el diseño y dimensionamiento de la empresa de Transmisión que presta el servicio mediante las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, considera los siguientes puntos:

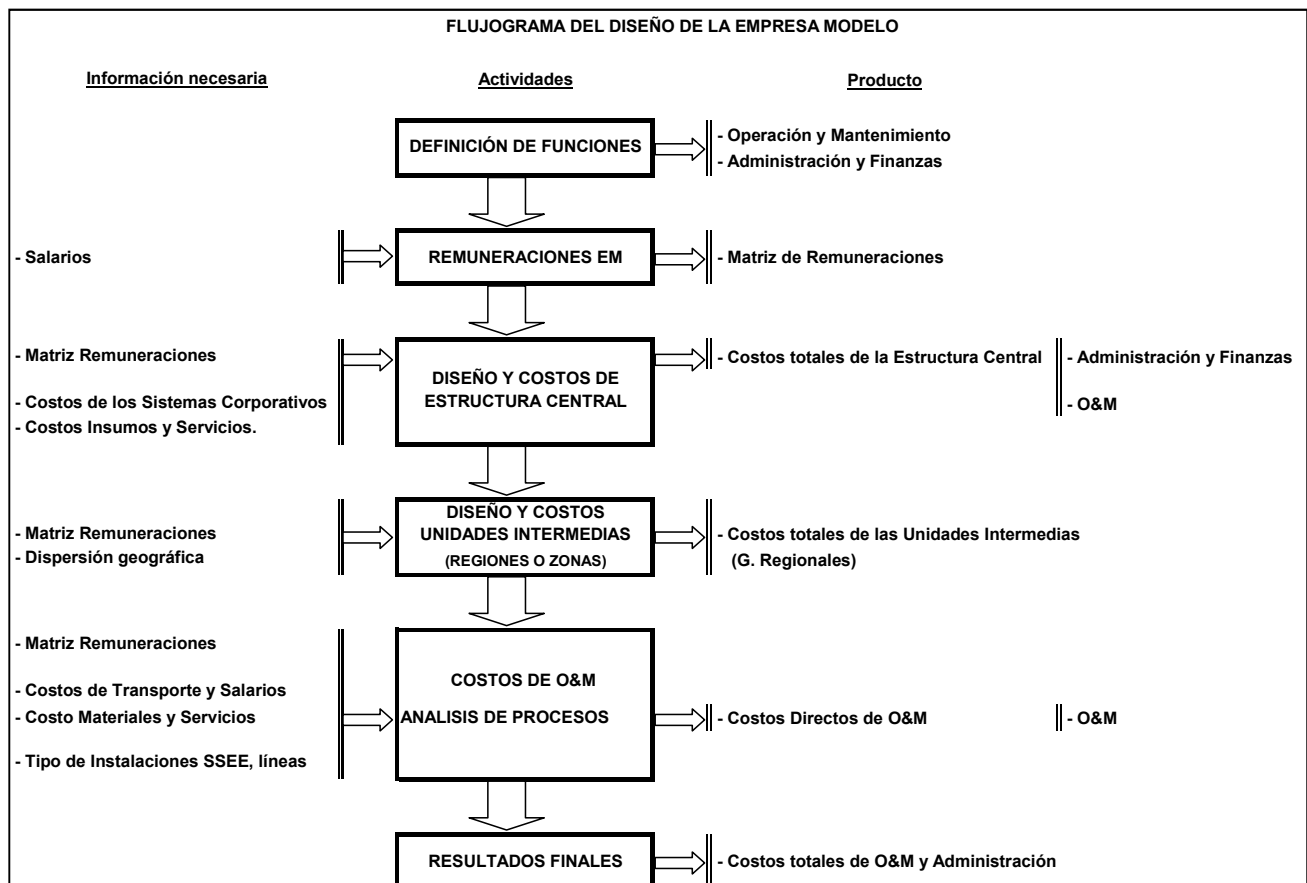
- Análisis y caracterización del contexto operacional con impacto en las actividades del COMA.
- Diseño y dimensionamiento de la estructura organizacional de la EM de Transmisión.
- Estudio de remuneraciones.

- Análisis de tercerización de actividades.
- Diseño y dimensionamiento de las actividades de operación y mantenimiento en terreno.
- Costos de los recursos requeridos de la estructura organizacional.
- Costos de los recursos requeridos de las actividades de operación y mantenimiento en terreno.
- Costos generales y otros servicios.
- Antecedentes de actividades de O&M presentada por las empresas transmisoras.
- Presentación de los resultados del COMA.

En el punto siguiente se presenta el desarrollo de la metodología para el cálculo del COMA

### 6.2.2 Etapas de la Metodología para el cálculo del COMA

El desarrollo de la metodología se puede sintetizar en el siguiente diagrama de flujo:



Las etapas de la metodología son:

- a) Dimensionamiento de la organización de la EM: para definir los recursos humanos de plantilla para la gestión de la administración, operación y mantenimiento.
- b) Diseño y dimensionamiento de las actividades de operación y mantenimiento en terreno: para definir los recursos para las actividades de operación y mantenimiento en terreno.
- c) Valorización de los recursos diseñados en los puntos a) y b).

A continuación, se presenta la metodología que se desarrolla en cada etapa del proceso de diseño de la EM y cálculo del COMA.

### **6.2.3 Diseño y dimensionamiento de la organización de la EM eficiente**

La red de la EM está conformada por Líneas de Alta Tensión, Subestaciones, puntos de transformación, puntos de Conexión, sistemas de comunicaciones, equipos de protecciones y control y elementos de maniobras, mediciones, compensación, servicios auxiliares, etc., los cuales son necesarios para cumplir con su cometido.

Todas las actividades de la EM son realizadas de manera de prestar el servicio público de Transmisión de electricidad, con un nivel de calidad satisfactorio acorde con los parámetros fijados en la NTSyCS<sup>18</sup> (Título 5-12 “Estándares de Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión”, donde establecen los límites para indisponibilidad programada y forzada para instalaciones de transmisión).

Las ventajas respecto a las economías de escala que incorpora la EM en los aspectos de administración, operación y mantenimiento consideradas en el COMA, es inherente al diseño mismo de una EM eficiente que con una única estructura organizacional atiende la totalidad de los activos que pertenecen a diferentes empresas de transportistas y conforman el sistema de transmisión nacional.

Esa provisión eficiente del servicio requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizacional adecuadamente diseñada e implementada, contemplando la adaptación de los recursos y costos asignados al desempeño de cada proceso y actividad.

Se analizan detalladamente los principales procesos, subprocesos, actividades y funciones que debe desarrollar la EM a los efectos del dimensionamiento de la dotación de personal optimizado.

---

<sup>18</sup> NTSYCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Los mismos son calculados para las áreas que intervienen en los procesos de Dirección, estrategia y control, Legales, Relaciones institucionales, Recursos humanos, Planificación económica y control de gestión, Administración y finanzas, Comercial y regulación, Planificación técnica y normas, Explotación (operación y mantenimiento).

Sobre la base de la cantidad de activos que componen el sistema de Transmisión, la dispersión geográfica de las instalaciones, y las políticas de tercerización eficientes adoptadas en el modelo, se definen:

- Los procesos y subprocesos. Ej: Proceso Administración y Finanzas, subproceso Abastecimiento.
- Las tareas inherentes a cada subproceso. Ej: Abastecimiento con tareas que se refieren a la gestión de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la EM.
- La definición de los cargos (descripción, función y responsabilidad) y cantidad de personas por cargo para realizar las tareas indicadas en el punto anterior.
- La estructura organizacional del personal definido en el punto anterior (organigrama).
- Infraestructura requerida por el personal para desempeñar sus funciones en forma eficiente: edificios, vehículos, mobiliario, equipos de comunicación, equipos y sistemas informáticos, etc.
- Insumos y servicios requeridos: papelería, aseo y limpieza, capacitación, servicios externos (agua, electricidad, vigilancia), viáticos, insumos computacionales, contribuciones, asesorías, gastos del directorio, etc.

Sin ser taxativo se enumeran a continuación los principales procesos y subprocesos que debe desarrollar la EM eficiente.

#### 6.2.3.1 Proceso: dirección, estrategia y control

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de la empresa, elaboración y seguimiento de las estrategias globales, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y la estrategia de las relaciones institucionales.
- Planificación Económica y Control de Gestión, referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en

parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional. Planificación y ejecución de auditorías internas.

- Asesoramiento Legal, que incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, etc.
- Relaciones Institucionales: desarrollo y administración de las relaciones con los medios, relaciones con la comunidad, y entes gubernamentales.
- Recursos Humanos, higiene y seguridad: incluyen el reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización, liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros. Actividades de relaciones laborales (relación con sindicatos). Gestión del plan de higiene y seguridad para el cumplimiento de la normativa vigente (Ley 16.744, referida a Seguridad de las Personas ). Manejo del plan de protección patrimonial.
- Auditoría: incluye auditorías internas y externas.

#### 6.2.3.2 Proceso: administración y finanzas

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Contabilidad y Finanzas, se refieren a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo, incluyendo, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.
- Abastecimiento, se refieren a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la EM.
- Sistemas Informáticos, se refieren al soporte y administración de los sistemas informáticos corporativos y de las bases de datos, administración del hardware, redes y equipos de comunicaciones, gestión de la seguridad informática, mantenimiento de los computadores centrales, soporte técnico a los usuarios,
- Servicios generales: desarrollar y administrar programas para el manejo documental, servicios de mensajería, fax, servicios de comunicaciones y el servicio de vigilancia.

#### 6.2.3.3 Proceso: comercial y regulación

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Gestión Comercial: facturación, recaudación, verificación de las sanciones impuestas por la autoridad competente. Gestión de relacionamiento comercial por acuerdos de conexión. Análisis de informes del CEN y la CNE.
- Gestión de regulación: respuesta a los reclamos de los clientes y a la autoridad regulatoria, gestión tarifaria. Análisis de la nueva normativa sectorial. Participación en procesos de revisión de la norma técnica y de consulta ciudadana. Análisis y observación de informes del CEN, la CNE y otros organismos de supervisión y control.
- Gestión comercial de labores de ampliación: corresponde a las gestiones comerciales vinculadas a la ampliación de las instalaciones.

#### 6.2.3.4 Proceso: planificación técnica y normas

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Gestión de información técnica de activos: administración y actualización de la información técnica de líneas, estaciones, incluyendo el sistema georreferenciado.
- Planificación técnica y normas: análisis de planificación de la red, y gestión de normas técnicas y ampliaciones. Gestión del plan ambiental: de la empresa para el cumplimiento de la normativa vigente.

#### 6.2.3.5 Proceso: explotación

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Operación, que incluye la operación de las instalaciones, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control. También incluye el planeamiento de la operación y la coordinación de la operación con los agentes del mercado. Manejo del centro de control.
- Mantenimiento, ejecutar el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, efectuar el control de gestión de la actividad de mantenimiento a través de estadísticas de fallas de líneas y subestaciones.
- Ingeniería de la Explotación, referida a la planificación de las actividades de OyM, control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, previsiones de materiales y herramientas, seguimiento de calidad de servicio. Se consideran dentro de esta gerencia las labores de ampliación de contenido técnico. Este subproceso incluye las actividades de planificación, programación, operación, estudios y control tanto de operación como de mantenimiento.

- Medio ambiente: define y controla que se cumplan las políticas de medio ambiente de la EM interactuando con el resto de las áreas operativas.
- Prevención de riesgos: define y controla las políticas de prevención de riesgos de la EM interactuando con el resto de las áreas operativas.

Sobre la base del análisis se determina:

- La estructura organizacional.
- La dotación eficiente de personal.
- El organigrama de la empresa.
- La definición de las funciones de cada gerencia, subgerencia, departamento, y sección de cada área de la empresa.
- Las tareas y responsabilidades de cada uno de los cargos que conforman la organización de la empresa.
- Análisis de tercerización de actividades.
- Descripción de las tareas desarrolladas por el personal propio.
- Descripción de las tareas desarrolladas por el personal contratista.
- El desglose de las tareas anuales, y dedicación de tiempo.

La organización y cantidad del personal de plantilla es elaborada teniendo en cuenta la escala de la empresa de transmisión nacional, la cantidad de cuadrillas, el despliegue territorial y la experiencia en diseño de organizaciones de empresas de transmisión del sector eléctrico chileno y otras empresas de la región.

Para el dimensionamiento de la organización se consideraron zonas para la administración de las tareas operativas.

Dichas zonas se definieron en función de la cobertura geográfica de subestaciones y líneas de transmisión. En cada zona se consideraron las Sedes Técnicas desde donde parte el contratista con sus cuadrillas de terreno para las intervenciones de mantenimiento preventivo y a demanda requerido por las instalaciones.

Por otra parte se dimensionaron las oficinas regionales y sus sedes operativas donde se asienta el personal operativo de cada unidad regional cuya función es la supervisión y control de las cuadrillas de terreno.

La estructura organizacional adoptada para el área de explotación es la de Especialidad Centralizada y Ejecución Descentralizada. En ella se mantienen la centralización de la especialización, con su beneficio de unidad de mando en toda el área de operaciones, con una ejecución descentralizada de la misma.

La ejecución descentralizada se justifica debido a la dispersión de los activos que implica grandes distancias de traslado, por lo que se requiere regionalizar las funciones de OyM para mantener los tiempos de respuesta acordes con los requerimientos de calidad de servicio que la empresa debe cumplir considerando la ubicación de los activos instalados.

La descentralización se logra mediante la creación de 4 unidades territoriales regionales (Norte, Centro, Centro Sur y Sur) con funciones de operación, mantenimiento, y administración que dan cobertura geográfica para la atención de las instalaciones del sistema eléctrico nacional.

En el Anexo COMA\_1\_Organización de la Empresa se presenta el desarrollo del diseño organizacional de la EM para atender las instalaciones y las áreas de apoyo.

En el Anexo citado se presenta el desarrollo detallado de la organización de la empresa, la cantidad de puestos, función y responsabilidades de cada uno para cada una de las áreas de la EM.

El dimensionamiento conceptual de la estructura organizacional fué contrastado con la estructura presentada y aprobada en el estudio del año 2013 (Estudio de Transmisión Troncal para el Cuadrienio 2016-2019), considerando las diferencia de instalaciones y metodológicas entre ambos estudios.

#### **6.2.4 Diseño y dimensionamiento de las actividades de operación y mantenimiento en terreno**

Los principales procesos y subprocesos de terreno son los de explotación que se realizan sobre los activos y que son necesarios para cumplir con los estándares de calidad de servicio definidos en la norma técnica y que fueron especificados en el capítulo anterior.

Para calcular los recursos se requieren identificar las tareas que comprenden estos subprocesos para cada UC (unidad constructiva).

La UC se define como un conjunto de componentes dispuestos de una forma preestablecida y que representan una unidad funcional específica y que son atendidas en simultáneo desde el punto de vista de la operación y mantenimiento.

Las principales UC son: líneas, paños, transformadores de potencia, equipos de compensación (reactores, capacitores, CER, STATCOM), infraestructura de comunicación, etc.

A los efectos de identificar las tareas de cada UC se definen sus componentes, que son las unidades funcionales objeto de mantenimiento. Por ejemplo, los componentes de la UC denominada paño son los interruptores, desconectadores, transformadores de corriente, protecciones, etc.

En el caso de la UC denominada línea aérea de transmisión, está conformada por los siguientes componentes: conductores, aisladores de retención, aisladores de suspensión, estructuras, grapas y herrajes, etc., y para cada una de estas unidades se definen las tareas que integran los subprocesos mencionados.

La definición de las tareas de cada componente funcional depende de sus:

- a) Factores de dimensionamiento: tales como capacidad nominal, nivel de tensión, etc.
- b) Factores técnicos: como el tipo constructivo, y las acciones tales como envejecimiento, corrosión, fatiga de materiales, etc.
- c) Factores del contexto operacional: nivel descargas atmosféricas, vegetación, acción de pájaros, contaminación salina, industrial, etc.

Los factores técnicos fueron tenidos en cuenta en la definición de las tareas y frecuencias de mantenimiento, y según el tipo de UC, su tecnología y considerando antecedentes regulatorios en la materia. Por ejemplo, para el mantenimiento de interruptores se consideró si es pequeño volumen de aceite o SF6 u otra tecnología y se determinaron las tareas, frecuencias y costos asociados a cada tipo constructivo.

Los factores del contexto operacional (variables ambientales o de terceros) con impacto en el COMA fueron considerados definiendo las tareas de mantenimiento preventivo o correctivo requeridas para evitar y/o corregir los efectos que dichas variables provocan en los activos y calculando los costos pertinentes.

Por ejemplo, en el caso de contaminación salina se determinaron las instalaciones que por este motivo deben ser sometidas a lavado de aisladores, su frecuencia de ejecución, y se calcularon los costos pertinentes de esta actividad considerando el costo de mano de obra, materiales y equipos que su ejecución eficiente demande.

Con respecto a las restricciones geográficas se consideraron los tiempos de traslado para llegar a los activos (y retorno) para realizar los mantenimientos preventivos o de emergencia, considerando la ubicación de las Sedes Técnicas de donde parte el contratista, y el emplazamiento

donde se deben realizar las tareas de mantenimiento. Adicionalmente se consideró el tiempo de traslado entre tareas en caso de mantenimientos programados.

Para calcular los recursos físicos se definieron para cada tarea el personal que integra la cuadrilla con la capacitación y herramientas adecuadas, los vehículos requeridos, los materiales y el tiempo total para ejecutar la tarea incluyendo el tiempo de traslado desde su sede técnica y el tiempo de traslado entre tareas para tareas programadas.

Sobre la base de los estándares eficientes de ejecución de tareas y su frecuencia anual, se calcularon los recursos físicos (personal, materiales, herramientas y vehículos) por tarea para cada UC de la EM.

Luego, considerando el tipo y cantidad de las instalaciones del sistema eléctrico se realizó el dimensionamiento de los recursos requeridos para la operación y mantenimiento de las instalaciones estableciendo las actividades (cantidad y características), requerimientos de recursos humanos, instalaciones asociadas, equipamiento, materiales y repuestos, que permiten desarrollar las labores en forma óptima y eficiente.

El cálculo de los recursos físicos requeridos se realiza mediante estándares eficientes de productividad y adaptados a la realidad de la empresa. Por ejemplo, para el cálculo de los procesos de OyM se desarrollaron los siguientes pasos:

- Identificar para cada UC los principales componentes objeto de mantenimiento.
- Identificar cada actividad de operación y mantenimiento para cada componente (Ej: mantenimiento a demanda por fallas, correctivo programado e inspecciones).
- Asignar frecuencias de ocurrencia a cada evento de OyM (Ej: una frecuencia de ocurrencia en caso de fallas o una frecuencia de ejecución en caso preventivo y un tiempo de resolución).
- De acuerdo a la característica de cada evento de OyM se asignan para su resolución una “cuadrilla tipo” predefinida en cantidad de operarios y calificación, y los materiales y recursos requeridos.
- Con la frecuencia de ocurrencia de cada evento, la duración de la intervención de la cuadrilla, más los tiempos de desplazamiento, se calcula la cantidad de personal, materiales e insumos para cada tarea de OyM.

Los costos de las cuadrillas de mantenimiento para cada tipo de tarea estarán conformados por la cantidad y nivel del personal que constituye la mano de obra, las herramientas de la cuadrilla, los elementos de seguridad y los vehículos requeridos para la ejecución de la tarea.

Sobre la base de la definición de la cuadrilla, y sus costos asociados, el tiempo de ejecución y desplazamiento, más los materiales requeridos para la ejecución de la tarea, se determinó el costo de la misma. Con el costo de la tarea, y la cantidad de veces que se realiza la tarea por año se determinó el costo total de la tarea para las instalaciones de la empresa.

Para cada tarea los tiempos de ejecución de las tareas y las frecuencias de ocurrencia tienen en cuenta:

- Aspectos específicos de cada tarea (“reglas del arte”), que incluyen la calidad de la ejecución, la importancia y tipo de la instalación, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y construcción de las instalaciones.
- Antecedentes regulatorios en la materia.
- Antecedentes presentados por las empresas.
- Criticidad del activo.
- Niveles de calidad exigidos por la norma técnica.

Los rendimientos y frecuencias utilizados son los de instalaciones típicas correctamente diseñadas y en buen estado, independientemente del estado de conservación actual de las instalaciones de la transportista.

Las frecuencias de mantenimiento correctivo (no programable) utilizadas para el cálculo de este componente del COMA son producto de los planes de mantenimiento preventivo considerados en el estudio, los cuales están diseñados de modo que permiten cumplir con la norma técnica de calidad.

Finalmente, la suma de los recursos físicos requeridos para todas las categorías de instalaciones será el total de recursos de OyM requeridos por la transmisora.

Los costos “por intervención” se obtienen considerando:

- El costo del personal, vehículos, materiales y herramientas de la brigada.
- La frecuencia con que se realiza la tarea.
- La cantidad de elementos de la instalación sobre los que se va a realizar la tarea.
- Los tiempos medios eficientes de ejecución.
- Los materiales que pueda requerir la actividad.
- Los tiempos de traslado.

Para las áreas que requieran cobertura de atención las 24 horas y los 365 días del año, se consideró la cantidad de equipos de trabajo necesarios para dar la cobertura indicada de manera que permita cumplir con los días de franco, vacaciones, ausencia por enfermedad cumpliendo con la ley laboral vigente en Chile.

En el caso de las subestaciones y sobre la base del tipo de telemando de las subestaciones (total, parcial o sin telemando), la distancia a los centros operativos y su importancia estratégica, se determinó la cantidad de personal operativo requerido para cubrir los turnos para la operación local de las subestaciones en lo referido a apoyo para maniobras manuales o de emergencia y control y vigilancia de las instalaciones.

Para el Centro Nacional de Operación de Transmisión (CNOT) y Centros de Operación Regional (COZ) se consideraron los equipos de trabajo requeridos para cubrir las 24 horas los 365 días del año.

Para el resto de las áreas operativas que requieran atención de emergencia se consideró la implementación de un sistema de guardias pasivas.

La metodología específica de valorización se describe en el siguiente punto.

#### 6.2.4.1 Definición de las cuadrillas de terreno

Las instalaciones del sistema eléctrico nacional requieren diferente tipo de tareas de operación y mantenimiento que son ejecutadas por las cuadrillas que operan en terreno.

En función del tipo de tarea se han definido diferentes tipos de cuadrilla en la que cada una tiene asignado:

- a) Personal y categoría
- b) Vehículos
- c) Herramientas y elementos de seguridad personal de los operarios de las cuadrillas.

Las cuadrillas consideradas para la ejecución de tareas son las indicadas a continuación y que dependen de las tareas a realizar.

En el cuadro siguiente se muestra el código de cuadrilla, los tipos de tarea que realiza, la cantidad de operarios por categoría, el kit de herramientas asignados a la cuadrilla y el kit de elementos de seguridad personal por operario.

Los operarios integrantes de las cuadrillas (O1 a O6) pueden estar constituidos por personal propio o personal tercerizado según los resultados del análisis de tercerización.

Código Cuadrilla	Descripción	# Personal						# Vehículos							Herramientas Cuadrilla	Elementos Seg Per
		O1	O2	O3	O4	O5	O6	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Tipo	Tipo
CMINP	Inspección pedestre de Líneas Aéreas	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	KITH1	KITS1
CMLVA	Lavado de aisladores con tensión	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	KITH2	KITS2
CMTCT	Trabajos con Tensión	1	2	2	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	KITH3	KITS3
CMPOR	Poda y Roce	1	0	0	3	2	0	1	1	0	1	0	0	0	KITH4	KITS4
CMELA	Mantenimiento de Estructuras y líneas sin Tensión	1	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	KITH5	KITS5
CMCAM	Mantenimiento de Caminos de Acceso	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	0	KITH6	KITS6
CMLMA	Lavado manual de aisladores	1	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	KITH7	KITS7
CMIEP	Inspección y revisión de equipos primarios en SE	1	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	KITH8	KITS8
CMREL	Inspección y Reparación de protecciones, telecom. y SCADA	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	KITH9	KITS9
CMLIM	Limpieza de subestaciones	1	0	0	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	KITH10	KITS10
COPER	Operación en terreno	1	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	KITH11	KITS11
CMLSE	Lavado de Subestaciones	1	1	0	2	1	0	1	0	1	0	0	0	0,5	KITH12	KITS12
CMREP	Reparación de equipos primarios en SE	1	1	2	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	KITH13	KITS13
CMEPSA	Mantenimiento y reparación de equipos primarios y SSAA	1	1	2	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	KITH14	KITS14

Los integrantes de la cuadrilla señalados en el cuadro anterior son:

Código	Puesto Líneas	Puesto Estaciones
O1	Jefe de Cuadrilla Líneas	Jefe de Cuadrilla Estaciones
O2	Liniero principal	Técnico principal de subestación
O3	Liniero Auxiliar	Técnico auxiliar de subestación
O4	Ayudante Líneas	Ayudante Estaciones
O5	Operador de vehículos especiales Líneas	Operador de vehículos especiales Estaciones
O6		Técnico de comunicaciones, control y protecciones

Como se verá más adelante en el capítulo de “Análisis de tercerización de actividades” la cuadrilla CMREL, está integrada por personal propio.

En el capítulo de remuneraciones se definen los puestos de la encuesta PWC para cada puesto de cuadrilla y la conveniencia de su tercerización.

Los vehículos de la cuadrilla señalados en el cuadro anterior son:

Código	Tipo de Vehículo
V1	Camioneta doble cabina 4x4
V2	Camión 6 t
V3	Camión para lavado de aisladores
V4	Camión canasta (brazo aislado)
V5	Camión con grúa de 6 t
V6	Bulldozer
V7	Camión Aljibe

En el capítulo de valorización de servicios tercerizados se definen los costos por tipos de vehículo y la conveniencia de arriendo vs compra.

Los KIT de herramientas y seguridad personal se detallan en el capítulo de BM&I. En el capítulo de BM&I se definen las herramientas y elementos de seguridad de personal de cada cuadrilla.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Costo Cuadrillas Tercerizadas, se encuentra el detalle del armado de las cuadrillas tercerizadas.

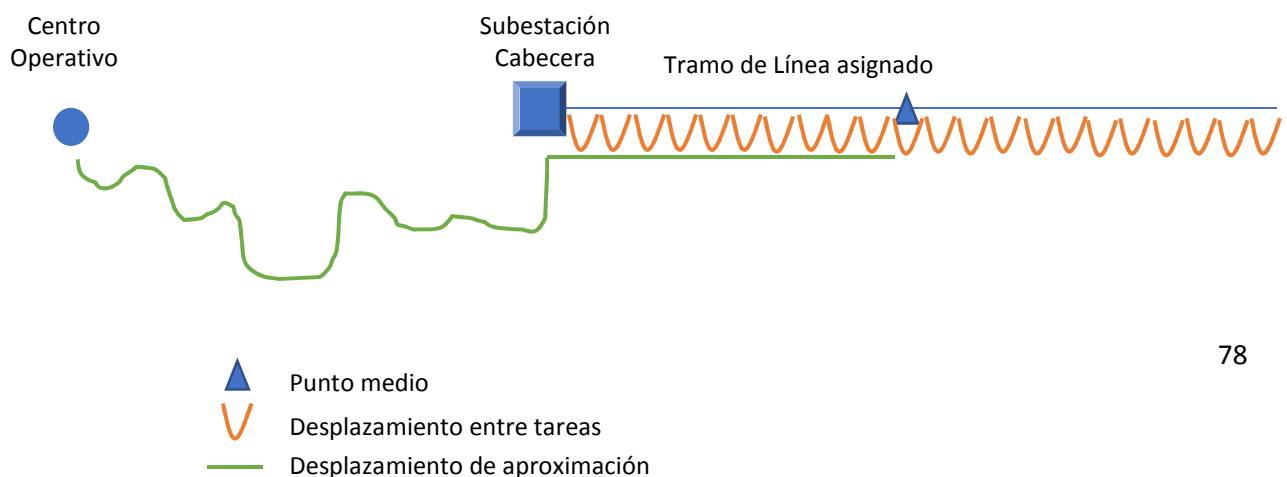
#### 6.2.4.2 Tratamiento de las distancias recorridas para las faenas de OyM

El objetivo es, para cada tarea, calcular un tiempo asociado al traslado. El tiempo total anual requerido para esa tarea, que impacta en los costos de mano de obra de cada una, se calcula como suma del tiempo anual de ejecución y del tiempo de desplazamiento asociado.

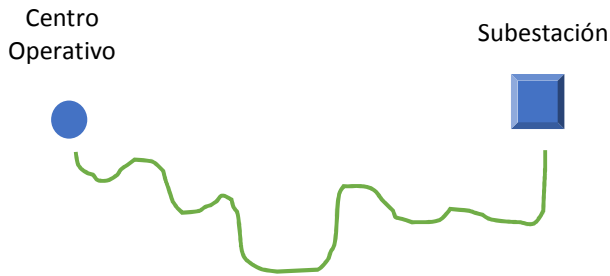
Los tiempos de desplazamiento, son los tiempos que las cuadrillas demoran en desplazarse desde su centro operativo hasta el lugar donde se encuentran las instalaciones objeto de mantenimiento y en el caso de líneas el tiempo requerido para desplazarse entre tareas. Al primero se lo denominó tiempo de aproximación y al segundo tiempo entre tareas y son calculados de manera independiente.

El tiempo de traslado depende de las distancias que deben ser recorridas y que tienen un alto impacto en los tiempos totales requeridos por las cuadrillas, teniendo en cuenta la dispersión de los activos. Por este motivo y para dar el peso adecuado se consideró que las cuadrillas parten desde el centro operativo correspondiente y en principio se trasladan hasta la sub estación (SE) cabecera de línea o la SE donde se deben ejecutar las actividades de O&M de acuerdo al módulo de que se trate (para más detalle ver 6.2.14.2). En el caso de líneas, a dicha distancia se adiciona otra correspondiente a la distancia entre la SE y el punto medio del tramo asignado a dicha subestación.

#### Líneas



## Subestaciones



Para determinar las distancias recorridas se consideran las tareas programables, y las tareas no programables, en virtud que las primeras es posible organizar su ejecución agrupadas de modo de aprovechar tiempos de aproximación y las segundas no lo permiten. En el caso de las tareas programables las mismas se planifican en misiones las cuales están definidas por la cantidad de veces máxima que una determinada cuadrilla debe salir a campo a realizar tareas (por ejemplo si una determinada inspección requiere ser realizada dos veces al año, se consideran dos misiones), luego cada misión se organiza en jornadas semanales (cinco días) con pernocte. En el caso que el tiempo de aproximación exceda las 3 horas se consideran jornadas de dos semanas (diez días).

Para las primeras, se considera el desplazamiento de la cuadrilla hasta el lugar de inicio de las faena y luego las distancias recorridas para la ejecución de cada una de las tareas.

La metodología para el cálculo de las distancias para tareas de mantenimiento programables hasta el lugar de inicio de la faena se desarrolló en los siguientes pasos:

- 1) Se fijaron los centros operativos (CO) del contratista sobre la base de la información enviada por las empresas y cercana a centros urbanos.
- 2) Se asoció cada subestación al CO más cercano.
- 3) La distancia recorrida se calcula de la siguiente forma:
  - a. Subestaciones: distancia recorrida del CO a la subestación.
  - b. Líneas: distancia recorrida desde el CO asignado a la subestación más distancia a la mitad del tramo de línea asignado.

Para el cálculo de las distancias recorridas se asume lo siguiente en el caso de las líneas:

- 1) Si ambas SE cabecera están asignadas al mismo CO el 100% de la línea se atienden desde la SE más cercana al CO.
- 2) Si las SE están asignadas a CO distintos se atiende cada semi tramo desde el CO correspondiente a cada SE.

Se asume que en los trabajos programados la cuadrilla se queda en el lugar de trabajo hasta un máximo de dos semanas, luego de lo cual retorna a su CO. Durante la semana laboral la cuadrilla no regresa a su CO y se aloja en un lugar cercano a la realización de la faena.

Luego resulta necesario calcular la cantidad de desplazamientos anuales de aproximación que realiza cada cuadrilla, esto se hace a partir de la siguiente metodología.

En función del volumen de horas de mantenimiento programables se determina la cantidad de viajes necesarios de la cuadrilla para lo cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$\# \text{ Viajes} = \frac{Hs \text{ programables}}{8 * 40 - (\# \text{ Viajes} * \text{Tiempo Viaje} + \text{Tiempo Desplazamiento Tareas})}$$

Como se observa en la fórmula la cantidad de viajes requeridos se incrementa dado que el tiempo mismo de aproximación y el tiempo de desplazamiento entre tareas reduce el tiempo neto para la ejecución de las tareas programables. Para determinar la cantidad de viajes se requiere realizar una interacción, que según los ejercicios realizados rápidamente converge.

Luego, multiplicando la cantidad de traslados que realiza la cuadrilla, por el tiempo de traslado, se obtiene el tiempo anual que la cuadrilla invierte en traslados de ida y vuelta. El tiempo de traslado entre actividades total se determina multiplicando el tiempo de traslado entre intervenciones por la cantidad de intervenciones anuales.

Finalmente, se adiciona el tiempo de traslado entre intervenciones considerado para las actividades programables que se realizan en líneas, dado que en estas actividades la cuadrilla se desplaza de una torre a la otra caminando o entre zona privada o en lugar donde no resulta sencillo transitar.

Para tareas de mantenimiento no programables, tal el caso de fallas, se considera que la cuadrilla realiza un viaje al punto de la faena por cada evento de mantenimiento.

Respecto de las velocidades de traslado, debido a que la misma depende de la geografía donde se encuentran las instalaciones y al estado de los caminos se ha considerado una velocidad media de traslado por tipo de terreno.

Las distancias recorridas y velocidades medias desde el CO hasta la SE fueron extraídas de Google Earth.

Dependiendo de la actividad que se realice, los tiempos de traslado que se consideran son diferentes, a saber:

- Actividades no programadas: generalmente son tareas que se realiza cuando hay fallas, se determina un tiempo de traslado para cada actividad realizada.
- Actividades relacionadas con líneas : en este caso, además del tiempo de traslado al inicio y fin del día, hay que tener en cuenta el tiempo de traslado entre las diferentes intervenciones, los que también tienen una velocidad media asociada.

Los tiempos de traslado se calcularon como el cociente entre la distancia media de traslado y la velocidad media de traslado.

## **6.2.5 Remuneraciones**

### **6.2.5.1 Introducción**

Los costos de remuneraciones constituyen una de las partidas más importantes de los costos de explotación de las empresas transmisoras de electricidad. Los valores unitarios para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la EM son determinados, tal como lo señalan las Bases Técnicas, a partir de un Estudio de Remuneraciones del Mercado Laboral Chileno.

El universo de categorías de personal que se defina debe resultar suficiente para que englobe la totalidad de las características de los recursos humanos necesarios para poder llevar a cabo todos los procesos y actividades en forma eficaz y eficiente. Los valores adoptados deben corresponder al costo total anual de la empresa, es decir, deben incluir todos los costos que genera cada empleado.

Para el efecto, se utiliza un Estudio de Remuneraciones desarrollado por una empresa especializada. Dicho estudio contiene un análisis sobre remuneraciones, beneficios adicionales y algunas prácticas habituales para los recursos humanos, que se desarrolla sobre una muestra de empresas representativas del mercado de Chile.

### **6.2.5.2 Metodología y Fuentes de Información**

En el contexto del análisis de las remuneraciones de mercado para la determinación de los costos de personal en el COMA, el Consorcio ha tenido en consideración la metodología que establecen las bases técnicas en el segundo párrafo del punto 3.6.2.4, que se transcribe a continuación:

“Para determinar las rentas de mercado asociadas a cada cargo, el consultor realizará un proceso de homologación debidamente fundado, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en los estudios de remuneraciones. El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%. No obstante lo anterior, para determinar los costos de personal tercerizado, el consultor podrá considerar un estudio de remuneraciones de mercado realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, en cuyo caso el estadígrafo a utilizar será el percentil 50%.”

Al efecto, para determinar los costos de personal propio y tercerizado de la EM, el Consorcio adquirió el Estudio de Compensaciones eSIREM, de la firma especializada PricewaterhouseCoopers (en adelante PWC o encuseta PWC), emitido en 2019, el que considera una muestra general de 79 empresas de distintos rubros y tamaños, las que se señalan en el Anexo COMA\_3\_ Modelo. Dado que la encuesta PWC es vigente a Agosto de 2018, se referencian las rentas a diciembre de 2017 utilizando los deflatores que se señalan en 13.2.2.

En relación a la elección de la encuesta indicada, se señala que el Consultor tiene experiencia en la utilización de la misma en varios estudios de valorización de empresas modelo (un Estudio de Transmisión Troncal, tres estudios de Valor Agregado de Distribución y dos estudios de Subtransmisión). En una oportunidad utilizó la encuesta Ernest and Young (E&Y), con resultados también satisfactorios. Sin embargo, la última versión de la encuesta E&Y, de marzo de 2018 -el año 2019 no se efectuó- sólo contó con 36 empresas, y no considera empresas eléctricas ni empresas de tecnologías equivalentes, por lo que claramente esta encuesta no compite con la de PWC a los efectos del presente estudio. El Consultor no conoce de otras alternativas de encuestas de remuneraciones que se hayan venido realizando periódicamente, del prestigio y categoría de las encuestas PWC y E&Y.

Asimismo, el Consultor desestimó el trabajar con más de una encuesta ya que no considera conceptualmente consistente mezclar los resultados de más de una encuesta para obtener las remuneraciones de los diferentes profesionales y personal de la EM debido a las diferencias metodológicas entre ellas.

De la muestra que completa 79 empresas, el Consorcio solicitó a PWC filtrar las remuneraciones para un subconjunto conformado por 17<sup>19</sup> empresas del área más tecnológica, incluyendo

---

19 Por exigencia de PWC, la muestra mínima a considerar debe ser de 10 empresas.

eléctricas, telecomunicaciones, agua potable y del sector minero. De las remuneraciones que figuran en esta muestra, y para los cargos homologados, el Consorcio utilizó el estadígrafo 50% para el personal propio de la empresa y el estadígrafo 25% para el personal tercerizado, de acuerdo a lo indicado en las bases del estudio. La muestra utilizada es la siguiente:

**Tabla Nº 6 Muestra Empresas Tecnológicas**

<b>Muestra Empresas Tecnológicas</b>		
<b>Tamaño</b>	<b>Nombre Empresa</b>	<b>Industria</b>
Grandes	Colbún S.A.	Energía
Grandes	Enap Refinería Bío Bío	Energía
Grandes	Enap Refinerías Aconcagua	Energía
Grandes	Codelco - División El Teniente	Minería
Grandes	Compañía Contractual Minera Candelaria	Minería
Grandes	Aguas Andinas S.A.	Servicios
Grandes	Chilquinta Energía S.A.	Servicios
Grandes	Interexport Integración S.A	Telecomunicaciones y Medios
Grandes	Interexport Telecomunicaciones Y Servicios S.A	Telecomunicaciones y Medios
Grandes	Vtr Comunicaciones Spa	Telecomunicaciones y Medios
Grandes	Salinas Y Fabres S.A.	Vehículos y Maquinarias
Medianas	Transelec S.A.	Energía
Medianas	Hidroeléctrica Ñuble Spa	Energía
Medianas	Interchile S.A.	Energía
Medianas	Tecnored S.A.	Servicios
Medianas	Engie Services	Servicios
Medianas	Tecnet S.A.	Energía

#### 6.2.5.3 Fundamentación de la Muestra Propuesta<sup>20</sup>

La muestra de 79 empresas consideradas en la encuesta PWC incluye empresas de tamaños grande, medio grande, mediano y pequeño<sup>21</sup>. Para el análisis de remuneraciones de una empresa que atiende la operación, mantenimiento y administración del sistema de transmisión nacional, el

<sup>20</sup> En este punto se ha incluido conceptos que buscan dar respuesta a las observaciones del Comité efectuadas mediante correo electrónico del 27 de septiembre de 2019.

<sup>21</sup> El criterio definido por PWC para asignar el tamaño a las empresas, es el de ventas anuales en USD. Esta clasificación es realizada por la misma PWC, de acuerdo a la información que cada empresa participante informa. La muestra de 79 empresas consideradas en la encuesta PWC incluye empresas de tamaños grande (sobre 250 MMUSD), medio grande (entre 100 y 250 MMUSD), mediano (entre 30 y 100 MMUSD) y pequeño (menos de 30 MMUSD)

Consortio consideró adecuado seleccionar empresas similares a eléctricas de tamaños grande, medio grande y medianas.

En efecto, a juicio del Consultor, la EM que atiende el STN debe ser en principio una empresa grande según la definición de tamaño que hace PWC (ventas anuales por sobre los USD 250.000.000). Sin embargo, la encuesta de PWC tiene entre las empresas grandes sólo a dos empresas del rubro energía, a saber, Chilquinta y Colbún. Para incrementar el tamaño de la muestra -que debe ser superior a diez según lo exige PWC- se incluyeron empresas grandes de otros servicios como telecomunicaciones (3 empresas), servicios sanitarios (1 empresa), de maquinarias y equipos (1 empresa) y empresas del sector petróleo (2 empresas) con lo que se completa una muestra de 9 empresas grandes.

Para incrementar la presencia de empresas de energía eléctrica se consideró necesario también incluir empresas medianas, lo que se logra al incorporar a la muestra a las empresas Transelec, Interchile e Hidroeléctrica Ñuble SPA, completando un total de 12 empresas.

Originalmente se pensó en adicionar a la muestra anterior 2 empresas mineras grandes y dos medio grandes, con lo que se llegó a 16 empresas. La inclusión de empresas mineras obedecía al hecho de que éstas, al poseer sistemas eléctricos de transmisión y distribución industrial, compiten por profesionales y operarios en el mismo mercado laboral que las empresas eléctricas.

Respecto de esta selección, y mediante comunicación del 27 de septiembre, el Comité manifestó su inquietud respecto a, por una parte, la consideración de sólo 16 empresas en la muestra, y por otra, la elevada presencia de empresas mineras (25% del total).

Frente a esta observación el Consultor optó por reducir la presencia de empresas mineras, limitándola a las dos mineras grandes, y por incorporar tres empresas medianas más del rubro servicios y energía, completando una muestra de 17 empresas.

Finalmente, se señala que no se considera o incorpora empresas del rubro ingeniería, construcción e inmobiliaria por estimarse más asociado al sector construcción de edificios y casas, esto es, alejado del segmento más tecnológico de transmisión eléctrica. Las demás empresas asociadas al rubro eléctrico eran empresas pequeñas, que no se consideró pertinente mezclar con las empresas medianas y grandes.

#### 6.2.5.4 Costos de personal de la EM

El costo total empresa por concepto de compensaciones del personal de la EM se compone de tres elementos:

- I. Remuneración Bruta, la que se define como la suma de componentes fijos garantizados y componentes variables o no garantizados.
- II. Obligaciones legales.
- III. Beneficios adicionales a la remuneración bruta.

Estos tres componentes son otorgados al personal propio de la EM. Sin embargo, el personal tercerizado, de acuerdo a lo que establecen las bases técnicas en el capítulo 3.6.2.4 (*"...en caso que el consultor determine las remuneraciones del personal tercerizado considerando un estudio de remuneraciones de mercado realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, podrá incluir en el costo de remuneraciones beneficios adicionales..."*), recibe los componente I y II, y no recibe beneficios adicionales. En efecto, el Consultor adquirió una única encuesta para determinar las remuneraciones tanto de personal propio como de personal tercerizado, como se indica más arriba.

A continuación se describen cada uno de ellos.

#### 6.2.5.4.1 Remuneración Bruta

La remuneración bruta se compone de componentes fijos y componentes variables, todos mensualizados y pagados en dinero a los trabajadores o colaboradores:

##### **Componentes Fijos:**

- **Sueldo Base:** Corresponde al sueldo contractual mensual recibido por el colaborador, antes de descuentos previsionales e impuestos.
- **Gratificación Legal:** Corresponde a la parte de las utilidades con que el empleador beneficia el sueldo del colaborador. En efecto, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 47 del Código del Trabajo, los empleadores que obtienen utilidades líquidas en su giro tienen la obligación de gratificar anualmente a sus colaboradores, sea por la modalidad del señalado artículo 47, es decir, en proporción no inferior al 30% de dichas utilidades o por la vía del artículo 50, esto es, pagando al colaborador el 25% de lo devengado en el respectivo ejercicio comercial por concepto de remuneraciones mensuales con un límite de 4.75 ingresos mínimos mensuales.
- **Asignación de Zona:** Corresponde a la suma de dinero percibida por el colaborador, por cumplir funciones en alguna región específica.
- **Aguinaldo Navidad:** Es la asignación en dinero entregada al colaborador en el mes de diciembre, por concepto de Navidad.
- **Aguinaldo Fiestas Patrias:** Es la asignación en dinero entregada al colaborador en el mes de septiembre, por concepto de Fiestas Patrias.

- **Bono de Vacaciones:** Es la asignación en dinero entregada al colaborador, por concepto de Vacaciones.
- **Asignación de Colación:** Es la asignación en dinero percibida por el concepto de colación, excluyendo vales de almuerzo y valor de casino, ya que se consideran como un beneficio.
- **Asignación de Movilización:** Es la asignación en dinero percibida por el cargo por concepto de movilización.
- **Otros Fijos Imponibles:** Corresponde a las restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto y que son imponibles y tributables.
- **Gratificación Convencional (Garantizada):** Corresponde a la gratificación acordada entre empleador y colaborador, la cual debe ser pagada aun cuando la empresa no haya obtenido utilidades líquidas.
- **Otros Fijos no Imponibles:** Corresponde a las restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto.

#### Componentes Variables:

- **Bono Gestión Real Pagado:** Es el incentivo de gestión efectivamente pagado en base a cumplimiento de metas.
- **Gratificación No Garantizada:** Corresponde a la gratificación acordada entre empleador y colaborador, la cual está sujeta a la eventualidad de que la empresa obtenga utilidades líquidas en el respectivo ejercicio comercial.
- **Bonos e Incentivos de Producción:** Corresponde a la asignación en dinero percibida por el colaborador como incentivo a la productividad.
- **Comisiones e Incentivos por Venta:** Es la asignación en dinero recibida por el colaborador como incentivo a las ventas.
- **Otros Variables:** Corresponde a otros conceptos variables entregados a los colaboradores no descrito anteriormente.

Cabe destacar que, según información recibida de PWC, todos los haberes que no se encuentran detallados dentro de los componentes de remuneración descritos, se encuentran en categoría “otros”, ya sean fijos o variables, como renta bruta mensualizada. Es el caso por ejemplo de los recargos que pueda tener un operador del Centro de Control por turnos rotativos.

#### 6.2.5.4.2 Obligaciones Legales

Corresponden a obligaciones contempladas en la legislación chilena: seguro de cesantía, seguro de accidentes del trabajo y seguro de invalidez y sobrevivencia:

**Seguro de cesantía:** Corresponde al 2.4% de la remuneración bruta imponible mensual con tope de 120.3 UF, y que complementa el 0.6% que paga el trabajador (cotización total para el seguro de cesantía: 3.0%).

**Seguro contra accidentes del trabajo:** Corresponde al 0.95% de la remuneración bruta imponible mensual con tope de 80.2 UF.

**Seguro de invalidez y sobrevivencia:** Corresponde al 1.53% de la remuneración bruta imponible mensual con tope de 80.2 UF.

Salvo el 0.6% que paga el trabajador por concepto de seguro de cesantía, estos componentes no están considerados en la remuneración bruta, pero forman parte del costo laboral en que debe incurrir la EM.

#### 6.2.5.4.3 Beneficios Adicionales

Los beneficios adicionales corresponden a componentes no incluidos en la remuneración bruta y que pueden ser valorizados como costo empresa. Los beneficios adicionales considerados en la encuesta PWC son los siguientes:

- Asignación de celular
- Bono/Regalo por Años de Servicios
- Plan complementario de salud
- Licencias médicas
- Seguro de Vida
- Bono por nacimiento de un hijo
- Vale colación
- Sala cuna
- Bono escolar
- Matrimonio

#### 6.2.5.4.4 Costo empresa

A los efectos de determinar el costo total empresa por concepto de compensaciones del personal de la EM, el consultor ha considerado toda la información disponible en el estudio de compensaciones eSIREM, referente tanto a los componentes de la remuneración bruta como a los beneficios adicionales a la misma. En el caso del personal propio propio de la EM, como criterio general de inclusión de componentes de remuneración bruta y de beneficios adicionales, se consideraron aquellos que son entregados por al menos un 50% de las empresas de la encuesta PWC. En el caso del personal tercerizado se ha aplicado el mismo criterio, pero sólo sobre la remuneración bruta, pues su compensación no considera beneficios adicionales.

De esta manera, del total de componentes de la remuneración bruta y de los beneficios adicionales mencionados más arriba, no se consideran los siguientes, por no cumplir con el criterio establecido de 50%:

- Gratificación convencional garantizada
- Gratificación convencional no garantizada
- Bono de vacaciones
- Asignación de zona
- Vale colación
- Sala cuna
- Bono escolar
- Matrimonio

En el Anexo COMA\_3/Datos/ ModeloSTN2019, se presenta el modelo de cálculo del costo de remuneraciones de la EM.

#### 6.2.5.5 Homologación de cargos

La homologación tiene por objetivo identificar para cada cargo de la EM el cargo de la encuesta de remuneraciones.

La homologación de cargos se define luego del diseño de la estructura organizacional de la EM, las áreas funcionales y áreas de trabajo, los cargos para cada una de las áreas y la definición de las tareas y responsabilidades de cada puesto de dicha organización de la EM.

Luego se definen los cargos del Estudio de Remuneraciones que se ajustan a los cargos definidos para la EM.

El cargo de la encuesta PWC se determina a partir del perfil del cargo factible de realizar las actividades definidas para el cargo en la EM, analizando los cargos homólogos existentes en las empresas reales de la Muestra seleccionada.

Para la homologación de cada cargo se consideran los siguientes criterios:

- i) el organigrama de la EM y su estructura jerárquica, para verificar la razonabilidad del posicionamiento del cargo seleccionado en la estructura organizacional de la EM.
- ii) las funciones de cada área de la EM y la correspondencia con las funciones del cargo de la encuesta.

- iii) la posición del cargo respecto de sus jefes directos y sus subordinados para verificar que no haya solapamiento salarial entre el subordinado y su jefe inmediato.
- iv) el nivel de capacitación, la experiencia requerida para cada cargo y su grado de responsabilidad.

Los cargos escogidos y sus correspondientes remuneraciones deben otorgar diferenciaciones de jerarquía o niveles, acorde a las realidades de los cargos de la empresa y también deben ofrecer coherencia entre posiciones semejantes, aunque de diferentes áreas funcionales. Es decir, se debe conformar una EM con coherencia de remuneraciones tanto en el plano vertical de la organización como en los planos transversales.

A partir de los criterios señalados se realiza la homologación de cargos mediante los siguientes pasos:

- Identificación de las funciones y responsabilidades asociadas a cada cargo de la EM.
- Identificación del cargo representativo en la encuesta considerando la definición del punto anterior.
- Determinación de la remuneración asignada al cargo.

#### 6.2.5.6 Régimen de horas extras y guardias pasiva

En una empresa de servicios como la EM de transmisión nacional, existen eventos imprevistos tales como la atención de emergencias por fallas que requieren tareas de mantenimiento y operación para lo cual se requiere una mayor carga de trabajo que excede el horario habitual del personal de plantilla.

Dado que no resulta conveniente dimensionar la plantilla de la EM para situaciones de emergencia, porque implicaría tener una estructura sobredimensionada, es que se prevé para los puestos operativos que intervienen en dichos eventos la posibilidad de reforzar las tareas mediante la realización de horas extras.

Por otra parte en una empresa de servicios se requiere que ciertos puestos operativos que cumplen horario de oficina realicen un sistema de guardias pasivas, para atender emergencias y/o situaciones especiales los días de semana o fines de semana.

Mediante este sistema el personal cumple su horario de oficina y se retira del lugar de trabajo pero queda a disposición de la empresa en caso que se requiera su presencia física o mediante comunicaciones.

Este servicio de guardia pasiva debe ser remunerado como “bonificación por guardia” tal como se describe a continuación.

Bonificación por guardia: este cargo tiene en cuenta un sistema de guardias llamados “Turnos de Permanencia”, que son realizados por mandos medios y técnicos de mantenimiento (Inspectores, Ingenieros con funciones de supervisión de cuadrillas de terreno, técnicos de mantenimiento de protecciones y control) y puestos de operación clave (Jefe de Centro de Control y asistente, Supervisores de operación, operadores) quienes tienen la responsabilidad de atender las diversas situaciones que se puedan presentar, tanto de emergencia como de la rutina diaria, durante cada fin de semana o días festivo.

Por este servicio se le solicita al personal estar disponible en caso de que se presente una situación operativa que requiera una decisión que por la responsabilidad no pueda ser tomada por el contratista o personal de guardia que se encuentra activa en ese momento.

Este tipo de servicio también se requiere a los operadores y técnicos del personal de plantilla, que cumplen horario de oficina o turnos rotativos para que en casos de emergencia y fuera de su horario de trabajo tengan la disponibilidad para trabajar y reforzar el plantilla activa.

De esta manera el personal de mandos medios (del centro de control o jefaturas regionales) , y los operadores y técnicos del personal de plantilla en forma rotativa se turnan con sus colegas de nivel jerárquico similar para cumplir este régimen de guardias. Cuando son convocados en su guardia pueden tomar la decisión mediante una comunicación telefónica (caso de los mandos medios) o bien tener que desplazarse hasta el lugar donde sea requerido (caso de operadores y técnicos).

El costo total de estas “guardias” y las horas “extras” se calculó como un porcentaje sobre costo laboral de la remuneración base, tal como se muestra en Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Horas Extras y Guardia Pasiva”, parte integrante de la documentación digital adjunta a este informe.

Este sobre costo laboral impacta en el costo empresario de los cargos señalados de la EM en un porcentaje como se puede ver en Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ModeloSTN2019/ 2.- Estudio de Compensaciones\_Resumen\_Simulacion.

De esta forma, habiéndose realizado la homologación de cargos de la EM a partir de la Encuesta PWC, y asignado costos a cada cargo de la organización que resultan de esa homologación, se ha obtenido el costo de Remuneraciones Brutas de la EM a la que se suma el costo por las horas extras y la Bonificación por guardia descrita para los puestos operativos descritos.

### 6.2.6 Costos de rotación del personal

En todas las empresas existe un porcentaje de la plantilla que está sometido a rotación natural debido a migraciones del personal a otras empresas y/o desvinculaciones que requieren indemnización.

Se ha considerado un costo asociado a la rotación del personal que se estima del 2% del total de la plantilla, y de la cual se requiere indemnización al 50% del personal desvinculado. Los porcentajes señalados surgen de los antecedentes del estudio de transmisión troncal 2013. Dichos porcentajes se consideran adecuados dado que se está considerando una rotación natural del 2% considerando que los niveles salariales están ajustados a los perfiles de la EM y valores de mercado.

El costo de las indemnizaciones se ha considerado calculando una antigüedad promedio de 5 años y un tope de salario de 90 UF/mes.

Adicionalmente se ha considerado un costo de incorporación de personal equivalente al 2% de la plantilla con un costo unitario de incorporación igual a una remuneración mensual sin considerar los beneficios.

### **6.2.7 Análisis de tercerización de actividades**

Se realiza un análisis sobre la conveniencia de tercerizar algunas de las actividades operativas de la EM, contemplando las mejores prácticas de empresas de transmisión en la región.

Este análisis se realiza sobre aquellas actividades de operación y mantenimiento que son susceptibles de tercerizar en base al análisis de la importancia estratégica de las tareas. Para definir la importancia estratégica se tienen en cuenta aspectos tales como la confiabilidad operativa, la seguridad de los trabajadores, el control y supervisión del sistema, el nivel de calidad y especialización de los contratistas presentes en el mercado.

Para definir los aspectos mencionados se tendrán en cuenta las prácticas usuales en materia de tercerización de las empresas contratistas y los antecedentes regulatorios en la materia.

En particular se consideraron los siguientes criterios para identificar las actividades sujetas a tercerización: niveles de especialización requeridos y la posibilidad de conseguirlos en el mercado de contratistas, el volumen de las tareas a realizar considerando que en caso de tareas que se realizan en forma esporádica no conviene tener sobredimensionado la estructura de la empresa sino contratar cuando sea necesario, la confidencialidad de la información que se maneja que puede requerir no sea accesible a personal de terceros de la empresa, la criticidad de los equipos

que son objeto de operación y mantenimiento y que por razones de confiabilidad operativa resulta conveniente que sean desarrollados por personal propio y conocido de la propia empresa.

Sobre la base de los criterios anteriores se identifican las áreas operativas de la empresa y los cargos que son posibles de tercerizar y se analiza la factibilidad de la tercerización teniendo en cuenta la experiencia de la industria y de las empresas especializadas de outsourcing de manera de minimizar los costos operativos en que debe incurrir la EM.

#### 6.2.7.1 Análisis de la importancia estratégica

Antes de valorizar la estructura de una organización eficiente se requiere definir las políticas de tercerización óptimas ya que el personal tercerizado no forma parte de la estructura de personal propia de la empresa y solamente se debe incluir en esa estructura propia el personal para realizar las especificaciones técnicas, la coordinación y el control de los contratistas. En efecto, una empresa eficiente que realice la tercerización de actividades debe contar con las especificaciones técnicas para exigir al contratista una calidad de ejecución de los trabajos acorde a los niveles de confiabilidad requeridos, y disponer de una contraparte en el personal propio para coordinar y controlar adecuadamente la ejecución de esos trabajos.

Las tareas factibles de tercerizar son aquellas vinculadas con los trabajos de terreno relacionados a las tareas de mantenimiento excepto las tareas de supervisión, análisis y evaluación para la toma de decisiones que son estratégicas para la calidad y confiabilidad del sistema, y para las cual se requieren perfiles de formación y experiencia específicos que es posible lograr con el personal de plantilla debido a su permanencia y capacitación continua.

Por lo señalado no se consideran tercerizadas las áreas de operación centralizada, operación y coordinación regional, debido a que son trabajos de una alta especialización y una pieza vital para el servicio por lo que la EM está en la obligación de dirigir el trabajo y emitir órdenes directas y precisas para la ejecución de estas labores.

Tampoco se consideran tercerizadas las tareas de mantenimiento de sistemas de comunicaciones, protecciones y control dado su importancia estratégica, el impacto en el sistema en caso de fallas y un alto nivel de formación y capacitación específica.

Los motivos específicos para la no tercerización de las tareas antes indicadas se presentan a continuación:

#### **Operación Centralizada y Coordinación Regional.**

Para mantener la seguridad de los trabajadores y que sus operaciones garanticen la seguridad de terceros, así como un nivel de calidad de servicio adecuado, la empresa debe contar con personal propio para cumplir con esta parte del proceso.

Se debe considerar además que al ser un proceso crítico en la empresa, es necesario garantizar la seguridad de los trabajadores mediante la formación (capacitación) del personal que realiza las maniobras desde el Centro de Control.

Solo las tareas de terreno vinculadas a la operación se han considerado tercerizadas dado las ventajas que presentan los contratistas especialmente en situaciones de emergencia debido a que pueden ser convocadas a demanda, y a su despliegue territorial. Dentro de este tipo se consideran por ejemplo la confirmación visual en caso de apertura de seccionadores desde el centro de control o la apertura manual cuando no está motorizado o el relevamiento de algún tipo de información en situaciones de emergencia en combinación con las cuadrillas de mantenimiento. No obstante lo anterior estas tareas son coordinadas y supervisadas por el personal propio del centro de control principal y regional y apoyadas por el personal operativo y de supervisión de las unidades regionales.

### **Mantenimiento de protecciones, comunicaciones y control.**

Dentro de este rubro se consideran la Inspección y reparación de protecciones, telecomunicaciones y SCADA.

Este tipo de tareas que exige una alta especialización y actualización de conocimiento tiene un amplio espectro de marcas de equipamiento por lo cual resultaría complejo atomizar el universo de contratistas razón por la cual se decide realizar con personal propio.

Estas labores realizadas por personal propio permiten asegurar y monitorear que su capacitación esté acorde con los últimos adelantos tecnológicos y medidas de seguridad necesarias, logrando la disminución de tiempos y evitando posibles accidentes

De otro lado, el contar con personal propio para estas labores hace que se cohesione la lealtad del trabajador hacia la empresa logrando de esta forma una correcta gestión empresarial, al coincidir y alinearse los trabajadores a la cultura, valores y objetivos lo que permite obtener los estándares de confiabilidad y calidad requeridos.

#### 6.2.7.2 Análisis de la conveniencia económica

Este análisis se realiza sobre aquellas actividades de operación y mantenimiento que son susceptibles de tercerizar en base al análisis de importancia estratégica.

Para realizar el análisis de conveniencia económica se deben comparar los costos operacionales de mano de obra de los cargos que integran las cuadrillas de actividades de terreno que podrían realizar las tareas tercerizadas versus los costos para dichos cargos conformados por personal propio.

Para este análisis se siguen las siguientes etapas:

- 1) Definición de los tipos de contratistas que utilizará la EM.
- 2) Homologación de los puestos de terreno susceptibles de tercerizar en los puestos disponibles en la encuesta.
- 3) Comparar el costo laboral de la mano de obra propia versus la tercerizadas. En ambos casos se debe considerar las rentas de mercado de la encuesta y las obligaciones legales y adicionalmente incluir el costo de administración y utilidades eficientes del contratista para el caso de las tercerizadas.

Las tareas realizadas por este personal están relacionadas al mantenimiento de líneas y subestaciones algunas de ellas realizadas con tensión que requiere personal de alta calificación y experiencia dado los riesgos involucrados y el impacto que podrían tener en el sistema eléctrico eventuales errores de ejecución por este motivo se considera el Electricista II con el apoyo del Técnico de Mantenimiento I y II que colaboran y apoyan al primero. La supervisión y coordinación del trabajo de la cuadrilla con la empresa principal y la interlocución con la contraparte está a cargo del Jefe de la cuadrilla.

Para Contratista se seleccionaron los siguientes cargos para las cuadrillas de contratista:

Puesto EM - Líneas	Puesto EM – Estaciones	Cargo PWC
Jefe de Cuadrilla Líneas	Jefe de Cuadrilla Estaciones	Supervisor de Mantenimiento Terreno
Liniero principal	Técnico principal de subestación	Electricista II
Liniero Auxiliar	Técnico auxiliar de subestación	Técnico Mantenimiento I
Ayudante Líneas	Ayudante Estaciones	Técnico Mantenimiento Terreno II
Operador de vehículos especiales Líneas	Operador de vehículos especiales Estaciones	Operador II
	Técnico de comunicaciones, control y protecciones	Instrumentista I

En el Anexo COMA\_1\_Organización de la Empresa, se encuentran descritas las funciones y responsabilidades de los puestos de cuadrillas de terreno de la EM.

A continuación se describen las funciones y responsabilidades de los puestos homologados de la encuesta PWC para cada uno de los cargos de cuadrillas de terreno de la EM:

Supervisor de Mantenimiento Terreno: Encargado de supervisar a los trabajadores asignados para la mantención y reparación de equipos controlando el cumplimiento de las tareas asignadas y las normas de calidad establecidas.

Electricista II: Desmonta, repara y monta diferentes tipos de equipos eléctricos. Instala y conecta conductores, descubre los desperfectos con ayuda de instrumentos y repara o reemplaza las piezas rotas o gastadas. Interpreta diagramas, catálogos y planos. Posee una alta calificación técnica. Se diferencia del Electricista I por realizar funciones de naturaleza menos compleja, pero colaborando con él en trabajos de mayor envergadura.

Técnico Mantenimiento I: Realiza el montaje y mantenimiento de instalaciones mecánicas y equipos accesorios. Interpreta diagramas, catálogos y planos. Maneja los materiales, herramientas y equipos relacionados con su área de trabajo. Ejecuta servicios generales de mecánica de mantenimiento industrial y reparaciones.

Técnico Mantenimiento Terreno II: Realiza trabajos de mantención y reparación de equipos complejos y otros. Investiga y detecta fallas solucionando, en general, problemas de menor complejidad que aquellos que enfrentan los cargos de ingeniería de mantención. Se diferencia del Técnico de Mantenimiento Terreno I, por tener menor experiencia, desarrollar trabajos más simples y rutinarios y por tener una supervisión frecuente en el desarrollo de su trabajo.

Operador II: Trabajador altamente especializado en la operación de maquinarias, equipos o sistemas secundarios del área productiva. Se diferencia del Operador I por poseer menos experiencia y conocimientos de los equipos que opera. Generalmente debe recibir capacitación específica para la realización de sus funciones.

Instrumentista I: Realiza rutinas de mantención preventiva de equipos atendiendo urgencias. Calibra instrumentos y mantiene registros. Lee e interpreta planos para la mantención y reparación de sistemas, instrumentos y equipos electrónicos

Finalmente para obtener el costo del personal tercerizado a los costos de remuneraciones determinados se les incluyen los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista (obligaciones legales) más un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado de personal tercerizado.

El costo de administración y utilidades se determinan como el fijado por la CNE en el estudio troncal del año 2013 y que fuera homologado por el Panel de Expertos:

- Costos de administración: 9,35% del costo laboral
- Utilidad: 4,4% sobre la suma del costo laboral más costo de administración.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de los costos de las remuneraciones de los cargos de terreno para las alternativas de personal propio y tercerizado.

De acuerdo a las bases técnicas se ha considerado P25 y P50 para personal tercerizado y personal propio respectivamente, ambos tomados de la encuesta especial.

Puesto PWC	Costo Tercerizado (USD/año)(*)	Costo Personal Ppio (USD/año)	Dif Ter/Ppio
Supervisor de Mantenimiento Terreno	23.753	26.715	-11%
Electricista II	14.013	14.925	-6%
Técnico Mantenimiento I	13.377	18.661	-28%
Técnico Mantenimiento Terreno II	10.874	14.194	-23%
Operador II	13.849	19.746	-30%
Instrumentista I	-	24.190	

(\*) Incluye costo de administración y utilidades del contratista.

No se compara el instrumentista dado que estas tareas que son realizadas por personal propio como se explicó en análisis estratégico de tercerización y requieren un gran nivel de especialización debido a su complejidad, cantidad de marcas y tipos de equipos involucrados y la permanente evolución de la tecnología.

Es evidente que los cargos en los cuales el valor de la mano de obra tercerizada es inferior al costo del mismo cargo en la empresa, son directamente contratados con terceros. Sin embargo, existen cargos en los cuales el costo de tercerización puede ser superior al costo empresa, pero las empresas igualmente optan por tercerizar, aun cuando la diferencia de costos se ubique en un rango entre 5% y 10%.

Las empresas tercerizan su mano de obra aún con estos porcentajes, debido a que evalúan que existen beneficios asociados, que compensan los mayores costos. Estos beneficios incluyen elementos cuantitativos y cualitativos tales como: i) se eliminan los costos laborales asociados a las ausencias y se cuenta con un reemplazo ágil del trabajador en caso de ausencias o enfermedad; ii) se reducen los gastos en áreas de apoyo y gastos generales.; iii) se eliminan las ineficiencias de las holguras dado que se paga solo la mano de obra demandada lo que evita tener personal ocioso cuando el mismo no es requerido especialmente en las tareas con picos de trabajo iv) se ha

constatado en la práctica de las empresas que es más fácil supervisar y controlar un cargo de outsourcing que un empleado propio; v) se disminuyen considerablemente los costos de supervisión y esta se hace más eficiente.

#### **6.2.8 Otras actividades de administración sujetas a tercerización.**

Como es práctica usual en las empresas, resulta conveniente tercerizar las actividades que requieren habilidades, equipamientos y experiencia específica que no son parte del negocio de transmisión. Dentro de estas actividades se encuentra la vigilancia presencial y las tareas de aseo y limpieza de edificios que son considerados como servicios proporcionados por empresas contratistas.

Existen otros servicios, como las asesorías, que no son requeridos en forma continua por lo que resulta eficiente contratarlos solo cuando son requeridos a los efectos de evitar cargar a la EM con los costos de recursos de mano de obra que serían de baja utilización en la EM en caso de ser parte de su estructura organizacional.

#### **6.2.9 Valorización de los recursos a precios de mercado**

Los recursos físicos de mano de obra, materiales, insumos y servicios calculados en la etapa anterior se valorizan a precios de mercado.

Los costos unitarios utilizados para la valorización fueron:

- Mano de obra: según resultados de la encuesta remuneraciones y análisis de tercerización que se desarrollo en el informe.
- Equipos y herramientas de trabajo, y vehículos: según cotizaciones que surgen de relevamiento de mercado y antecedentes regulatorios.
- Repuestos y materiales: costos unitarios consistentes con los diseños constructivos de los componentes de las instalaciones y precios de mercado. Los precios de mercado de los materiales han considerado el volumen de las adquisiciones para OyM y descuentos por economías de escala según la experiencia del Consultor.

Los costos de los recursos modelados, se han valorizan según costos de mercado, considerando su valor al 31 de diciembre de 2017 y posteriormente su equivalencia en dólares, utilizando para ello el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2017.

##### **6.2.9.1 Personal propio**

Los costos unitarios de las remuneraciones del personal de la empresa, se obtienen a partir del procesamiento de una encuesta de remuneraciones, donde se realiza un proceso de homologación de cada uno de los cargos modelados con los cargos encuestados. La metodología específica se desarrolla en el punto 6.2.5.

#### 6.2.9.2 Servicios de operación y mantenimiento tercerizados

Las tareas susceptibles de tercerizar se valorizan con los costos de un contratista eficiente en la medida que resulte económicamente conveniente la ejecución tercerizada. Este análisis se presentó en el capítulo de “Análisis de tercerización de actividades”

Estos servicios vinculados a las tareas de operación y mantenimiento en terreno que se consideran tercerizadas se valorizan considerando el cálculo de un contratista eficiente a partir de los costos de personal obtenidos de la encuesta de remuneraciones con la consideración de un margen para cubrir costos administrativos y utilidades del contratista.

Adicionalmente se han considerado como parte del costo del contratista los costos de los vehículos, equipos y herramientas obtenidos de cotizaciones del mercado habitual de proveedores.

Para los vehículos se consideran dos componentes de costo:

- Costo fijo: costo de alquiler anual del vehículo o costo de compra en caso de tratarse de un vehículo propio. En este último caso se valoriza con fines comparativos con la anualidad del costo de capital más los costos fijos (permisos, revisión técnica, gestión del parque de vehículos, mantenimiento, vehículo sustituto, mantenimiento, etc).
- Costo variable: que es el combustible asociado a la cantidad de km recorridos teniendo en cuenta el costo de combustible y el rendimiento de consumo del vehículo, más los costos de peajes.

Se efectuó el análisis de la conveniencia entre alquiler vs compra que se presenta en el capítulo de BM&I.

Los costos de herramientas y equipos de las cuadrillas tercerizadas se han definido en función del tipo de tarea que realiza cada Cuadrilla.

Adicionalmente se considera los elementos de seguridad personal que debe llevar cada operario que integra la cuadrilla.

El KIT<sup>22</sup> de herramientas (KITH) y elementos de seguridad (KITS) del operario que integra cada cuadrilla se presenta en el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Herramientas Cuadrillas

Sobre la base de los costos señalados se calcula un costo anual de cuadrilla como la suma de los costos de personal tercerizado, vehículos, y el costo de las herramientas anualizado.

Los costos de las cuadrillas tercerizadas que resultan son:

		Costo Personal	Costo Vehiculos	Costo Herramientas	Costo Cuadrilla	Pernocte	Costo Combustible /Peajes
Código Cuadrilla	Descripción	USD/año	USD/año	USD/año	USD/año	USD/noc he	USD/km
CMINP	Inspección pedestre de Líneas Aéreas	51.144	11.070	13.370	75.584	238	0,15
CMLVA	Lavado de aisladores con tensión	64.993	152.046	1.219	218.257	317	0,31
CMTCT	Trabajos con Tensión	92.383	47.766	11.147	151.296	476	0,31
CMPOR	Poda y Roce	84.072	77.112	2.222	163.406	476	0,47
CMELA	Mantenimiento de Estructuras y líneas sin Tensión	64.993	47.766	10.213	122.971	317	0,31
CMCAM	Mantenimiento de Caminos de Acceso	27.698	84.423	236	112.357	159	0,33
CMLMA	Lavado manual de aisladores	64.993	47.766	1.165	113.924	317	0,31
CMIEP	Inspección y revisión de equipos primarios en SE	65.793	11.070	11.782	88.644	317	0,15
CMLIM	Limpieza de subestaciones	67.248	11.070	745	79.062	397	0,15
COPER	Operación en terreno	64.521	11.070	462	76.052	317	0,15
CMLSE	Lavado de Subestaciones	73.363	185.310	1.449	260.121	397	0,39
CMREP	Reparación de equipos primarios en SE	75.395	11.070	6.416	92.880	397	0,15
CMEPSA	Mantenimiento y reparacion de equipos primarios y SSAA	75.395	52.092	10.802	138.289	397	0,31

Los costos de pernocte incluyen los costos de alojamiento y comidas para el personal de la cuadrilla.

Los costos de combustible fueron determinados en función del consumo específico y el costo de combustible.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Costo Cuadrillas Tercerizadas, se encuentra la valorización de las cuadrillas tercerizadas con sus archivos de respaldo vinculados:

- Herramientas cuadrillas específicas – modelo: listado de herramientas, cantidades y costos unitarios.

22 Kit: se refiere a un conjunto de elementos específicos requeridos para ejecutar la labor del operario.

- 2.- Estudio de Compensaciones\_Resumen: costos de los puestos tercerizados según encuesta PWC
- Precios Insumos No Eléctricos/hoja Vehículos: costos de vehículos.
- Precios Insumos No Eléctricos/hoja Viáticos operacionales: costos de pernocte

### **Materiales de explotación**

Los costos unitarios de los materiales para cada intervención, que se utilizan en las distintas actividades de Operación y Mantenimiento, se obtienen a partir de los costos de mercado consistentes con los costos utilizados para valorizar el V.I y considerando descuentos en las compras por economías de escala.

#### **6.2.10 Gastos generales y otros servicios tercerizados**

Estos gastos comprenden múltiples conceptos relacionados con la operación, mantenimiento y administración de la EM.

Como es usual en la operación de las empresas, se consideran tercerizadas las tareas de aseo y limpieza de edificios, vigilancia de subestaciones, y asesorías específicas.

Se presenta a continuación una lista de los gastos e insumos de la cual se analiza su pertinencia y cantidad a incluir en los costos eficientes de la EM constatando que no estén incluidos en las otras partidas de costo señaladas.

Dada la diversidad en la naturaleza de estos gastos se utilizaron todas las fuentes de información disponibles, tales como costos de mercado, y/o información presentada por las empresas validada como eficiente, información de antecedentes regulatorios de procesos de tarificación en Chile debidamente actualizados, y/o ratios de eficiencia de manera que permitan verificar la razonabilidad de los costos propuestos.

Se presenta una descripción de las partidas, la pertinencia de su inclusión y los costos unitarios considerados.

En el el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Eléctricos, se presenta el detalle de los cálculos realizados.

Los costos de vigilancia de accesos en oficinas centrales y regionales se incluyen en los gastos de mantenimiento del edificio.

#### 6.2.10.1 Gastos en seguridad (vigilancia) de subestaciones

A los efectos de resguardar la seguridad patrimonial para oficinas zonales, bodegas y subestaciones según importancia patrimonial se requiere disponer de un servicio de vigilancia.

Se ha considerado el costo del servicio de vigilancia con guardia presencial en las 5 subestaciones de mayor importancia patrimonial consideradas en el Sistema de Transmisión Nacional.

Se consideran en total 24 guardias para control de acceso. El régimen de trabajo es de dos turnos rotativos de 12 horas diarias, de cuatro días de trabajo por cuatro de descanso, todo el año. Para el costo por guardia se ha tomado la encuesta PWC con percentil 25% y los márgenes del contratista de gastos de administración y utilidad del contratista.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Eléctricos/ Vigilancia SE, se presenta el detalle del cálculo realizado.

Los costos de vigilancia de accesos en oficinas se incluyen en los gastos de mantenimiento del edificio.”

#### 6.2.10.2 Aseo y limpieza de edificios, y bodegas

Para modelar el costo de aseo de los edificios, se considera una superficie que resulta del cálculo de los m2 de la EM en función de la cantidad de personal y se valoriza con el costo unitario del servicio según valores representativos del mercado.

De manera similar se considera un costo unitario por m2 para el aseo y limpieza de bodegas y considerando los m2 definidos para dichas áreas.

Para la determinación del costo unitario de aseo y limpieza se consideró el valor promedio informado por las empresas que fue verificado mediante un cálculo de eficiencia.

Para bodegas se asume un costo por m2 considerando la relación entre el costo por m2 de aseo de bodegas y el costo por m2 de aseo de edificios mediante un ratio eficiente.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Eléctricos/ Aseo y limpieza, se presenta el detalle del cálculo realizado.

#### 6.2.10.3 Gastos del directorio

Se considera un directorio compuesto por un presidente, y cuatro directores lo que se estima razonable de acuerdo con el tamaño de la empresa

Para cada director se considera honorarios anuales y un gasto para el funcionamiento del directorio.

Las honorarios de los directores varían en cada empresa, y en algunos casos los directores renuncian al cobro de dichos honorarios. Tal el caso de la información presentada por una empresa de transmisión que en el año 2017, cuatro de los nueve directores rescindieron del pago, por lo que el honorario promedio por director fue de 50.000 USD/año.

Se ha considerado en forma referencial honorarios de 50.000 USD/año por director con base de lo relevado de la información de las empresas y a los antecedentes regulatorios vigentes (Estudio Troncal 2013). Los gastos generales del directorio se asumieron como un porcentaje eficiente de los honorarios.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Eléctricos/ Remuneración Directorio, se presenta el detalle del cálculo realizado.

#### 6.2.10.4 Contribuciones por terrenos de SSEE y edificios de la EM

Respecto del cálculo de las contribuciones, se ha seguido la metodología indicada en el Anexo COMA\_2\_Contribuciones y el detalle del cálculo se puede ver en Anexo COMA\_3 Modelo/Datos / Precios Insumos No Eléctricos/Insumos No Elec SE, y sus archivos de soporte relacionados:

- Costo Metro Cuadrado Contribuciones en US\$ Dic 2017
- Avalúo y Pago de Contribuciones

#### 6.2.10.5 Asesorías, estudios y otros servicios (estados financieros, tributarias y contables, legales, estudio tarifario, plan de desarrollo, calidad y normas técnicas, laborales y prevención de riesgos, otros estudios regulatorios, auditorías)

Se determinó el costo de esta partida de acuerdo a las necesidades de la empresa eficiente. Ésta se estimó sobre la base de costos referenciales eficientes basados en información de mercado y/o antecedentes regulatorios.

Las partidas identificadas como asesorías son:

- Auditoría a los Estados Financieros: esta actividad debe ser realizadas por empresas auditoras inscritas en los registros de la Comisión para el mercado financiero y constituye una obligación para las sociedades anónimas abiertas.
- Asesorías tributarias y contables: corresponde a actividades asociadas a los estados financieros. La empresa debe realizar análisis razonados de sus posiciones, realizar análisis

de deterioro de sus activos, cálculos mucho más específicos de la valorización de activos, pasivos, deudas, provisiones y otras figuras contables exigidas por la Comisión para el mercado financiero. En materia tributaria la empresa debe mantenerse actualizada de las últimas novedades en la materia mediante asesorías especializadas.

- Asesorías y gastos legales: si bien la empresa dispone de un área de asesoría legal, se ve involucrada en eventos legales en toda la extensión de su concesión, para lo cual resulta más adecuada encargar responsabilidades a abogados de las distintas plaza, para interactuar con juzgados, notarías, conservadores de bienes raíces, otras empresas, proveedores y clientes.
- Estudio valorización sistema nacional: el estudio de valorización corresponde a un gasto cada 4 años, que la empresa realiza para desarrollar su estudio tarifario. El costo del estudio considerado surge de la Resolución-Exenta-N°467\_09-08-2019, llevado a precios de diciembre de 2017 con los deflatores pertinentes. La asignación del costo del estudio a cada propietario se realizó sobre la base de la información preliminar enviada por la CNE sobre la base del decreto 23 T y las instalaciones contenidas en la base de datos del Coordinador<sup>23</sup>.
- Asesorías en Plan de Desarrollo: se trata de asesorías de apoyo estratégicas para definir infraestructura real futura (eléctrica y no eléctrica) y sus inversiones de desarrollo. El objetivo específico de estas asesorías es poder acompañar los estudios que realiza el Coordinador Nacional y realizar las interacciones pertinentes.
- Asesorías en Calidad y establecimiento de Normas Técnicas: el desarrollo tecnológico y los requerimientos de los clientes exigen que la empresa tenga un plan permanente de mejoramiento de sus instalaciones, para aumentar la confiabilidad de sus prestaciones y lograr la satisfacción de sus clientes. Para ello se realizan asesorías que apuntan a la calidad del servicio y al establecimiento o perfeccionamiento de normas técnicas.
- Asesorías Laborales y Prevención de Riesgos: se incluye con la contratación de personal de reemplazo, estudio de remuneraciones; estudios relacionados a la organización, como clima laboral, estrategias de participación y otras; estudios relacionados con nuevas normativas laborales, interpretación y aplicabilidad e impacto en la organización. En los temas de Prevención de Riesgos, Salud Ocupacional y Medioambiente se requiere

---

<sup>23</sup> La asignación del estudio de valorización del sistema nacional fue realizada a cada propietario en función de su participación en el pago total del estudio de acuerdo a la información contenida en la RESOLUCIÓN CNE N°467. Dicho proceso no pudo asignar la parte del estudio que corresponde a los siguientes propietarios: Centinela Transmisión, EPM Transmisión, Transchile y Zaldívar Transmisión, dado que los mismos no aparecen en la base de datos ni total ni parcialmente como propietarios de los tramos de transporte y subestación que forman parte del estudio VAT.

constantemente realizar estudios de las condiciones de trabajo del personal, de los impactos de la actividad en el medio ambiente y de interpretación de nuevas normativas.

El detalle de cálculo y soportes se pueden ver en :

Anexo COMA\_3 Modelo/Datos / Precios Insumos No Eléctricos/Asesorías.

#### 6.2.10.6 Gastos de Imagen institucional

Para obtener un costo anual para la EM se consideraron relevamientos de mercado para empresas similares.

Para obtener un costo anual para la EM se tomaron tres presupuestos para el desarrollo de la imagen empresarial tomados de los antecedentes regulatorios. Dichos presupuestos corresponden a proyectos de diferente orden de magnitud, y en base a lo anterior se obtuvo un costo estimado promedio para la EM.

#### 6.2.10.7 Gastos de capacitación

Para estimar el costo de capacitación de la empresa de transmisión nacional, se consideró que un 50% del total del personal propio se capacita por año, considerando para ello 45 horas de capacitación al año a un costo de 20 US\$/hora por cada trabajador. Lo anterior basado en antecedentes regulatorios. Lo anterior basado en antecedentes regulatorios (Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuadrienio 2016-2019, según Resolución Exenta Nro 616).

#### 6.2.10.8 Gastos por viajes no operacionales (pasajes y viáticos)

Los empleados con nivel de gerentes, subgerentes y jefes requieren viajes entre las regionales y Santiago y/o subestaciones, u otros emplazamientos con motivo de reuniones de trabajo entre empleados y terceros de la empresa.

Se estimó los costos de pasajes, alojamiento y estadía por año para cada nivel profesional y la estimación de un costo por año.

El detalle de cálculo y soportes se pueden ver en :

Anexo COMA\_3 Modelo/Datos / Precios Insumos No Eléctricos/Viáticos no operacionales

#### 6.2.10.9 Gastos de viáticos operacionales de personal de planitilla

El personal operativo de plantilla la mayoría de las veces tiene que realizar jornadas muy extensas por el viaje que involucra llegar a las instalaciones y se requiere reconocer los gastos de almuerzo y alojamiento que serán contemplados como un costo unitario para el personal operativo.

Se realizó un análisis crítico de la información de costos unitarios de alojamiento y comidas presentada por las empresas contra un relevamiento de mercado.

Se consideró el costo promedio diario de alojamiento que resulta del relevamiento del mercado y el costo promedio de comidas informado por las empresas con la siguiente cantidad de días:

- Ingenieros, supervisores y técnicos de las unidades regionales: 52 días por año, se considera un viaje de dos días cada dos semanas.
- Operadores de subestación: 10 días por año.

El detalle de cálculo y soportes se pueden ver en :

Anexo COMA\_3 Modelo/Datos / Precios Insumos No Eléctricos/Viáticos operacionales

Para el personal tercerizado los costos de alojamiento y comidas para el personal de terreno se incluyen en los costos de los servicios tercerizados, determinando la cantidad de días en función del tiempo requerido de pernocte para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

#### **6.2.10.10 Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles**

El criterio a utilizar por la EM para determinar su cobertura es proteger sus activos de una pérdida catastrófica, que pueda interrumpir el servicio eléctrico. De acuerdo a la normativa existente, la empresa tiene la responsabilidad de recuperar los servicios dañados, incluso en los casos de fuerza mayor. Es así que la EM asegura sus instalaciones, tanto las subestaciones y las administrativas como oficinas, bodegas y sus contenidos.

Se consideraron seguros de los activos eléctricos y no eléctricos (edificaciones) , responsabilidad civil de contratistas y contra terrorismo.

La prima de seguro para calcular el costo anual que la EM debe pagar por dicho concepto, se determina aplicando la prima correspondiente sobre el VI de la subestación completa descontado el VI de las instalaciones correspondientes a tramos de sistemas zonales y dedicados. En otras palabras, el VI sobre el que se aplica la prima de seguro corresponde a la suma del VI del tramo de subestación (instalaciones comunes) y del VI de las instalaciones asignadas a los tramos de transporte de línea y de transformación del STN. El VI del tramo de subestación para efecto del

seguro, no incluye líneas de transmisión, terrenos, servidumbres, intangibles ni capital de explotación tal como indican las bases técnicas.

El V.I antes señalado se determinó utilizando la base de datos SQL

Se estimó el costo de los seguros sobre la base de las primas referenciales basadas en información de estudios regulatorios (Estudio de transmisión Troncal y Subtransmisión 2013) e información disponible relevada de las empresas de transmisión.

Se han considerado las siguiente premisas para el cálculo de los seguros:

Seguro	Base de cálculo	Prima de seguros
Seguro para siniestro en subestaciones	Ver texto señalado	0,175%
Seguro para siniestro en BM&I	V.I DE BM&I	0,26%
Seguro para responsabilidad civil contratistas	Contratos OyM	0,23%
Seguro contra terrorismo	V.I estaciones sin terrenos ni servidumbres	0,0026%

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos / Precios Insumos No Eléctricos/Seguros, se puede ver el detalle del cálculo y la fuente de cada prima utilizada.

#### 6.2.10.11 [Gastos en patentes comerciales](#)

Las empresas están sujetas al pago de Patentes Comerciales, con beneficio de los municipios donde realizan sus actividades comerciales. Se relevó el costo de dichas patentes que se incorporará al COMA.

La explicación del cálculo se encuentra en el Anexo COMA\_4\_Patentes Comerciales.

#### 6.2.10.12 [Consumos básicos de gas, electricidad y agua en edificios](#)

Estos gastos corresponden a todos los gastos incurridos en servicios básicos en los recintos de la empresa de transmisión. Se analizó la razonabilidad del consumo por subestación y por año y el costo según precios del servicio público considerado.

Estos gastos corresponden a los incurridos en servicios básicos en los recintos de la empresa de transmisión.

Se realizó un relevamiento del consumo de agua, y electricidad por empleado, presentado por las empresas, y se determinó el valor referencial como el promedio de los valores presentados, contrastando dicho valor como eficiente contra el reconocido en el Estudio de transmisión Troncal de 2013.

#### **6.2.10.13**      Consumos básicos de electricidad de subestaciones

Estos gastos corresponden al consumo de eléctrico de subestaciones. Las empresas toman la energía eléctrica requerida del transformador de servicios auxiliares y/o de un transformador de distribución de la empresa distribuidora

El consumo de las estaciones está constituido por la refrigeración de los transformadores, iluminación, aire acondicionado de salas de control, iluminación y dispositivos de comando.

Para determinar el consumo se clasificaron las subestaciones en función de su tamaño, evaluado como la cantidad de equipamiento y superficie de las mismas. Con el criterio señalado se clasificaron en subestaciones: muy grandes, grandes, medianas, pequeñas y muy pequeñas. La metodología aplicada y criterios para clasificar las estaciones en función de su tamaño se encuentra en el Anexo 6 a este informe.

Se agruparon las estaciones según la clasificación mencionada y se relevó el consumo promedio por estación informado por las empresas, y precio promedio de la energía consumida para determinar el costo por estación y tipo.

Se estimó el consumo eficiente como un 70% del consumo relevado considerando que existe un 30% producto del consumo de energía de los contratistas que realizan obras tomando energía eléctrica de la estación y las posibilidades de mejora para optimizar el consumo.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Resumen Consumo subestaciones, se encuentran los cálculos realizados.

#### **6.2.10.14**      Costos de comunicaciones en telefonía fija y móvil (celular y satelital)

En forma similar se consideró como valor referencial el promedio de los valores informados por las empresas contrastando el valor como eficiente contra los antecedentes del estudio de transmisión troncal de 2013.

#### **6.2.10.15**      Servicio de datos (internet y respaldo de datos)

Se han considerado los enlaces de datos de las subestaciones con el Centro de Control para el SCADA y televigilancia que requiere el sistema de telecomunicaciones.

La cantidad de enlaces se determinó sobre la base de la información enviada por las empresas para cada estación transformadora.

Para las telecomunicaciones de administración se ha considerado un servicio de internet para el edificio corporativo y los cuatro emplazamientos regionales.

Adicionalmente se considera un servicio de respaldo de datos por seguridad informática.

Los costos fueron estimados con las cantidades de canales de comunicación y sobre la base de un costo unitario promedio por canal de comunicación.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/Servicio de datos, se encuentran los cálculos realizados.

#### **6.2.10.16**      [Gastos en mantenimiento sistemas informáticos \(actualización software y hardware\)](#)

La inversión en microinformática está acompañada de un gasto en mantención y soporte de los equipos y software. Ésta se calculó como un 15% del costo de inversión del software. Se asume que en los costos de mantención de licencias de software se incluyen su utilización como las mejoras, corrección de errores y soporte especializado.

Para el mantenimiento del hardware se consideró un porcentaje de costo de mantenimiento del 5% sobre el costo de inversión

De manera similar se consideró un costo de mantenimiento de software y hardware corporativo asumiendo los porcentajes señalados.

Para las impresoras se reconoció un porcentaje de mantenimiento del 10% del costo de inversión.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Insumos No Elec Gral. se pueden ver los cálculos realizados.

#### **6.2.10.17**      [Gastos de mantenimiento del SCADA](#)

Son los gastos de mantenimiento asociados con el hardware y actualización de licencia y se estiman como un 15% del costo de inversión del sistema SCADA. Este costo de mantenimiento, así como sus aplicativos asociados fue calculado como un porcentaje del costo de inversión del mismo. El porcentaje aplicado se basó en consultas a proveedores especializados, experiencia propia del Consultor en aplicativos similares y en valores típicos de mantenimiento de Softwares relevados de publicaciones especializadas.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Insumos No Elec Gral se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.18 [Gastos de mantenimiento del equipamiento utilizado para OyM](#)

Son los gastos de actualización del Software y equipamiento específico utilizado por el personal de plantilla para el mantenimiento de protecciones, y control.

Se asume un costo del 5% para el hardware y 15% para el software.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Insumos No Elec Gral se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.19 [Materiales e insumos computacionales](#)

En la EM todos los empleados administrativos poseen un computador, a la vez que existen impresoras, faxes y plotter que se comparten en las áreas funcionales. Todo este equipamiento necesita de suministros como papel y toners, entre los principales insumos, que se suma a los suministros de oficinas, como fotocopias, lápices, cuadernos, blocks, carpetas, etc.

Se estimó el consumo de los elementos e insumos computacionales por empleado y por año y se valorizó a precios de mercado.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Insumos Computacionales se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.20 [Memoria anual](#)

Para la obtención del valor a considerar en la edición de la memoria anual de la empresa, se considera la memoria típica para este tipo de empresas y se valorizará sobre la base de costos unitarios de mercado.

En base a la información recogida se calculó el monto total para la confección de una memoria anual en diseño e impresión y se multiplicó por el total de memorias a imprimir.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Memoria anual, se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.21 [Publicaciones y avisos](#)

El gasto que realizan las empresas en Publicaciones y Avisos, se recoge del valor de mercado dos periódicos con cobertura nacional en que habitualmente las empresas de distribución de energía eléctrica publican avisos y otras publicaciones.

El gasto que realizan las empresas en Publicaciones y Avisos, se recogió del valor de mercado dos periódicos con cobertura nacional en que habitualmente las empresas de distribución de energía eléctrica publican avisos y otras publicaciones

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Publicaciones y avisos, se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.22      [Fotocopias, formularios, útiles y materiales de oficina](#)

Para el cálculo del costo del consumo de fotocopias por empleado al año se analizó la información presentada por las empresas y mediante un benchmarking se determinó el valor eficiente.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Fotocopias, se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.23      [Retiro y disposición de residuos \(tóxicos y no tóxicos\)](#)

La empresa genera anualmente residuos tóxicos y no tóxicos que deben ser evacuados de sus instalaciones para lo cual se contrata a una empresa de servicios especializados.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Residuos no tóxicos se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.24      [Costos de traslado y alojamiento de personal tercerizado de OyM \(viáticos operacionales\)](#)

El personal operativo tercerizado tales como supervisores, linieros, técnicos de mantenimiento y auxiliares en determinadas ocasiones para cumplir su función tiene que realizar viajes y se requiere reconocer los gastos de alojamiento que son contemplados como un costo unitario para el personal operativo tercerizado.

Estos costos fueron incluidos como parte del costo de las cuadrillas tercerizadas considerando los gastos de pernocte (alojamiento y comidas) por día para cada tipo de cuadrilla.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Viáticos operacionales se pueden ver los cálculos realizados.

En el archivo Anexo COMA\_3/ Costo Cuadrillas Tercerizadas se pueden ver los cálculos realizados para incluir los costos operacionales en las cuadrillas como señalado.

#### 6.2.10.25      [Indemnización a propietarios por daños debido a Trabajos en Franja Servidumbre](#)

Se realizó un análisis crítico de la información presentada por las empresas a los efectos de determinar un valor razonable para la empresa eficiente.

Se asumió como eficiente el valor declarado por las empresas del año 2017 ya que resulta menor al reconocido en los antecedentes regulatorios.

En el archivo Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ pago indemnizaciones a propietarios se pueden ver los cálculos realizados.

#### 6.2.10.26 Costos de operación de vehículos de la EM

El personal de plantilla de la EM requiere de vehículos para movilizarse con fines de cumplimiento de su gestión.

Se han asignado vehículos a las áreas operativas en función de la cantidad de empleados dedicados a la función operativa.

A los efectos de determinar el costo fijo de los vehículos (USD/año) se realizó un análisis de conveniencia compra vs renta que se encuentra detallado en este informe en el capítulo de “Servicios de operación y mantenimiento tercerizados”.

El costo variable por consumo de combustible se calculó en función de los km anuales recorridos, el rendimiento y el costo unitario del combustible. Los valores relevados para los combustibles se encuentran en el Anexo COMA\_3 Modelo/ “Precios Gasolinas y Diésel”.

Adicionalmente se reconoció como costo variable el costo promedio por km de peajes que se requiere pagar en las rutas de Chile.

Se asignó un automóvil por cada Gerencia y Subgerencia para la movilidad de sus ejecutivos. Para el personal operativo se asignó:

Gerencia de Explotación (Corporate):

- 1 camioneta para la gerencia
- 1 camioneta por cada 4 empleados de oficina que requieren movilidad (Jefes, analistas e ingenieros).

Subgerencia Regional

- 1 camioneta para la subgerencia

- 1 camioneta por cada 2 empleados que requieren movilidad (ingenieros, supervisores y técnicos)

El costo de los vehículos utilizados por las cuadrillas tercerizadas que operan en terreno se encuentra incluido en los costos de operación y mantenimiento del servicio que prestan dichos contratistas.

El costo de los vehículos del personal propio de la estructura de la organización requerido para movilizarse a los efectos de realizar las tareas de coordinación y supervisión de sus subordinados se encuentra incluido como parte de los gastos de la organización.

#### **6.2.10.27**      Costos de mantenimiento de edificios

Es el costo de mantenimiento que incluye las reparaciones ordinarias y extraordinarias en las diferentes partes de los edificios de la EM. Dentro de este rubro se incluyen reparación de vidrios, cerrajería, aire acondicionado, iluminación, reparación de plomería y sanitarios, ascensores.

Se ha considerado un ratio eficiente del 2% sobre el costo de inversión de los edificios como valor promedio a lo largo de su vida útil.

#### **6.2.10.28**      Costos de ciberseguridad

Es requerido el servicio de monitoreo de los sistema de telecomunicaciones y networking a nivel de ciber seguridad para servicios críticos para la compañía, en donde se puedan detectar amenazas de manera oportuna y poder actuar de manera proactiva ante ellas. Se complementa con auditorías a los sistemas de ciberseguridad para detectar ventanas en el acceso a los sistemas operacionales críticos e información de la EM.

Se ha estimado los costos de ciberseguridad en función de la experiencia del consultor.

### **6.2.11 Bienes muebles e inmuebles**

Se desarrolla la metodología para determinar los bienes muebles e inmuebles de la EM.

#### **6.2.11.1** Bienes inmuebles distintos a los terrenos

Este ítem incluye los edificios u oficinas, y las bodegas que son requeridos para la prestación del servicio de transmisión en el sistema nacional y que se describen a continuación.

Edificios u oficinas: corresponde a la infraestructura requerida para albergar al personal de plantilla de la EM eficiente y que sea requerida para la prestación óptima y eficiente del servicio. Dentro de los edificios se incluye el espacio requerido para albergar el Centro de Control.

Los edificios u oficinas incluyen los requeridos para la administración de la empresa de transmisión considerando su casa matriz y las oficinas o edificios zonales necesarios con motivo de la descentralización de su planta de personal.

Las bodegas incluyen la infraestructura para el almacenamiento de materiales y equipos que son requeridos para la prestación eficiente del servicio considerando el despliegue territorial de la EM eficiente.

Sobre la base de la cantidad de empleados de plantilla que resultó del diseño organizacional eficiente y considerando una cantidad de m<sup>2</sup> por empleado se determinó la cantidad de m<sup>2</sup> requeridos de edificios y oficinas.

Para el personal de plantilla tanto del edificio corporativo como de las oficinas regionales se consideró los siguientes ratios:

Nivel	m <sup>2</sup> /empleado
Gerentes	30
Subgerentes	25
Jefes y empleados	15

En función de la dispersión territorial de los activos y los centros operativos se determinó la cantidad y m<sup>2</sup> requeridos de bodegas para la operación y mantenimiento de la empresa.

Se clasificaron las estaciones acorde a su tamaño (en función de la cantidad de equipamiento y superficie) en muy grandes, grandes, medianas, pequeñas y muy pequeñas.

Se definió la cantidad de m<sup>2</sup> de espacio de almacenamiento requerido para cada tamaño de subestación. Los m<sup>2</sup> incluyen los depósitos para sustancias peligrosas, y lugar donde se acopian los materiales y desechos destinados a enajenación y disposición.

Sobre la base de los m<sup>2</sup> requeridos de bodega por subestación, y la cantidad de estaciones por tamaño de cada regional se estimó la cantidad total de m<sup>2</sup> de bodegas para cada regional.

Para las unidades regionales que cuentan con más de una sede se repartió los m<sup>2</sup> de bodegas requerido entre la cantidad de sedes de la regional.

Como resultado de lo señalado surgió la siguiente cantidad de m<sup>2</sup> por bodega:

Bodega	regional	m <sup>2</sup> x bodega
Antofagasta	Norte	1.205
Coquimbo	Norte	1.205
Metropolitana	Centro	998
Itahue	Centro-Sur	442
Concepción	Sur	360
Temuco	Sur	360
Charrúa	Sur	360
Total		4929,6

Para valorizar los bienes inmuebles ya sea de edificios corporativos, regionales, y bodegas se relevaron los precios del mercado chileno en cada emplazamiento y efectuó un análisis de conveniencia económica compra vs arriendo.

El análisis consistió en comparar el precio de compra anualizado versus el costo de arriendo y cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla:

	C/A Bodegas	C/A Oficinas
Santiago	0,880	0,530
Antofagasta	1,030	0,549
Coquimbo	1,393	0,642
Itahue	0,751	1,006
Concepción	0,792	0,941
Temuco	1,041	0,905

C: compra; A: Alquiler

En el análisis cuantitativo se observa en general la conveniencia de compra vs arriendo, salvo el caso de Coquimbo. No obstante existen otras razones no cuantificables en la selección de la alternativa de compra, como la disponibilidad del edificio/bodega cuando es requerido, la posibilidad de almacenar sustancias peligrosas, etc.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Costo Compra y Arriendo Oficinas y Bodegas, se encuentra el detalle de los cálculos realizados.

#### 6.2.11.2 Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible

Este ítem incluye los equipos especializados de OyM que utiliza el personal tercerizado y el personal de plantilla de la empresa que realiza tareas operativas.

El equipamiento de operación y mantenimiento no fungible se agrupa en KITS por tipo de cuadrilla en función de las tareas que realiza cada tipo de cuadrilla.

Los KITH comprenden las herramientas, equipos e instrumentos para efectuar reparaciones, controles y/o mediciones con fines de diagnóstico en las diferentes instalaciones del sistema y que son de uso común por las cuadrillas que lo requieren para sus tareas de OyM.

Los KITS comprenden los elementos de seguridad personal que son requeridos por cada integrante de la cuadrilla.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Herramientas cuadrillas, se encuentran detallados los elementos que comprenden los KITH y los KITS para cada cuadrilla y para cada operario integrante de la cuadrilla, con sus costos unitarios.

Las herramientas asignadas a cada cuadrilla son las requeridas para desempeñar las tareas de la especialidad de cada cuadrilla de la siguiente forma:

CMINP	Inspección pedestre de Líneas Aéreas	Equipos para observación, medición y documentación de las inspecciones.
CMLVA	Lavado de aisladores con tensión	Equipos para realizar el lavado de aisladores en condiciones de línea viva y asegurar la calidad de los insumos utilizados.
CMTCT	Trabajos con Tensión	Herramientas y equipos para realizar trabajos reparación y/o reemplazo de partes de líneas con tensión.
CMPOR	Poda y Roce	Herramientas y equipos para realizar poda de árboles y limpieza de la franja de servidumbre.
CMELA	Mantenimiento de Estructuras y líneas sin Tensión	Herramientas y equipos para realizar trabajos reparación y/o reemplazo de partes de líneas sin tensión
CMCAM	Mantenimiento de Caminos de Acceso	Herramientas y equipos para realizar el mantenimiento de caminos de acceso como complemento del bulldozer.
CMLMA	Lavado manual de aisladores	Herramientas y equipos para realizar trabajos de reparación y/o reemplazo de partes de líneas sin tensión.
CMIEP	Inspección y revisión de equipos primarios en SE	Herramientas y equipos para inspección, y diagnóstico de equipos primarios de estaciones transformadoras.
CMREL	Inspección y Reparación de protecciones,	Herramientas y equipos para revisión,

	telecom. y SCADA	diagnóstico y reparación de equipamiento de protecciones, telecomunicaciones y control (*)
CMLIM	Limpieza de subestaciones	Herramientas y equipos para la limpieza del predio de la subestación.
COPER	Operación en terreno	Herramientas y equipos para las tareas de operación de estaciones en terreno.
CMLSE	Lavado de Subestaciones	Herramientas y equipos para el lavado de los equipos que se encuentran en las estaciones.
CMREP	Reparación de equipos primarios en SE	Herramientas y equipos para la reparación correctiva y/o preventiva de los equipos primarios de las subestaciones.
CMEPSA	Mantenimiento y reparación de equipos primarios y SSAA	Herramientas y equipos para reparación de los servicios auxiliares de las subestaciones.

(\*) Ver Subcarpeta “Equipos Mantenimiento Protecciones-Telec-Control”, donde se incluyen especificaciones técnicas, cantidades y costos unitarios.

El KITH de la cuadrilla CREL integrada por personal propio que realiza mantenimiento de protecciones, comunicaciones y control se encuentra integrado al V.I del C.O.M.A. El detalle del equipamiento de esta cuadrilla se encuentra en Anexo COMA \_3/Datos/ Equipos Mantenimiento Protecciones-Telec-Control. En dicho archivo se encuentran las especificaciones del equipamiento y los costos unitarios referenciales.

Para las cuadrillas que se consideran tercerizadas, el equipamiento de operación y mantenimiento no fungible se anualiza y se integra como parte del costo de la cuadrilla.

#### 6.2.11.3 Equipamiento de oficina no fungible

Este ítem incluye la infraestructura de las oficinas requeridas por el personal propio para la prestación eficiente del servicio y comprende el mobiliario de cada empleado y el mobiliario de áreas comunes de cada gerencia, o departamento.

Mobiliario de cada empleado: se refiere a la cantidad de escritorios, sillas, sillones, etc., y demás infraestructura para que el personal desarrolle sus tareas de oficina.

Mobiliario del área: se refiere a la cantidad de elementos comunes de cada área como proyectores, mesa de reuniones, refrigerador, etc.

El equipamiento de oficina se dimensionó en función de la cantidad de empleados de la plantilla de personal y su función y nivel jerárquico dentro de la empresa a partir de ratios eficientes los que luego son valorizados a costos de mercado.

Los costos de los elementos considerados se pueden ver en Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/Mobiliario

#### 6.2.11.4 Equipamiento computacional

Este ítem incluye el software y hardware de microinformática y macroinformática como se especifica a continuación.

##### 6.2.11.4.1 Microinformática (software y hardware)

Comprende los recursos de tecnologías de información que se utilizan comúnmente en la oficina (oficina central, y regionales), que corresponde principalmente a los siguientes elementos: PCs, notebooks, impresoras, Plotter.

El software para microinformática para equipar el hardware tales como sistemas operativos, y programas específicos para cada una de las áreas de la empresa.

Se han considerado el siguiente Software:

- Project
- Arcgis
- Autocad
- Matlab
- Microsoft Office

El cálculo del costo del equipamiento de microinformática se dimensionó aplicando la siguiente metodología: en función de los requerimientos de cada cargo y área se asignó un equipamiento de hardware y el costo unitario correspondiente.

Para la asignación se consideró el siguiente criterio:

Hardware Microinformática	Criterio de asignación
Impresoras blanco y negro	Gerencias, Subgerencias y Departamentos
Impresoras color	Gerencias, Subgerencias y Departamentos
Plotter	Planificación operativa
Proyectores	Gerencias, Subgerencias y Departamentos
PCs	Personal de plantilla
Notebooks	Personal jerárquico (Gerente, Subgerente, Jefes)

En una empresa eficiente se considera necesario el requerimiento indicado para que los empleados puedan cumplir con sus funciones utilizando los recursos de software considerados en la EM eficiente.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Precios insumos no eléctricos/ Microinformática, se detallan los costos unitarios del Hardware de los equipos considerados.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/ Modelo EC&ER en las hojas “Estructura Central”, “Regional Norte”, “Regional Centro”, “Regional Centro Sur” y “Regional Sur” se encuentra detallado el cálculo realizado considerando para cada puesto el equipamiento de hardware requerido con el criterio indicado en la tabla, su costo unitario y resultado obtenido.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Equipamiento Informático/ Costos Sistemas informáticos.xls se encuentra detallado el Software considerado para microinformática, su costo unitario, la cantidad requerida con su correspondiente justificación para la EM eficiente y el resultado obtenido.

#### 6.2.11.4.2 Software específicos para estudios eléctricos de transmisión

Se han considerado los siguientes para el personal específico de estudios de la subgerencia de ingeniería:

Software específico	Cantidad
Digsilent (flujos, estabilidad y transitorios, cortocircuito)	7 puestos de Dpto Ingeniería
Aveva HMI	Operadores CNT y COZ
Despacho económico	2 puestos Dpto Ingeniería
EMTP	2 puestos Dpto Ingeniería

Para el adecuado funcionamiento del sistema de transmisión nacional, se han considerado programas de simulación de la operación, softwares para análisis de estudios eléctricos transitorios y de interfaz operador sistema para realizar una gestión eficiente de la operación de la EM.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Equipamiento Informático/ Costos Sistemas informáticos.xls se encuentra detallado el Software considerado, su costo unitario, la cantidad requerida y el resultado obtenido.

#### 6.2.11.4.3 Macroinformática (software y hardware)

Comprende el software para el Planeamiento de Recursos Empresariales usualmente denominado ERP (Sistema Enterprise Resource Planning)

El ERP es una forma de utilizar la información a través de la organización para la gestión de áreas claves- como compras, administración de inventario y cadena de suministros, control financiero, administración de recursos humanos, logística y distribución, y administración de relaciones con clientes. Los sistemas ERP básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

**Tabla Nº 1 subsistemas de los sistemas ERP**

Presupuesto y Control de Gestión	Manutención de Árbol de Inversiones Manutención de Órdenes Internas Gerenciamiento de la Planificación Gerenciamiento de la Inversión Gerenciamiento de Gastos Emitir órdenes de gastos reales Emitir órdenes de inversiones reales Seguimiento de gastos Seguimiento de inversiones Seguimiento de Ingresos Efectuar liquidaciones de inversiones
Abastecimiento – Gestión de Materiales	Registro de Materiales Registro de Servicios Registro de Compras (proveedores) Reposición de Stock Compra de materiales Compra de Servicios Procesamiento de reconciliación Contratación de Obras llave en mano Atención de necesidades de manutención Distribución de materiales Devolución de materiales a recuperar Inventario de stock Envío de material en garantía para proveedor Material almacenado en bodegas Informes operacionales y gerenciales Venta de materiales Substitución de material obsoleto Envío de componentes de material en garantía con proveedor Procesamiento de Libros Fiscales

	Planeamiento Pago Transferencia de materiales
Contabilidad y Finanzas	Gerenciamiento diario de caja Planear y controlar otros tributos Efectuar Pagos Comunicación con Bancos Planificar y controlar IVA Registro de datos maestros Procesar pagos Procesar cierre periódico mensual Procesar cierre periódico diario Procesar reconciliación Cierre anual Impresión de Informes: Inventarios, Balances, etc. Movimientos Accionarios Pago de dividendos Gerenciamiento de préstamos y financiamientos
Gestión de Activos	Capitalizar activo Inmovilizar inversiones Gerenciamiento de la vida útil de activos en servicio
Recursos Humanos	Reclutamiento, admisión / transferencia / promoción Gestión de personal (movimientos) Planeamiento de carrera y éxito de capacitación Registro de capacitación Admisión e contabilización de mano de obra Administración del personal y pago Mantenimiento de la estructura organizacional Administrar salud ocupacional y seguridad de trabajo Planificación del costo de personal Procesamiento de obligaciones legales Efectuar reajuste salarial

- **Contabilidad y Finanzas, Costos, Tesorería, Presupuesto y Control de gestión**

Este sistema tiene por objetivo proporcionar la información económica-financiera necesaria para cumplir con las disposiciones de los entes fiscalizadores y con los requerimientos de un adecuado control administrativo y toma de decisiones. La configuración de este sistema debe permitir la operación y gestión de las unidades relacionadas con las funciones de la gerencia de administración y finanzas y la comunicación y registro de datos que provengan de otros sistemas.

- **Recursos Humanos**

El sistema de Recursos Humanos tiene por objetivo el cálculo de las remuneraciones de la dotación que trabaja en la empresa distribuidora, además de proveer información relevante del personal que labora en la empresa distribuidora (datos personales, forma de pago, previsión, atributos, vacaciones, planillas leyes sociales, rentas, etc.)

Este sistema se encuentra centralizado en las oficinas centrales, realizando aquí todos los procesos mensuales, y enviando por vía electrónica los datos a las zonales para que se imprima las remuneraciones mensuales del personal de esas zonas, encontrándose en cada una de estas un encargado de las remuneraciones para ayudar en este proceso y proveer de los cambios en la información del personal.

- **Abastecimiento – Gestión de Materiales**

En este sistema se registran, controlan e informan los movimientos (entrada y salida) de materiales de las distintas bodegas, manejo adecuado de los niveles de inventario y entrega de la información necesaria para la administración de éstos

El sistema administra todo el proceso logístico de abastecimiento de la empresa, partiendo de las órdenes de compra, su relación con las cotizaciones realizadas, proporcionando a la vez una gestión de stocks, de forma tal de dar aviso de los materiales que requieren reposición, facilitando la dirección y control de los proveedores, contratistas y materiales, e la empresa.

#### Gestión de Activos – Control de Activo Fijo

Realiza el registro y control del activo Fijo, vida útil, depreciación, ubicación física y demás movimientos, manteniendo un control adecuado sobre estos bienes que representan montos importantes del activo de la empresa.

- **Sistemas Centrales u Ofimática**

A este sistema se encuentran conectados todos los usuarios de los sistemas informáticos, los que requieren el uso y consulta de los diversos sistemas, intercambio de información, impresión, etc.

Los sistemas centrales engloban el software necesario para el correcto funcionamiento de los sistemas informáticos: operación, comunicación necesarios para todos los usuarios que lo requieran dentro de la red corporativa.

- **Sistema de Información Georeferenciada (GIS)**

Permite la creación, modificación y acceso a la información de los activos, mediante una base de datos geográfica vinculada a los activos de transmisión. Entre las prestaciones del sistema se

encuentra la de entregar interfaces a los diferentes niveles de usuarios del sistema e interrelacionarse con los demás sistemas de la empresa.

Colabora estrechamente con el sistema de mantenimiento y reparación de la red eléctrica, asistiendo a estos sistemas en la planificación y coordinación de las cuadrillas que ejecutan las dichas tareas.

**Tabla Nº 7 Sistema de Información Geográfica**

Sistema de Información Geográfica	Integración con demás sistemas. Interactúa con sistema de mantenimiento y reparación de emergencia Análisis y cálculos Creación de cartografía Creación de informes Visualización de Consultas
-----------------------------------	---

- **Sistema de Mantenición**

Dada la importancia del mantenimiento como actividad, y de los activos involucrados, es necesario que la empresa de Transmisión eficiente cuente con un sistema experto que mantenga toda la historia de las actividades de mantenimiento y del comportamiento de los distintos equipos e instalaciones, en forma independiente a la tradicional experiencia de los técnicos y profesionales de mayor antigüedad en la empresa.

También maneja los inventarios de repuestos, dando señales de nivel crítico y de cantidades para reposición de stock, de niveles de consumo y de precios medios, que sirven para presupuestar y asignar costos de mantenimiento por equipos y por unidades o divisiones de operación.

**Tabla Nº 8 Sistemas de Mantenición**

Reparación y Emergencia	Ordenar salida de cuadrillas de reparación Registro estadístico
Gestión de Mantenimiento	Ejecución de servicios de manutención correctiva Mantenimiento de emergencia Mantenimiento de preventivo Registro de datos maestros da mantenimiento Seguimiento de Contratistas

- **Sistema de Reparación y Emergencia**

Se lleva el control de las órdenes de trabajo y se almacena para su posterior tratamiento estadístico. A su vez valoriza los trabajos efectuados asignando los gastos a los centros de costos correspondientes.

- **Sistema de Gestión de Mantenimiento**

El Sistema de Mantenimiento se encarga de llevar el registro de las operaciones de mantenimiento que ejecutan sobre las instalaciones de la empresa, permitiendo el control de los servicios tercerizados, facilitando el control preventivo de las instalaciones de la distribuidora. Este sistema posee enlaces con los sistemas de reparación y emergencia y con el geográfico.

- **Otro software corporativo:**

- Intranet

Corresponde a la red informática interna de la empresa, la cual permite interconectar los recursos informáticos de la misma, tanto a nivel de hardware, software y documentos, según las políticas desplegadas por la empresa en este ámbito. La gestión y administración de la intranet corporativa se realiza a través de un software diseñado para cumplir dicha tarea.

- Sistema Web

- Sistema de Gestión Digital de Documentos

El hardware de Macroinformática comprende los Servidores, monitores, unidades de respaldo, UPS y demás elementos requeridos para instalar, operar y controlar el software de la empresa tanto en la casa matriz como en las regionales que sean requeridas de la EM.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/Equipamiento Computacional Final se encuentran definidos los requerimientos de Software/hardware corporativo de la EM.

Sobre la base del requerimiento definido y los costos unitarios relevados del mercado en el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Costos Sistemas informáticos.xls, se encuentra detallado el equipamiento de Software y Hardware considerado, los costos unitarios y el resultado obtenido.

#### 6.2.11.5 Equipamiento de comunicaciones

Para las comunicaciones se han considerado los siguientes criterios para definir la cantidad de equipamientos para el personal de planilla:

- Central telefónica IP: para las comunicaciones del personal administrativo y apoyo del edificio corporativo y edificios regionales.
- Base Equipos UAF/VHF (para camionetas personal propio de control de cuadrillas y SE)

- Handys: para las comunicaciones operativas entre los técnicos de terreno , y con unidades las regionales.
- Teléfonos Celulares: para los puestos gerenciales, jefes departamento, y puestos operativos clave que requieren comunicaciones móviles tales como ingenieros de operación y mantenimiento, supervisores y técnicos de operación.
- Teléfonos satelitales: se ha previsto 4 teléfonos satelitales para el caso de emergencias donde no funcionen el resto de las comunicaciones.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Equipamiento Informático se encuentra detallado la cantidad de equipos que surgen con los criterios señalados, los costos unitarios considerado para estos equipamientos y el resultado obtenido.

#### 6.2.11.6 Sistema SCADA (Software y Hardware).

Comprende el Sistema de tele supervisión y control de la red de transmisión, o sistema SCADA, considerando las características del sistema, fundamentalmente en lo referente a la cantidad de subestaciones telecontroladas y la cantidad de paños de cada subestación.

Respecto al centro de control del sistema se especifica la instalación de un Centro de Control Principal en el edificio cabecera de la zona principal (Sede Cerro Navía) , y un Centro de Control de respaldo (Sede Alto Jahuel). La función de este centro de respaldo es asumir la operación remota del sistema en caso de no disponibilidad del Centro de Control, Principal por falla técnica o caso de fuerza mayor, como un sismo importante.

Las características principales del sistema SCADA dimensionado, que corresponden a las habituales incorporadas en los sistemas actuales, son las siguientes:

La especificación de las funciones requeridas para el SCADA

- Comando y supervisión del sistema de transmisión
- Contingencias de la red en tiempo real.
- Determinación de puntos de falla.
- Estimador de estado
- Automatización de acciones de control.
- Flujo de potencia
- Equipamiento en los centros de operación con las licencias de servidores,

#### Software:

Licencia de servidores

Licencia sistema de información histórica

Licencia de software de aplicación

Licencias de software de transferencia de datos.

Licencias para PC uso general

Integración RTU GPS

#### Hardware:

Consola de operación

Servidores SCADA

Consola de Ingeniería y desarrollo

PC de uso general

Impresoras alarmas y eventos

Impresora gráficos

Switches para red redundante

GPS

Pantalla LCD

En el dimensionamiento del software y hardware del sistema SCADA se tuvieron en cuenta la cantidad de equipos que ser objeto de telecontrol, utilizando los vínculos de comunicación existentes entre las subestaciones y el centro de control.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Equipamiento SCADA se encuentra detallado las especificaciones técnicas del SCADA para la empresa de transmisión nacional, y los antecedentes y soporte de los costos unitarios utilizados.

#### 6.2.11.7 Vehículos

La empresa de transmisión necesita un conjunto de vehículos, tanto para transporte como para labores específicas de operación y mantenimiento por parte de las cuadrillas sean estas propias o tercerizadas y para las tareas de supervisión y control de las mismas.

Este ítem comprende para las cuadrillas los siguientes tipos de vehículos:

- Camioneta Doble Cabina: Necesaria para traslado del personal en caminos no urbanos con tracción 4\*4 para el acceso a las torres de alta tensión.
- Camión: Vehículo necesario para el traslado de materiales a utilizar en faenas de mantenimiento y/o construcción hacia las distintas instalaciones.

- Camión para lavado de aislación: Vehículo con tracción 4\*4, estanque almacenamiento agua desmineralizada y unidad de lavado para el acceso a las torres de alta tensión por mantenimiento en faenas de lavado de Aislación.
- Camión aljibe para lavado de aisladores en subestaciones donde no se puede utilizar otro tipo de camión por razones de distancia de seguridad o en líneas donde no se pueda acceder.
- Camión Canasta: Vehículo necesario para realizar mantenimiento por trabajos en altura (con tensión) en instalaciones de líneas de alta Tensión y subestaciones.
- Camión con grúa: Vehículo necesario para el traslado e izaje de material a utilizar en faenas de mantenimiento de líneas de alta tensión.
- Bulldozer: Maquinaria pesada necesaria para la habilitación y mantenimiento de los caminos para el acceso a las líneas de alta tensión.
- Automóvil: vehículo liviano para el desplazamiento del personal gerencial.

Para determinar los costos unitarios se realizó un análisis de conveniencia compra vs arriendo. Para ello se compararon los costos de adquisición de un vehículo propio que incluye la anualidad del valor de compra basado en los costos de mercado de los vehículos evaluados y los gastos del propietario vs el costo de arrendamiento del mismo vehículo.

Para la comparación se han considerado los siguientes gastos del propietario del vehículo en caso de tener su propia flota:

- Costo de Seguros: los seguros de los vehículos se determinan en base al valor nuevo de reemplazo del mismo vehículo, considerando un seguro contra todo riesgo.
- Costo de revisión técnica y permiso de Circulación: estos costos fueron relevados según la normativa vigente.
- Costos de Repuestos y Mantenimiento: actualmente los vehículos tienen asociado desde fábrica una planificación de mantenimiento, que se indica al comprador y usuario. Estos programas indican la periodicidad de las revisiones y mantenciones, y tienen asociados un costo. Se determinó un costo medio de mantenimiento anual de los vehículos en base a la propia experiencia del consultor.
- Costos de vehículo de reemplazo: la flota de vehículos propia requiere cada cierto periodo de tiempo pasar al taller para mantenimiento preventivo y en ciertas ocasiones para mantenimiento correctivo por lo que se requiere tener un vehículo sustituto.

- Costo de administración del parque de vehículos: en caso de tener una flota propia de vehículos se requiere una fiscalización y control lo que requiere costos administrativos adicionales para Gestión del parque de vehículos, gestión de talleres externos, reclamaciones administrativas de multas, gestión de revisión técnica, seguros, permisos, gestión de venta al fin de la vida útil y seguridad del vehículo.

Como resultado de la comparación surge el siguiente cuadro:

Vehículo	Análisis conveniencia Vehículos	Costo Total Compra (USD/año)	Renta (USD/año)	Dif Renta/cpra	Valor Adoptado
Camioneta doble cabina 4x4	Camioneta doble cabina 4x4	14.819,5	11.069,5	-25%	11.069,5
Camión 6 t	Camión 6 t	28.886,3	29.346,2	2%	29.346,2
Camión para lavado de aisladores	Camión para lavado de aisladores	300.669,0	140.976,0	-53%	140.976,0
Camión canasta (brazo aislado)	Camión canasta (brazo aislado)	46.690,0	36.696,0	-21%	36.696,0
Camión con grúa de 4 t	Camión con grúa de 4 t	41.022,6	86.248,8	110%	41.022,6
Bulldozer	Bulldozer	55.077,0	116.020,1	111%	55.077,0
Camión Aljibe	Camión Aljibe	62.139,1	66.528,0	7%	66.528,0
Automóvil Gerencia	Automóvil Gerencia	18.871,5	11.088,0	-41%	11.088,0

En general se verifica la conveniencia de arriendo vs compra, salvo el caso de algunos vehículos como el camión grúa y bulldozer.

Existen otras ventajas de arriendo frente a compra, que no es posible cuantificar, como por ejemplo la disponibilidad del vehículo y su actualización. Sobre la base de la comparación señalada y aún cuando existan diferencias menores al 10%, y teniendo en cuenta las prácticas habituales de las empresas se considera que la EM y su contratista asumen políticas de arriendo para sus vehículos excepto los vehículos camión grúa y bulldozer donde las diferencias son significativas en la opción de compra.

En el Anexo COMA\_3 Modelo/Datos/ Vehículos, se encuentra el análisis de conveniencia de alquiler vs compra de vehículos.

Se dimensionó la cantidad de vehículos de la EM en función de la cantidad y tipo de cuadrillas que resulten para atender la operación y mantenimiento de los activos de la empresa de transmisión nacional. Los costos de los vehículos de las cuadrillas de terreno tercerizadas se incorporan al costo del servicio tercerizado.

Adicionalmente y sobre la base de la cantidad de personal de supervisión y control de las tareas de O&M se dimensionó la cantidad de vehículos para el traslado del personal propio de la estructura de la EM.

#### 6.2.12 Capital de Explotación

De acuerdo a lo establecen las bases técnicas del estudio en el numeral b.8 del capítulo 3.4.1.4 DE LOS ÍTEMS DE COSTOS, el capital de explotación se calculó como dos doceavos del costo anual de operación, mantención y administración de la inversión correspondiente.

El cálculo se encuentra en el archivo denominado Capital de Explotacion\_Intangibles\_BMI.xlsx.

### **6.2.13 Metodología de asignación del COMA**

Las bases técnicas indican que: *“Sin perjuicio de que el consultor deberá entregar los COMA individuales asociados a los tramos del sistema de transmisión, a prorrata de la anualidad de la inversión de dichos tramos sin considerar bienes intangibles y capital de explotación, el valor total de COMA...”*

Por lo indicado y para dar cumplimiento estricto a las bases técnicas se prorratea el C.O.M.A total considerando la anualidad de la inversión de cada tramo. La anualidad de la inversión de cada tramo es la suma del AVI eléctrico más el AVI Bienes Muebles e Inmuebles, sin considerar bienes intangibles y capital de explotación.

Para esta asignación del C.O.M.A se descuenta del mismo el costo del estudio de transmisión nacional, ya que conforme lo indicado en la LGSE, a las empresas de transmisión se les debe devolver el gasto incurrido por concepto del estudio de transmisión nacional. Por lo indicado el costo del estudio se asigna separadamente de manera que la suma de lo asignado a los tramos de cada propietario coincida con la proporción de costos real resultante de la asignación efectuada por la CNE en la Resolución N° 427.

### **6.2.14 Modelo de cálculo del COMA**

Este punto presenta la descripción funcional del modelo que realizará los cálculos del COMA.

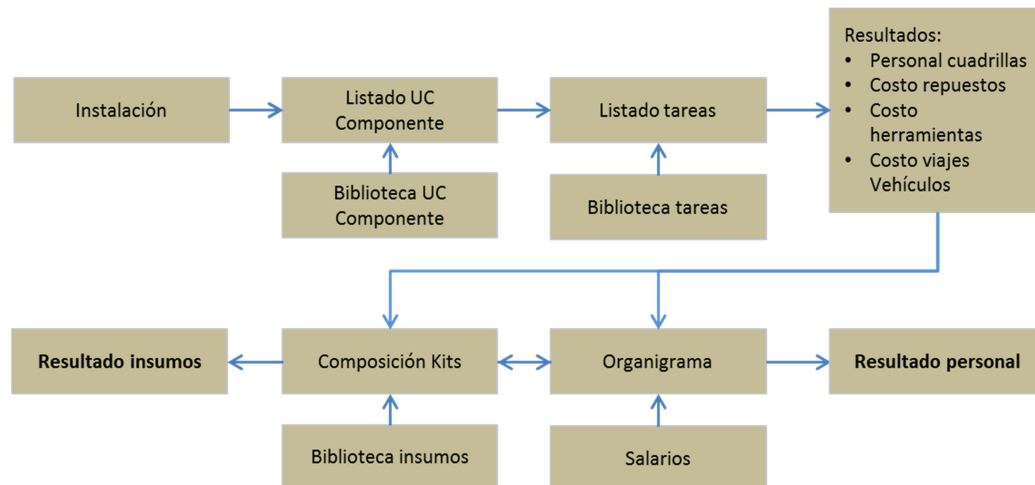
Para el cálculo de los costos eficientes de las actividades de explotación, el consultor utilizará un software especialmente desarrollado que asegura la trazabilidad, la facilidad de seguimiento y la consistencia de los datos y resultados. La aplicación será desarrollada en MS Excel®.

El software desarrollado para el cálculo de los costos de administración y costos directos de operación y mantenimiento y comercialización se denomina ME-ROMA (*Requirements of Operation, Maintenance and Administration*), el mismo permite detallar las diferentes tareas que se realizan para operar el sistema eléctrico, llevar a cabo el mantenimiento correctivo y preventivo, y describir los costos de su estructura administrativa y en términos generales permite considerar cualquier otra tarea que resulte necesaria considerar en el diseño de la empresa eficiente de transmisión nacional.

En el siguiente gráfico incorporamos una visión funcional del costeo, centrada en la trazabilidad y operación del sistema.

- Generación de elementos de costeo: está constituida por la base de datos de costos unitarios de materiales, servicios y salarios relevados del mercado.
- Proyectos de costeo: está constituida por la infraestructura de los activos físicos, es decir estaciones transformadoras, líneas, paños, y equipos de compensación.
- Análisis de resultados: son las tablas de salida según los requerimientos de las bases técnicas.

**Figura Flujograma de Costeo**



El modelo permite particularizar:

- Las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo con su frecuencia de ejecución y cuadrilla asociada para cada Unidad Constructiva (UC) y sus componentes. Por ejemplo, para la UC Paño, las tareas para los componentes interruptor, desconectador, sistema de control y protecciones, sistema de medición.
- Las frecuencias específicas de ejecución de tareas de mantenimiento relacionadas con el medio (ej Contaminación salina) para cada UC en particular en función de su ubicación.
- Los tiempos de traslado de las cuadrillas a cada UC en función de su ubicación y la distancia a las sedes técnicas de donde parten las cuadrillas.

De esta manera el modelo permite definir en forma detallada activo por activo de las tareas, factores exógenos, y tiempos de traslado que permite una adecuada caracterización de los recursos requeridos para las tareas de operación y mantenimiento.

El modelo se componen de dos módulos que son:

- Estructura Central y Regionales: Archivo “Modelo EC&ER”
- Costos directos de brigadas de OyM: Archivos: “ModeloV4.xlsm” para líneas y “ModeloV4\_SE.xlsx” para subestaciones.

#### 6.2.14.1 Estructura Central y Regionales

En este módulo se dimensiona y calculan los costos del personal de plantilla y gastos de la estructura central (“Corporate”) y de las unidades regionales (norte, centro, centro sur y sur).

El modelo esta estructura de manera que se tiene una hoja denominada “Estructura Central” y una hoja para cada una de las regionales (Regional Norte, Centro, Centro Sur y Sur)-

En dichas hojas se determina la cantidad de personal para las Gerencias, Subgerencias, Departamentos en consistencia con la organización de la empresa definida en el Anexo COMA\_1\_Organización de la Empresa.

Cada puesto y área tiene asociado un items de gastos o bienes muebles e inmuebles que se configura (con 1 o cero) en función de las requerimientos de cada uno.

En forma similar se configuran los gastos o bienes muebles e inmuebles que están asociados al Corporate o cada una de las regionales.

En la hoja “Atencion\_SE” se determina la cantidad de operadores y supervisores de operación en función del tamaño de la subestación y nivel de telemando de la misma. En la misma hoja se estima la cantidad de m2 de bodegas.

La valorización de los gastos se realiza con los costos unitarios que se encuentran consignados en cada hoja, y que están vinculados al archivo soporte denominado “Precios Insumos No eléctricos” que se encuentra en la Carpeta “Datos”. Dentro de dicha carpeta se pueden encontrar los soportes de los costos unitarios utilizados.

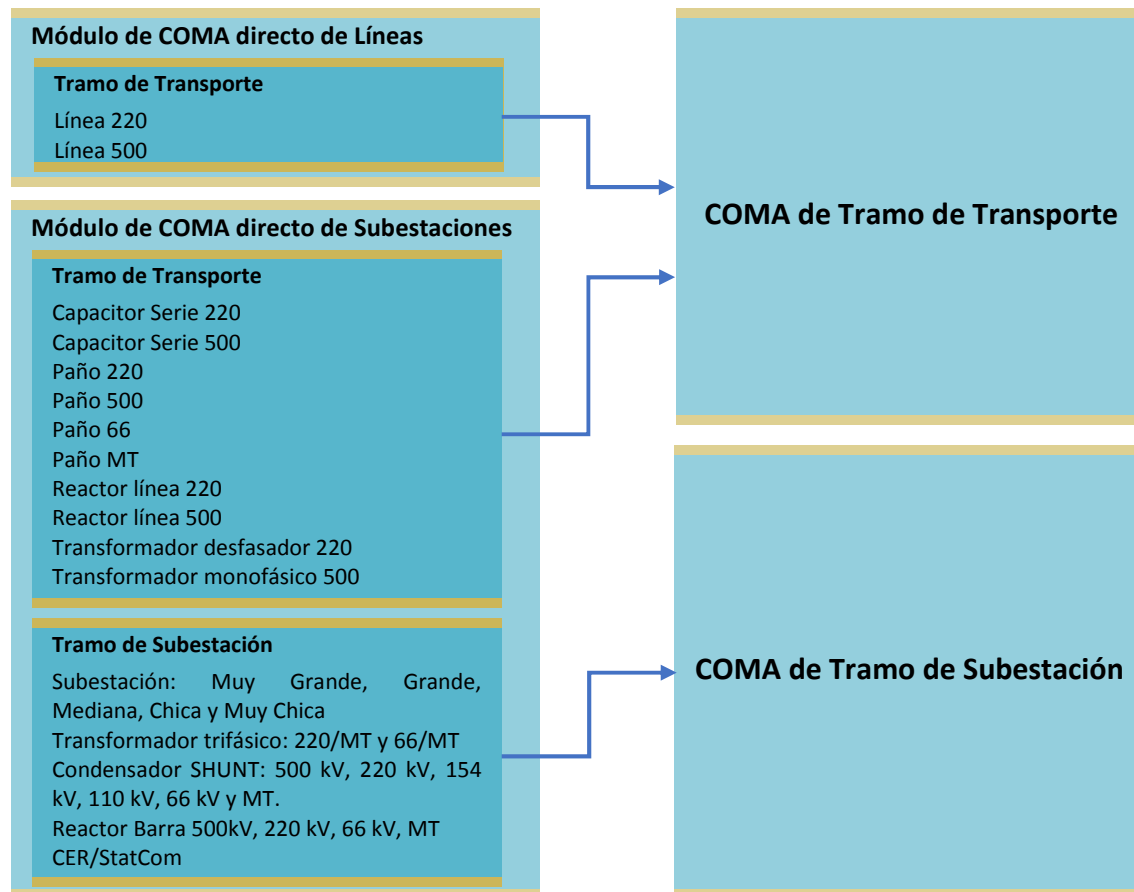
Los costos laborales son tomados de la hoja “Salarios” dentro del mismo archivo que se encuentra vinculada al archivo soporte de la encuesta PWC que se encuentra en la hoja “Datos”.

Finalmente las hoja “Resumen” presenta los resultados del COMA de la estructura Central, y las hojas “Tabla Cálculo VATT” y “Tabla Cálculo VATT1 las hojas que se utilizan para el cálculo del COMA por tramo.

#### 6.2.14.2 Costos directos de OyM

En este módulo se dimensionan los costos directos de operación y mantenimiento, los cuales son abordados en dos módulos:

- A. Módulo de costos de COMA directos de líneas, sin incluir los campos de línea (ModeloV4.xlsm).
- B. Módulo de costos de COMA directos de Subestaciones (ModeloV4\_SE.xlsx).



En cada caso, la determinación de los COMA directos se realiza desagregando el cálculo en dos partes: costo propio de la tarea y los costos de desplazamiento.

El costo propio de la tarea está determinado por la duración de la misma, la frecuencia de ejecución y los recursos de cuadrilla (operarios, herramientas, vehículos, etc.) y materiales requeridos en cada caso. El costo de desplazamiento está compuesto por el tiempo de aproximación a la zona de trabajo y el tiempo de desplazamiento entre tareas y tiene tratamiento

distinto según el módulo de que se trate y de acuerdo a si la tarea es calificada como programable (PR) o no programable (NP), para más detalle referirse al numeral 6.2.4.2.

Finalmente, ambos componentes definen la necesidad de recursos totales para la ejecución de las actividades de COMA Directos, los cuales son calculados para cada tramo en particular.

### **Módulo de costos de COMA directos de líneas**

Este módulo está conformado por las siguientes hojas de cálculo:

- **Datos\_Generales** en donde se especifican datos utilizados en todo el módulo como identificación de regionales, centros operativos, cuadrillas, etc.
- **Tramos Líneas** en donde se definen los tramos de transporte objeto del estudio, se asigna el o los centros operativos desde donde parten las cuadrillas, se definen las cantidades de cada subcomponente y frecuencias particulares.
- **Geoposicionamiento** Se definen las distancias y velocidades que son necesarias para llegar desde el CO a la subestación cabecera de la línea (Información obtenida de Google Earth).
- **Tareas Líneas** contiene la base de datos de tareas para cada componente.
- **OYM\_Líneas** se calculan los COMA directos correspondientes a la ejecución de cada tarea para cada componente.
- **OYM\_Líneas\_Salida\_PR** se calculan los tiempos de desplazamiento para cada cuadrilla y para cada subestación correspondiente a las actividades caracterizadas como programables.
- **OYM\_Líneas\_Salida\_NP** se calculan los tiempos de desplazamiento para cada cuadrilla y para cada subestación correspondiente a las actividades caracterizadas como no programables.
- **Salida** se totalizan los COMA directos por cada componente, se asigna a su tramo de transporte correspondiente, se asignan los tiempos de desplazamiento, pernoctes, viáticos, etc.

### **Módulo de costos de COMA directos de Subestaciones**

Este módulo está conformado por las siguientes hojas de cálculo:

- **Datos\_Generales** en donde se especifican datos utilizados en todo el módulo como identificación de regionales, centros operativos, cuadrillas, etc.
- **TramosSubestaciones** en donde se definen los tramos de subestación, se asignan los centros operativos desde donde parten las cuadrillas.
- **Geoposicionamiento** Se definen las distancias y velocidades que son necesarias para llegar desde el CO a la subestación (Información obtenida de Google Earth).
- **SE** donde se definen los componentes de cada sub estación junto con las cantidades correspondientes de cada uno y de sus subcomponentes y finalmente la asignación a cada tramo de transporte o subestación según corresponda.
- **TareasSSEE** contiene la base de datos de tareas para cada componente.

- OYM\_SE se calculan los COMA directos correspondientes a la ejecución de cada tarea para cada componente.
- OYM\_SSEE\_Salida\_PR se calculan los tiempos de desplazamiento para cada cuadrilla y para cada subestación correspondiente a las actividades caracterizadas como programables.
- OYM\_SSEE\_Salida\_NP se calculan los tiempos de desplazamiento para cada cuadrilla y para cada subestación correspondiente a las actividades caracterizadas como no programables.
- Salida se totalizan los COMA directos por cada componente, se asigna a su tramo de transporte o de subestación correspondiente, se asignan los tiempos de desplazamiento, pernóctes, viáticos, etc.

### 6.2.15 Tratamiento de las economías de ámbito

A los efectos de efectuar eventualmente los descuentos por economías de ámbito que corresponda para aquellas empresas de transmisión nacional que realicen actividades distintas al servicio de transmisión, el Consultor identificó en la estructura de la EM las partidas de costo susceptibles de economías de ámbito, considerando que son costos que pueden ser compartidos con otras actividades.

Para definir las partidas susceptibles de economías de ámbito el criterio que se utilizó fue considerar que la EM es eficiente y aprovecha las holguras inherentes para la prestación conjunta del servicio de transmisión nacional y otros servicios distintos de transmisión.

La identificación de las holguras que dan origen a las partidas sujetas a economías de ámbito se realizó sobre la base del análisis de la estructura organizacional, y BMI asociados, diseñados para la EM, y la posibilidad de su aprovechamiento para la prestación de otros servicios distintos de transmisión, y teniendo en cuenta antecedentes regulatorios en la materia.

En el Anexo COMA\_7\_Economías de Ambito\_rev1 se presentan los antecedentes que justifican las partidas sujetas a economías de ámbito que fueron comunicadas al Comité y que obtuvieron aprobación preliminar.

En el Anexo COMA\_3 Modelo\_rev1/Modelo EC&ER/Hoja Economías Ámbito, se identifican el tipo de partida, su origen, la partida propiamente dicha y la naturaleza del costo de la partida.

Las partidas se clasifican por su origen en:

- Corporativa: son gastos que realiza la EM a nivel global de toda la empresa.
- Área: son gastos asociados a las áreas de la EM sujetas a economías de ámbito.
- Personal: son costos laborales de los puestos con sus gastos asociados (consumo de energía eléctrica, agua, comunicaciones, etc) y sus bienes muebles e inmuebles.

Cada una de las partidas mencionadas se clasifican por la naturaleza de sus costos en: costos laborales, gastos y la anualidad de los BM&I.

Sobre la base de información recibida de las empresas se aplicará un descuento a la remuneración de las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión en cada uno de sustramos, para lo cual se aplicará la siguiente metodología:

- 1) Se calculará la participación de dicha partida de costo en el C.O.M.A y/o BMI, según corresponda, de cada tramo como el cociente del A.V.I del tramo dividido por el A.V.I total del sistema.
- 2) Con la proporción determinada el punto 1) se calculará el costo de la partida de C.O.M.A y/o BMI susceptible de descuento asignable a cada tramo.
- 3) Se determinará el Valor Límite de Descuento por Economías de Ámbito (VLDEA) como el producto del costo de la partida de C.O.M.A y/o B.M.I determinada en el punto 2) multiplicando por un driver que sea representativo de la utilización de dicha partida en otras actividades diferentes de la actividad de transmisión.
- 4) Para el cálculo del driver se utilizará la siguiente expresión matemática para cada partida de costo calculada según el punto 2) y para cada tramo

$$DEA = \frac{INVATT}{INVATT + IVATT}$$

Dónde:

- DEA: Driver de economías de ámbito asignable al tramo.
- IVATT (Ingresos VATT): ingresos provenientes de actividades del sistema de transmisión nacional para el propietario.
- INVATT (Ingresos NO VATT): ingresos provenientes de actividades remuneradas que no corresponden a transmisión nacional pero que hacen uso de los recursos del sistema de transmisión nacional del propietario.

No obstante, el Consultor tendrá en consideración que la prestación de servicios distintos al servicio de transmisión requiere en la empresa no sólo la utilización de recursos compartidos con las actividades de transmisión, estos susceptibles de ser descontados por economías de ámbito, sino que también de recursos adicionales específicos, los que no dan origen a dicho descuento. Consecuentemente, en la fórmula anterior el INVATT debe corresponder solamente a la parte de

los ingresos de actividades no VATT que tiene como contrapartida recursos efectivamente compartidos con las actividades de transmisión.

La información de IVATT e INVATT del año 2017, fue solicitada a las empresas de transmisión nacional por medio del Comité mediante Oficio CNE N°238-2020 Ingresos Anuales Empresas STN”

4) El VLDEA para cada partida se calculará con la siguiente expresión matemática:

$$VLDEA = DEA * PCSEA$$

Dónde:

- VLDEA: Valor Límite de Descuento por Economías de Ámbito para cada partida
- PCSEA: Partida de Costos Sujeta a Economías de Ámbito (C.O.M.A y/o B.M.I)

5) El descuento total por economías de ámbito se asignará a cada tramo como un descuento en la valorización del C.O.M.A y/o B.M.I según corresponda y el VLDEA calculado en el punto 4).

En el Anexo COMA\_7\_Economías de Ambito\_rev1 se presentan los antecedentes que justifican el Valor Límite de Descuento por Economías de Ámbito propuesto por el Consultor.

#### **6.2.16 Información aportada por el Comité Coordinador**

A través de la gestión de la CNE se recibió la siguiente información para el C.O.M.A

Consumo EE\_ subestaciones\_Respuestas Of. 59-2020

Envío N°1 Estudio Nacional – Transelec

- 01 Organización de contratistas
- 02 Operación local de S.E
- 04 Organización del personal propio
- 05 Operación y Centro de Control
- 06 Bodegas
- 07 Actividades de mantenimiento de terreno de mayor impacto en OyM
- 08 Guardias de vigilancia
- 09 Pago de indemnizaciones
- 10 Costos unitarios referenciales
- 11 Pago de Energía Eléctrica SS.EE

- 12 Pago consumo agua potable SS.EE
- 13 Pago patentes comerciales
- 14 Pago contribuciones de bienes raíces
- 15 Otras informaciones
- Envío N°1 Estudio Nacional - Transelec-20190917T185626Z-001

Envío N°2 Estudio Nacional – Transelec (con índice similar y complementaciones)

- 01 Organización de contratistas de OyM
- 02 Operación Local de Subestaciones
- 04 Organización del personal propio
- 09 Pago real de indemnizaciones
- 10 Costos unitarios referenciales
- 11 Pago de Energía Eléctrica SSEE
- 12 Pago consumo agua potable SSEE
- 13 Pago patentes comerciales
- 14 Pago contribuciones de bienes raíces
- 20191003 Respuesta a información COMA solicitada - Transelec

Envío N°3 Estudio Nacional – Transelec

- 02. Costos de Servicios
- 04. ii. VP Operaciones
- 04. iii. Control y Telecomunicaciones
- 04. iv. Actividades de Mantenimiento
- 04. vi. Seguridad Física
- 04. vii. Descripción de Cargos
- 20191117 Respuesta de aclaraciones de la información COMA que fue recibida de Transelec

Respuesta Of. 771-2019 11-11-2019: Antofagasta Minerals, Celeo Redes, Colbun Transmisión, ETSA, Ferrovial, REDENOR, TEN, Transemel

Respuestas Of. 687-2019 27-09-2019: Celeo Redes, CGE, Chilquinta, Colbún, Edelnor, Enel Distribucion, ENGIE, ISA Interchile, Red Eléctrica, SAESA

Respuestas Of. CNE N° 40-2020\_contribuciones

Respuestas Of. Ord. N° 5-2020 (caracterización)

Aclaraciones Respuestas Of. Ord. N° 5-2020

#### 6.2.17 Cálculo de intangibles

Para el cálculo de intangibles se presenta el desarrollo metodológico detallado en el “Anexo COMA\_5\_Bienes intangibles”.

El soporte del cálculo se presenta en Anexo COMA\_3 Modelo/ Modelo EC&ER/ Intangibles y el soporte de datos en Anexo COMA\_3 Modelo/ Datos/ Precios Insumos No Eléctricos/Asesorías

## 6.3 Metodología aplicada a la determinación de Labores de Ampliación

### 6.3.1 Introducción

#### 6.3.1.1 Labores de Ampliación y Bases

Si bien el concepto de *Labores de Ampliación* no se encuentra definido en la normativa, se entiende referido a aquellos trabajos necesarios para el desarrollo de *obras de ampliación*, que involucran costos asociados a la inversión en estas obras, y que no quedan registrados en el inventario de componentes a valorizar (VI) en la obra ampliada resultante. Estos trabajos pueden corresponder, por ejemplo, a labores de desmontaje, faenas en instalaciones energizadas, construcción de variantes provisionales, entre otros.

El punto 3.4.1.1 de las Bases se refiere al tratamiento del tema, señalando en su penúltimo párrafo:

“Respecto de la determinación del V.I. de las instalaciones identificadas por el consultor como pertenecientes al sistema de transmisión y que fueron objeto de ampliaciones a que hace referencia el artículo 92° de la Ley, el Consultor considerará el V.I. adjudicado de la obra de ampliación.

Para las obras de ampliación contenidas en planes de expansión fijadas de acuerdo al régimen que la Ley N° 20.936 derogó, **el consultor deberá considerar, de manera separada al V.I. de las instalaciones señaladas precedentemente, un V.I. de labores de ampliación**, asociado a los costos propios de las ampliaciones realizadas, no considerados en el V.I. de dichas instalaciones, tales como los costos indirectos de la obra de ampliación, costos asociados a labores de desmontaje, a faenas en instalaciones energizadas, costos por construcción de variantes provisionales, etc. **Los recursos utilizados en estas labores deberán ser los mínimos necesarios para construir la obra de ampliación, en cumplimiento de las disposiciones de seguridad y calidad de servicio, así como del resto de la normativa vigente.** La valorización de las labores de ampliación deberá considerar los precios vigentes al momento de adjudicación de las obras de ampliación, actualizados por IPC a la fecha de referencia del Estudio, esto es el 31 de diciembre 2017. **Al V.I. de las labores de ampliación resultante, el consultor deberá descontar el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N°23 T de 2015 del Ministerio de Energía, el cual será estimado a partir de dicho V.I. y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes.** El V.I. resultante (una vez descontado el monto recuperado) deberá ser anualizado, debiendo ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2020-2023)”.

El reconocimiento de costos por efecto de *labores de ampliación*, se practicó también en el estudio de valorización que dio lugar al Decreto 23 T de 2015, según consta en el Artículo primero, punto 2.1 de la norma, y que establece su cuantificación en los mismos términos que las Bases correspondientes al presente estudio.

#### 6.3.1.2 Obras de Ampliación a Estudiar

El conjunto de obras de ampliación cuyo V.I. de labores de ampliación debe establecerse en la presente oportunidad, corresponde a aquél contenido en el archivo anexo al Oficio N°688, del 13 de septiembre de 2019, de la CNE, en que la Comisión solicita a las empresas transmisoras indicar, cuando correspondiera, la descripción de labores de ampliación practicadas al momento de la habilitación de las obras de ampliación que individualiza en el anexo señalado, y que corresponden a instalaciones que entraron en operación en el período 1 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2017.

De esta forma, las obras de ampliación informadas, 34 en total, se muestran en el siguiente cuadro:

**Obras de Ampliación a Analizar**  
**(Entrada en Operación: 1 de enero de 2015 a 31 de diciembre de 2017)**

Obra de Ampliación	Decreto Expansión	Propietario
Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	D201-14	Interchile
Segundo Circuito línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto	D201-14	Eletrans
Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	D201-14	Eletrans
Subestación Andrés 220 kV	D158-15	SATT
Subestación Tarapacá 220 kV	D082-12	Transelec
Subestación Lonadora Nueva Encuentro 220 kV	D310-13	Transelec
Interrupción paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Navia 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Cruce 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV, cambio de interruptores en S/E Quillota y S/E Polpaico	D082-12	Transelec
Subestación Cruce 500 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
Subestación Cardones 220 kV, cambio de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV	D201-14	Transelec
Subestación Cruce 500 kV subestación Alto Jahuel	D201-14	Transelec
Subestación Cruce 500 kV subestación Ancoa	D201-14	Transelec
Subestación Cruce 500 kV subestación Charrúa	D201-14	Transelec
Subestación Cruce 500 kV principal en S/E Carrera Pinto	D201-14	Transelec
Subestación Cruce 500 kV completo en subestación Rahue	D201-14	Transelec



estudios energéticos consultores.



28	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	D158-15	Transelec
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	D158-15	Transelec
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	D158-15	Transelec
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	D373-16	Transelec
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	D158-15	Transelec
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto)	D310-13	AJTE
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	D942-09	Transelec

Respecto del listado anterior, y en respuesta al Oficio N°688, Interchile señaló expresamente no tener labores de ampliación asociadas al proyecto 1. “Obra de ampliación Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas”. Asimismo, el Grupo Saesa, en representación de Eletrans y SATT, no indicó descripción ni existencia de labores de ampliación asociadas a los proyectos 2. “Obra de tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones-Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto”, 3. “Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli”, y 4. “Obra de ampliación S/E San Andrés 220 kV”<sup>24</sup>.

De esta forma, el Consultor analizó las labores de ampliación vinculadas a las obras de ampliación 5 a 34 del cuadro anterior descritas por el propietario respectivo.

### **6.3.2 Metodología para Determinación del V.I. de Labores de Ampliación**

Para la determinación del V.I. de las labores de ampliación asociadas a las obras de ampliación indicadas, así como del descuento a aplicar por lo ya recaudado, el Consultor se sujetó a lo indicado en las Bases, las que se presentan bastante específicas, es decir:

1. La valorización de las labores de ampliación debe considerar los precios vigentes al momento de adjudicación de las obras de ampliación.
2. Los recursos utilizados en las labores de ampliación deben corresponder a los mínimos necesarios para construir la obra de ampliación respectiva.
3. Los valores obtenidos deben actualizarse mediante variación del IPC a la fecha de referencia del estudio, es decir, al 31 de diciembre 2017.
4. Al V.I. de las labores de ampliación resultante, debe descontarse el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N°23 T, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2019. El monto a recuperar debe ser estimado a partir del V.I. determinado para las labores de ampliación y de la vida útil de las obras de ampliación correspondientes.
5. El V.I. resultante, una vez descontado el monto recuperado, debe ser anualizado, para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario.

Debe notarse que las Bases no hacen referencia a la tasa de descuento a utilizar, existiendo dos tasas de referencia, a saber, la tasa del 10% antes de impuestos correspondiente a la tasa vigente cuando las obras empezaron a remunerarse, y la tasa de 7% después de impuesto establecida en la

---

<sup>24</sup> El Grupo SAESA incluyó en su respuesta una descripción general de las obras de ampliación, así como otras consideraciones conceptuales de tipo general, pero no se refirió a la existencia de labores de ampliación vinculadas a los proyectos que informa.

normativa actualmente en vigencia. Considerando que la tasa con la que se remunerará la infraestructura de transmisión cuya valorización se acomete en el presente estudio corresponde al 7% después de impuesto y considerando además lo señalado en comunicación de la secretaría técnica del estudio<sup>25</sup>, se ha optado por considerar una tasa del 10% antes de impuesto para valorar los flujos del período hasta el 31 de diciembre de 2019, y una tasa de 7% para los flujos del período posterior, es decir los correspondientes a la anualidad de labores de ampliación a recuperar<sup>26</sup>.

Asimismo, y por consistencia, la utilización de una tasa después de impuesto, requiere determinar el correspondiente ajuste por efecto de impuesto a la renta, en línea con la aplicación de este ajuste para el resto de las instalaciones a valorizar.

#### **6.3.2.1 Determinación del VI de Labores de Ampliación y AVI a recuperar**

Así, y conforme a las disposiciones y lineamientos señalados, la metodología, procedimiento y criterios aplicados fueron los siguientes:

1. Se analizó cada obra de ampliación en términos de la procedencia de reconocer para ellas la existencia de labores de ampliación, análisis que se practicó respecto de los antecedentes aportados por las empresas desarrolladoras y/o propietarias de los proyectos. En caso de verificarse que ninguna de las actividades descritas para una obra de ampliación determinada cumpliera con el concepto de labor de ampliación a juicio del Consultor, entonces no correspondería reconocer costos por labores de ampliación a dicha obra. Producto de este análisis se verificó que los proyectos 5 a 34 estudiados presentan una o más actividades y/o faenas calificables efectivamente como labores de ampliación, si bien no todas las actividades presentadas cumplen el concepto según se señala en el punto 3 siguiente.
2. Para los precios vigentes a la fecha de adjudicación de las obras de ampliación -precios unitarios- se adoptaron directamente los precios en dólares informados por las empresas

---

<sup>25</sup> En comunicación del 9 de abril 2020, la secretaría solicitó al Consultor considerar que:

“i) Para determinar el monto ya recuperado de las labores de ampliación se debe utilizar una tasa de descuento de 10% (antes de impuesto), dado que el A.V.I. recaudado de la obra de ampliación hasta el 31 de diciembre de 2019 fue determinado con dicha tasa.

ii) Por su parte, para determinar la anualidad del V.I. resultante (el V.I. de las labores de ampliación descontado el monto recuperado) se debe utilizar una tasa de descuento de 7% (después de impuesto), puesto que los A.V.I. de las instalaciones ampliadas (instalaciones existentes) para el período 2020-2023 se determinarán con dicha tasa”.

<sup>26</sup> El Consultor, en una primera versión del presente informe, había considerado preliminarmente una tasa de 10% antes de impuesto para todo el horizonte.

para cada obra. Los mismos, aparte de reflejar el nivel y relación de precios a la fecha indicada, corresponden además a precios despejados de licitaciones competitivas.

3. Los recursos directos involucrados, si bien fueron también informados por las empresas, fueron sujeto de examen por parte del Consultor, de modo de valorar las labores de ampliación desde una perspectiva de utilización de recursos mínimos necesarios, conforme las Bases lo señalan. A este efecto, se estimó en general adecuados los recursos informados, si bien el Consultor desestimó partidas que, a su juicio, no corresponden a partidas a incorporar como concepto de labor de ampliación, tales como energización, pruebas de puesta en servicio, y montajes de componentes. Asimismo, se desestimaron, preliminarmente, partidas cuya descripción no resultó clara a efectos de su calificación. De esta forma se obtuvo el V.I. de costos directos a la fecha de adjudicación.

El Consultor no efectuó diseños *green field* específicos para asignar los recursos debido a que tal ejercicio, no sólo no está exigido en las Bases como sí lo está para el resto de actividades de montaje y habilitación de obras vinculadas al V.I. del inventario a valorizar, sino que principalmente debido a que las labores de ampliación se vinculan a actividades en extremo específicas que resultan de condiciones técnicas y operativas que enmarcaron el desarrollo de los proyectos, y que no han quedado registradas. De esta forma, se procedió a revisar los recursos informados por los propietarios, lo que, como se indicó, se estimaron adecuados no siendo evidente que la actividad pudo haberse acometido con una cantidad menor de recursos.

Para determinar los costos indirectos se estableció el porcentaje que los costos indirectos informados representan del VI de las obras de ampliación respectivas, según el valor de V.I. adjudicado establecido en el decreto de valorización correspondiente<sup>27</sup>. Conforme al monto de dicho V.I., se establecieron dos proporciones de costos indirectos, a saber, 40% para proyectos con V.I. bajo los US\$ 9.000.000 y 25% para proyectos con V.I. superior. Con dichos porcentajes se estableció el V.I. de costos indirectos de labores de ampliación según el V.I. de costos directos<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> La empresa Transelec señaló que los precios y recursos informados corresponden a valores contenidos en la oferta adjudicada de cada proyecto, por lo que se ha entendido que los costos indirectos informados corresponden a los del proyecto de ampliación completo y no a costos indirectos asignables a labores de ampliación (Transelec no acompañó los documentos de cada licitación). La empresa Interchile, por su parte, acompañó los documentos correspondientes de los cuales se desprende que los costos indirectos corresponden a los de la obra de ampliación completa.

<sup>28</sup> En general los costos indirectos fueron informados con itemizados disímiles. El Consultor los consideró tal como fueron informados, incluyendo sólo un costo por utilidad del contratista cuando el mismo no fue informado. Para ello se adoptó un valor de 10%.

A juicio del Consultor los porcentajes indicados dan cuenta razonablemente de un nivel eficiente de costos indirectos para la magnitud de las obras en el rango estudiado.

4. Los V.I. resultantes<sup>29</sup>, se establecieron en pesos chilenos a la fecha de adjudicación considerando el valor promedio mensual del dólar observado al mes de adjudicación<sup>30</sup>. Dicho valor en pesos se llevó a pesos de diciembre de 2017 considerando la variación del IPC entre el mes de adjudicación y el mes de diciembre de 2017.
5. El monto ya pagado se estableció según el valor presente de las cuotas mensuales pagadas al propietario de la obra de ampliación desde el mes de entrada en operación, y hasta diciembre de 2019, considerando que cada cuota de labor de ampliación es igual al valor mensualizado del V.I. de la labor de ampliación determinado conforme al punto anterior. Para determinar el factor de recuperación mensual correspondiente se utilizó la tasa mensual equivalente al 10% anual (0,797%), y la vida útil de la obra de ampliación respectiva<sup>31</sup>.
6. El valor resultante fue descontado del V.I. de la labor de ampliación, y valor resultante puesto al inicio del período de recuperación para proceder a anualizarlo en cuatro cuotas, utilizando la tasa de descuento (7%%), dando lugar al A.V.I. de labores de ampliación a recuperar en el cuadrienio.

El detalle de la metodología aplicada se muestra en el Anexo VI\_10\_Labores de Ampliación, documento “Metodología AVI Labores de Ampliación”. El cálculo correspondiente se incluye en la planilla “AVI Labores Ampliación Informe V2” del mismo anexo.

#### **6.3.2.2 Determinación de Ajuste por Impuesto a la Renta**

Para determinar el ajuste por impuesto a la renta para labores de ampliación se procedió de la siguiente forma:

1. Se considera la tasa de 7% después de impuesto.

---

<sup>29</sup> Los valores originalmente informados en unidades de fomento (UF), se transformaron en dólares utilizando el valor del dólar y de la UF informados por las empresas para cada obra de ampliación.

<sup>30</sup> Sólo Transelec informó la fecha de adjudicación. En los demás casos se utilizó el “mes base” establecido en el decreto de valorización correspondiente a cada obra de ampliación.

<sup>31</sup> Informadas mediante correo electrónico de la secretariatxnacional.cne.cl.

2. Se considera como vida útil económica a la informada como vida útil de la obra de ampliación respectiva.
3. Se consideró al VI de labores de ampliación como un activo no itemizable, asignándolo a un solo concepto de vida útil tributaria según la resolución N°43 del SII. Lo anterior debido a que la vida útil económica de la obra de ampliación, con la cual debe contrastarse la vida útil tributaria aparece como un valor consolidado. En el caso de labores de ampliación vinculadas a obras de ampliación en líneas, se utilizó el ítem E1-4) “Conductores”, correspondiente a 20 años. En el caso de labores vinculadas a obras de ampliación en subestaciones se consideró el ítem E1-6) “Construcciones y casetas de entronque”, también correspondiente a 20 años.
4. El ajuste se practicó utilizando la expresión que para este concepto se establece en el punto 3.7 de las Bases.
5. Como el AEIR determinado de la forma señalada, supone un flujo anual que debe aportarse durante la vida útil del proyecto, para su recuperación en el período cuadrienal que se inicia en 2020, se procedió a mensualizar dicho valor anual, y a determinar el valor presente de las cuotas mensuales resultantes que correspondería aplicar hasta el término de la vida útil. El valor presente obtenido se anualizó en los cuatro años de recupero.
6. Finalmente, al AVI a recuperar en el cuadrienio corresponde a la suma del AVI determinado conforme al punto anterior más el ajuste AEIR, dando lugar al AVI ajustado a recuperar en el siguiente cuadrienio.

El detalle del procedimiento indicado está contenido en el documento “Metodología AVI Labores de Ampliación” y en la planilla “AEIR Labores de Ampliación” del VI\_10\_Labores de Ampliación.

## **7. DETERMINACIÓN DEL V.I.**

### **7.1 Introducción**

El cálculo del valor de inversión se realiza dependiendo si es para un tramo de transporte o tramo de subestación.

Para los tramos de transporte identificados en la base de datos, se pueden presentar dos casos.

Transformadores de poder

Líneas de transmisión

En el caso de las subestaciones se detectan todos aquellos paños que pertenecen a los tramos de transporte definidos en el Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, cualquiera sea su calificación, para no considerarlos en la valorización. Así, se tienen identificados todos los paños que cumplen una función propia de la subestación como paños acopladores, paños seccionadores, paños de equipos de compensación, paños de transformadores de servicios auxiliares, etc. Luego se identifican todas las instalaciones comunes que sí se deben considerar para la valorización tales como barras, patios, equipos de compensación, etc.

Para ambos casos, se obtiene el valor de inversión de cada tramo y de cada una de sus componentes. Como se incluye todos los códigos de identificación necesarios (identificadores), los costos de inversión se pueden agrupar por instalación (subestación o línea), por tramo o por componentes de costos.

Esto significa que para valorizar los tramos de transporte se ha procedido a valorizar los elementos asociados a la línea de transmisión o al transformador de poder en una agrupación y sus paños en otra, por ser de características distintas. Como ambos tienen un identificador asociado al tramo definido en la calificación, es posible obtener el valor total del tramo en cuestión.

En el caso de los componentes de costos, tal como ya se señaló, se agrupa la parte civil y la parte eléctrica, tanto de elementos de subestaciones como elementos de líneas de transmisión, por tener definiciones distintas en la base de datos.

El proceso de carga de datos se ha realizado completando en archivos Excel la información necesaria. Los elementos poseen los diversos recargos en la base de datos. Así, los archivos Excel tienen una columna para cada recargo y una columna para la vida útil, las que han sido completadas por el consultor.

En el caso de los precios, para cada elemento de la Tabla Elemento de la base de datos contiene un campo denominado ID clase elemento. En la Tabla Precio Elemento, cada clase elemento posee un campo llamado valor unitario donde se ha ingresado los diversos costos de equipos y materiales.

Para cada elemento se tiene calculados los respectivos porcentajes de recargo según los diversos ítems. Luego, el motor de cálculo, aplicando la siguiente fórmula para las instalaciones, determina el valor de inversión

$$V.I. = [Cu \cdot (1 + Fl + B) + MO] \cdot (1 + Ing + Gg) \cdot (1 + Int) + BI + CE$$

Donde

*Cu*: Costo unitario de equipo o materiales

*Fl*: Recargo por flete

*B*: Recargo por bodegaje

*MO*: Montaje

*Ing*: Recargo por ingeniería

*Gg*: Recargo por gastos generales

*Int*: Intereses intercalarios

*BI*: Bienes intangibles

*CE*: Capital de explotación

En el caso de los derechos de uso de suelo y medio ambiente, se aplica la siguiente fórmula:

$$V.I. = Cu \cdot (1 + Int) + BI + CE$$

La suma de todos los respectivos VI para cada tramo dará el valor de inversión de cada tramo de transporte y tramo de subestación.

El cálculo ha sido realizado en la base de datos SQL, de tal forma que considera todos los elementos relacionados a un tramo sin la posibilidad de poder omitir elementos ya que se encuentran claramente relacionados.

Se ha creado una nueva tabla que a modo de resumen entrega el V.I. de cada tramo de transporte o de subestación.

Para los bienes muebles e inmuebles se utilizó la siguiente expresión:

$$V.I. = Cu + BI + CE$$

La asignación de BI y CE a cada costo unitarios de bienes muebles e inmuebles se encuentra en el archivo “Precios Insumos No Electricos”

## 7.2 Resultados

Los resultados obtenidos se encuentran en el Anexo VI\_9 Cálculo del VI. Se incluye archivos de resultados en detalle y de resumen.

Los resultados finales totales se muestran en las tablas siguientes:

### 7.2.1 Valor de Inversión por empresa propietaria

**Tabla 20: Valor de Inversión (V.I.) por empresa propietaria**

IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
P_032	TRANSELEC S.A.	1.827.902.504,06
P_079	AES GENER	45.495.082,40
P_083	CGE	9.598.688,78
P_100	STS	30.256.032,82
P_107	CELTA	0,00
P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	90.593.873,75
P_113	CHILQUINTA ENERGIA	27.298.476,33
P_120	TRANSEMEL	19.304.063,35
P_122	SAESA	2.926.960,12
P_123	FRONTEL	49.773,39
P_126	TRANSELEC NORTE	11.622,63
P_133	CODELCO NORTE	12.608.717,10
P_164	E-CL	69.801.281,35
P_202	Agrícola Ponce	677,38
P_206	Algorta Norte	101,01
P_208	AJTE	59.677.941,44
P_235	Chungungo	17.922,80
P_241	Codelco Chile - División Andina	534.114,46
P_244	Colbún Transmisión	160.644.774,03
P_255	CAP CMP	81.552,24
P_257	Minera Maricunga	15.834,81
P_290	Eletrans	28.462.243,86
P_315	Enel Generación	164,49
P_344	Solar SpA	12.841,59
P_418	Minera Escondida	1.579.038,49
P_440	Parque Eólico El Arrayán	8.877,94

IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
P_442	Parque Eólico Los Cururos	8.924,88
P_446	Luz del Norte	127.102,35
P_476	STN	32.261.123,59
P_480	SATT	19.989.806,60
P_510	Transquillota	963.501,58
P_513	Chena S.A.	1.314.788,18
P_514	TEN	524.223.751,58
P_517	Valle de los Vientos	4.910,21
P_521	ELECTRICA INDUSTRIAL	4.149,62
P_524	ENERGIA COYANCO	19.270,80
P_530	INTERCHILE	15.496.916,24
P_537	PARQUE QUILLAGUA	4.792,73
P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	28.414.769,54
P_582	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES	382.202,37
	<b>TOTAL</b>	<b>3.010.099.170,89</b>

## 7.2.2 Valor de Inversión por tramo de subestación calificación nacional

Tabla 21: Valor de Inversión (V.I.) por tramo de subestación calificación nacional

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
SE-N_1	ALTO JAHUEL	34.369.108,48
SE-N_2	ANCOA	67.858.720,68
SE-N_3	ATACAMA	3.676.073,32
SE-N_4	Bureo	-
SE-N_5	Calama Nueva	375.468,85
SE-N_6	Candelaria	1.163.140,37
SE-N_7	CARDONES	7.952.773,34
SE-N_8	CARRERA PINTO	3.269.864,46
SE-N_9	CAUTIN	5.258.774,34
SE-N_10	CERRO NAVIA	43.675.544,03
SE-N_11	CHARRUA	25.011.161,08
SE-N_12	CHENA	19.365.144,82
SE-N_13	Chiloe	2.443.581,82
SE-N_14	Chuquicamata	2.941.578,27
SE-N_15	CIRUELOS	4.994.806,99
SE-N_16	Colbun	2.986.167,94
SE-N_17	CONCEPCION	7.205.859,41

<b>IdCalificacionCodigo</b>	<b>NombreTramoTransporte</b>	<b>Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)</b>
SE-N_18	CONDORES	5.158.017,96
SE-N_19	CRUCERO	7.329.490,59
SE-N_20	Cumbres	6.370.795,85
SE-N_21	DIEGO DE ALMAGRO	24.193.752,21
SE-N_22	DON GOYO	144.343,63
SE-N_23	Don Hector	2.073.639,15
SE-N_24	DUQUECO	4.130.365,01
SE-N_25	El Cobre	2.509.458,25
SE-N_26	ENCUENTRO	7.490.208,83
SE-N_27	ESPERANZA SING	19.312,79
SE-N_28	HUALPEN	3.969.665,88
SE-N_29	ITAHUE	7.826.191,64
SE-N_30	Kapatur	4.189.136,33
SE-N_31	CENTRAL LA CEBADA	107.886,31
SE-N_32	Laberinto	531.754,30
SE-N_33	LAGUNAS	6.727.635,87
SE-N_34	LAGUNILLAS	5.008.405,79
SE-N_35	LAS PALMAS	2.352.284,60
SE-N_36	Lo Aguirre	-
SE-N_37	Los Changos	16.369.347,78
SE-N_38	LOS MAQUIS	1.437.491,84
SE-N_39	Los Peumos	2.998.280,96
SE-N_40	LOS VILOS	2.060.760,64
SE-N_41	Maipo	9.445.127,45
SE-N_42	MAITENCILLO	15.131.952,92
SE-N_43	María Elena	4.149.017,17
SE-N_44	Melipulli	6.674.717,79
SE-N_45	MIRAJE	1.644.069,55
SE-N_46	Mulchén	1.651.155,13
SE-N_47	NEPTUNO	1.265.423,19
SE-N_48	NOGALES	941.911,16
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	-
SE-N_50	Nueva Cardones	11.228.964,67
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	5.665.078,60
SE-N_52	Nueva Victoria	-
SE-N_53	O'Higgins	578.040,16
SE-N_54	PAN DE AZUCAR	27.574.037,95
SE-N_55	PARINACOTA	4.469.687,40
SE-N_56	POLPAICO	32.937.174,03

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
SE-N_57	Pozo Almonte	1.655.426,99
SE-N_58	Puente Negro	-
SE-N_59	PUERTO MONTT	8.031.575,78
SE-N_60	PUNTA COLORADA	1.660.529,90
SE-N_61	Punta Sierra	-
SE-N_62	CENTRAL QUILAPILUN	17.922,80
SE-N_63	TAP OFF QUILLAGUA	4.792,73
SE-N_64	QUILLOTA	2.988.125,18
SE-N_65	RAHUE	1.938.794,72
SE-N_66	RAPEL	2.326.031,50
SE-N_67	SAN ANDRES	13.224.435,54
SE-N_68	Salar	2.751.460,66
SE-N_69	SAN LUIS	3.754.253,01
SE-N_70	San Simon	-
SE-N_71	Tap Central Santa Marta	-
SE-N_72	Tap Chicureo	-
SE-N_73	Tap Doña Carmen	-
SE-N_74	Tap El Manzano	-
SE-N_75	Tap El Romero	-
SE-N_76	Tap Enlace	-
SE-N_77	Tap Off Sierra Gorda Eólico	-
SE-N_78	TARAPACA	1.874.145,17
SE-N_79	TEMUCO	9.062.627,88
SE-N_80	TINGUIRIRICA	2.390.538,30
SE-N_81	VALDIVIA	3.612.820,85
	<b>TOTAL</b>	<b>524.195.833,59</b>

### 7.2.3 Valor de Inversión por tramo de transporte calificación nacional

Tabla 22: Valor de Inversión (V.I.) por tramo de transporte calificación nacional

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_1	Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 500	14.779.411,98
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	387.138,48
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	16.014.651,25
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	30.962.866,27
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	1.247.257,79
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	4.117.381,23
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	321.027.825,19

<b>IdCalificacionCodigo</b>	<b>NombreTramoTransporte</b>	<b>Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)</b>
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	7.600.810,47
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	243.264,85
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	14.172.307,96
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	6.143.797,99
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	150.653.902,90
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	25.282.757,15
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	17.053.340,25
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	19.834.128,07
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	39.148.684,53
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	40.922.892,30
N_19	Cardones 220 ->Nueva Cardones 220	
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	11.643.951,25
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	10.644.495,19
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	6.732.286,83
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	8.320.260,59
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	3.476.931,13
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	2.127.397,91
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	1.933.439,79
N_27	Charrua 220->Charrua 500	23.707.316,93
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	20.163.996,74
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	5.563.872,85
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	27.190.288,40
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	694.199,86
N_32	Charrua 220->Trebol 220	23.172.148,25
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	31.997.532,40
N_34	Chena 220->Neptuno 220	2.943.154,42
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	8.301.960,89
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	2.956.693,36
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	9.769.856,21
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	3.251.588,21
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	11.226.614,20
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	13.598.967,80
N_41	Condores 220->Parinacota 220	41.190.456,31
N_42	Crucero 220->Kimal 220	1.435.973,82
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	171.908.153,16
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	14.894.714,52
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	18.359.509,65
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	8.599.263,56

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	3.411.499,62
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	16.327.669,76
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	6.085.639,90
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	5.298.514,37
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	984.208,52
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	8.944.260,65
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	10.293.157,54
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	1.734.825,41
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	3.297.966,48
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	4.332.204,66
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	23.312.631,15
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	1.103.100,63
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	43.983.237,92
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	670.804,18
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	1.199.022,07
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	13.400.164,09
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	11.446.347,67
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	3.971.277,39
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	8.869.235,29
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	4.181.712,71
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	13.769.413,92
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	38.833.697,12
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	303.778.875,38
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	16.208.263,80
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	15.286.825,82
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	21.612.762,43
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	14.763.076,33
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	10.219.021,65
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	30.070.134,41
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	10.450.346,83
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	9.557.237,65
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	3.823.566,80
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	22.592.153,30
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	16.042.375,28
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	56.276,04
N_85	Miraje 220->Atacama 220	30.932.180,37

<b>IdCalificacionCodigo</b>	<b>NombreTramoTransporte</b>	<b>Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)</b>
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	9.115.591,69
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	679.592,02
N_88	Nogales 220->Quillota 220	9.987.735,29
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	5.130.381,19
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	917.853,33
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	17.207.542,76
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	8.266.168,44
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	5.053.153,09
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	6.106.103,01
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	13.579.271,17
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	4.849.067,16
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	26.682,44
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	4.503.344,87
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	621.856,61
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	26.740.203,60
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	20.000.555,98
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	26.181.741,20
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	8.525.852,47
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	7.564.434,19
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	-
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	9.041.208,58
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	28.518.852,39
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	15.209.950,86
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	5.612.161,35
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	54.692.227,57
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	3.687.707,12
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	3.998.576,84
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	6.377.908,26
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	36.592.396,93
N_119	Quillota 220->San Luis 220	5.583.365,28
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	11.818.915,94
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	13.145.805,79
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	12.694.084,01
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	5.801.449,20

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	11.653.441,91
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	5.636.708,74
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	7.974.556,95
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	7.065.241,38
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	22.898.035,99
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	5.510.403,79
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	18.256.058,15
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	23.176.555,84
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	1.098.772,87
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	8.409.239,25
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	17.252.468,23
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	19.298.450,46
N_138	Temuco 220->Cautin 220	3.285.209,84
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	17.140.892,20
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	3.174.432,04
	<b>TOTAL</b>	<b>2.485.903.338,30</b>

## 7.2.4 Valor de Inversión por tramo de subestación y por propietario calificación nacional

Tabla 23: Valor de Inversión (V.I.) por tramo de subestación y por propietario calificación nacional

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_1	ALTO JAHUEL	P_032	TRANSELEC S.A.	33.705.420,17
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A.	619.013,11
		P_083	CGE	17.429,77
		P_244	Colbún Transmisión	15.625,83
		P_126	TRANSELEC NORTE	11.622,64
SE-N_2	ANCOA	P_032	TRANSELEC S.A.	67.820.057,08
		P_083	CGE	21.451,09
		P_244	Colbún Transmisión	17.214,92
SE-N_3	ATACAMA	P_032	TRANSELEC S.A.	3.676.073,58
SE-N_5	Calama Nueva	P_120	TRANSEMEL	375.468,87
SE-N_6	Candelaria	P_244	Colbún Transmisión	1.163.140,32
SE-N_7	CARDONES	P_032	TRANSELEC S.A.	6.969.120,79
		P_290	Eletrans	587.654,01
		P_079	AES GENER	298.612,34
		P_255	CAP CMP	81.552,26
		P_257	Minera Maricunga	15.834,81
SE-N_8	CARRERA PINTO	P_032	TRANSELEC S.A.	2.052.686,51
		P_290	Eletrans	1.090.074,77
		P_446	Luz del Norte	127.102,29
SE-N_9	CAUTIN	P_032	TRANSELEC S.A.	5.258.775,69
SE-N_10	CERRO NAVIA	P_032	TRANSELEC S.A.	41.972.776,18
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	1.605.975,80
		P_079	AES GENER	96.790,33
SE-N_11	CHARRUA	P_032	TRANSELEC S.A.	24.566.204,50
		P_244	Colbún Transmisión	384.331,74
		P_079	AES GENER	41.950,75
		P_083	CGE	18.673,77

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_12	CHENA	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	18.777.229,98
		P_032	TRANSELEC S.A.	458.810,25
		P_513	Chena S.A.	129.110,06
SE-N_13	Chiloe	P_100	STS	2.443.581,74
SE-N_14	Chuquicamata	P_133	CODELCO NORTE	2.936.668,11
		P_517	Valle de los Vientos	4.910,20
SE-N_15	CIRUELOS	P_290	Eletrans	2.711.374,88
		P_032	TRANSELEC S.A.	2.281.381,97
		P_100	STS	1.271,94
		P_206	Algorta Norte	677,38
		P_202	Agricola Ponce	101,02
SE-N_16	Colbun	P_244	Colbún Transmisión	2.986.168,19
SE-N_17	CONCEPCION	P_032	TRANSELEC S.A.	4.850.271,88
		P_083	CGE	2.355.586,78
SE-N_18	CONDORES	P_120	TRANSEMEL	5.005.635,33
		P_032	TRANSELEC S.A.	139.711,44
		P_164	E-CL	6.614,17
		P_083	CGE	6.056,94
SE-N_19	CRUCERO	P_164	E-CL	6.243.644,49
		P_032	TRANSELEC S.A.	897.470,00
		P_079	AES GENER	184.224,98
		P_521	ELECTRICA INDUSTRIAL	4.149,62
SE-N_20	Cumbres	P_514	TEN	6.370.795,80
SE-N_21	DIEGO DE ALMAGRO	P_032	TRANSELEC S.A.	23.513.886,45
		P_290	Eletrans	601.372,52
		P_100	STS	78.493,80

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_22	DON GOYO	P_032	TRANSELEC S.A.	135.465,69
		P_440	Parque Eólico El Arrayán	8.877,94
SE-N_23	Don Hector	P_032	TRANSELEC S.A.	2.073.640,01
SE-N_24	DUQUECO	P_120	TRANSEMEL	3.703.630,53
		P_032	TRANSELEC S.A.	348.932,35
		P_083	CGE	77.802,19
SE-N_25	El Cobre (ENGIE)	P_164	E-CL	2.368.434,40
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	141.023,43
SE-N_26	ENCUENTRO	P_032	TRANSELEC S.A.	7.184.471,27
		P_079	AES GENER	255.153,18
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	50.584,15
SE-N_27	ESPERANZA (MINERA CENTINELA)	P_524	ENERGIA COYANCO	19.270,80
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	41,99
SE-N_28	HUALPEN	P_032	TRANSELEC S.A.	3.969.666,18
SE-N_29	ITAHUE	P_032	TRANSELEC S.A.	6.782.433,61
		P_083	CGE	1.043.757,40
SE-N_30	Kapatur	P_476	STN	4.020.223,63
		P_032	TRANSELEC S.A.	168.912,85
SE-N_31	CENTRAL LA CEBADA	P_032	TRANSELEC S.A.	98.961,41
		P_442	Parque Eólico Los Cururos	8.924,88
SE-N_32	Laberinto	P_079	AES GENER	366.961,03
		P_133	CODELCO NORTE	164.793,39
SE-N_33	LAGUNAS	P_032	TRANSELEC S.A.	5.852.225,43
		P_530	INTERCHILE	806.933,77
		P_164	E-CL	68.478,04
SE-N_34	LAGUNILLAS	P_032	TRANSELEC S.A.	5.002.117,78

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
		P_083	CGE	6.288,18
SE-N_35	LAS PALMAS	P_032	TRANSELEC S.A.	2.352.175,58
		P_315	Enel Generación	108,12
SE-N_37	Los Changos	P_514	TEN	16.018.517,27
		P_032	TRANSELEC S.A.	350.830,68
SE-N_38	LOS MAQUIS	P_244	Colbún Transmisión	1.437.491,72
SE-N_39	Los Peumos	P_083	CGE	2.998.281,04
SE-N_40	LOS VILOS	P_032	TRANSELEC S.A.	2.060.760,19
SE-N_41	Maipo	P_244	Colbún Transmisión	9.445.127,82
SE-N_42	MAITENCILLO	P_032	TRANSELEC S.A.	14.506.142,75
		P_079	AES GENER	382.202,31
		P_582	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES	242.265,55
		P_476	STN	1.342,12
SE-N_43	María Elena	P_480	SATT	3.902.759,32
		P_100	STS	233.416,35
		P_344	Solar SpA	12.841,59
SE-N_44	Melipulli	P_100	STS	6.674.717,78
SE-N_45	MIRAJE	P_032	TRANSELEC S.A.	1.644.069,49
SE-N_46	Mulchén	P_244	Colbún Transmisión	1.476.485,32
		P_032	TRANSELEC S.A.	129.744,30
		P_123	FRONTEL	44.925,36
SE-N_47	NEPTUNO	P_032	TRANSELEC S.A.	1.265.423,22
SE-N_48	NOGALES	P_032	TRANSELEC S.A.	941.910,88
SE-N_50	Nueva Cardones	P_514	TEN	9.939.146,07
		P_530	INTERCHILE	1.289.818,33
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	P_290	Eletrans	5.665.078,62

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_53	O'Higgins	P_418	Minera Escondida	578.040,10
SE-N_54	PAN DE AZUCAR	P_032	TRANSELEC S.A.	25.961.190,75
		P_083	CGE	1.612.846,98
SE-N_55	PARINACOTA	P_120	TRANSEMEL	4.429.762,29
		P_032	TRANSELEC S.A.	33.645,16
		P_164	E-CL	6.279,90
SE-N_56	POLPAICO	P_032	TRANSELEC S.A.	31.858.599,18
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	1.060.943,78
		P_244	Colbún Transmisión	17.445,57
		P_079	AES GENER	187,69
SE-N_57	Pozo Almonte	P_164	E-CL	1.655.427,03
SE-N_59	PUERTO MONTT	P_032	TRANSELEC S.A.	7.840.351,56
		P_100	STS	191.223,92
SE-N_60	PUNTA COLORADA	P_032	TRANSELEC S.A.	1.660.530,05
SE-N_62	CENTRAL QUILAPILUN	P_235	Chungungo	17.922,84
SE-N_63	TAP OFF QUILLAGUA	P_537	PARQUE QUILLAGUA	4.792,73
SE-N_64	QUILLOTA	P_032	TRANSELEC S.A.	2.844.800,40
		P_083	CGE	108.956,53
		P_079	AES GENER	34.368,74
SE-N_65	RAHUE	P_032	TRANSELEC S.A.	1.934.903,03
		P_100	STS	3.891,47
SE-N_66	RAPEL	P_032	TRANSELEC S.A.	1.798.342,84
		P_083	CGE	527.632,36
		P_315	Enel Generación	56,35
SE-N_67	SAN ANDRES	P_480	SATT	13.221.470,35
		P_032	TRANSELEC S.A.	2.965,17

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_68	Salar	P_133	CODELCO NORTE	2.664.317,42
		P_164	E-CL	87.143,29
SE-N_69	SAN LUIS	P_113	CHILQUINTA ENERGIA	3.482.587,00
		P_510	Transquillota	205.730,04
		P_244	Colbún Transmisión	48.090,99
		P_032	TRANSELEC S.A.	17.845,07
SE-N_78	TARAPACA	P_032	TRANSELEC S.A.	1.874.145,11
		P_107	CELTA	0,00
SE-N_79	TEMUCO	P_032	TRANSELEC S.A.	8.889.790,88
		P_083	CGE	172.836,33
SE-N_80	TINGUIRIRICA	P_032	TRANSELEC S.A.	2.390.538,04
SE-N_81	VALDIVIA	P_032	TRANSELEC S.A.	3.033.642,80
		P_100	STS	579.177,80

## 7.2.5 Valor de Inversión por tramo de transporte y por propietario calificación nacional

**Tabla 24: Valor de Inversión (V.I.) por tramo de transporte y por propietario calificación nacional**

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_1	Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 500	P_032	TRANSELEC S.A.	15.845.861,00
		P_083	CGE	1.512,36
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	P_032	TRANSELEC S.A.	352.782,65
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	102.542,73
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	P_032	TRANSELEC S.A.	15.891.807,86
		P_513	Chena S.A.	413.800,34
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	31.649.711,00
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	P_244	Colbún Transmisión	1.859.423,49
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.217.106,34
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	P_032	TRANSELEC S.A.	247.137.551,72
		P_208	AJTE	62.659.662,07
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	P_032	TRANSELEC S.A.	8.521.102,27
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	P_244	Colbún Transmisión	299.801,22
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	P_032	TRANSELEC S.A.	13.843.006,99
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.906.607,07
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	P_032	TRANSELEC S.A.	142.871.375,39
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	P_032	TRANSELEC S.A.	25.929.713,77
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	P_032	TRANSELEC S.A.	14.343.956,80
		P_083	CGE	282.458,33
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	P_244	Colbún Transmisión	28.121.364,91
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	P_244	Colbún Transmisión	55.020.302,80
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	38.200.059,49
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	P_032	TRANSELEC S.A.	6.645.403,07
		P_290	Eletrans	4.553.159,20

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.543.061,29
		P_290	Eletrans	4.120.262,34
		P_480	SATT	670.820,29
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	P_032	TRANSELEC S.A.	6.097.509,72
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	P_032	TRANSELEC S.A.	19.023.107,93
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	P_032	TRANSELEC S.A.	2.792.134,86
		P_513	Chena S.A.	622.318,45
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	P_032	TRANSELEC S.A.	2.173.449,85
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	P_290	Eletrans	2.264.220,94
N_27	Charrua 220->Charrua 500	P_032	TRANSELEC S.A.	26.280.211,40
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	P_032	TRANSELEC S.A.	18.229.261,41
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.849.491,83
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	P_032	TRANSELEC S.A.	26.516.410,70
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	P_244	Colbún Transmisión	722.372,07
N_32	Charrua 220->Trebol 220	P_032	TRANSELEC S.A.	23.102.687,14
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	P_032	TRANSELEC S.A.	31.209.398,93
N_34	Chena 220->Neptuno 220	P_032	TRANSELEC S.A.	2.637.540,56
		P_513	Chena S.A.	207.764,00
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	P_032	TRANSELEC S.A.	7.688.901,23
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	P_100	STS	3.458.213,30
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	P_164	E-CL	10.026.462,90
		P_133	CODELCO NORTE	270.853,44
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	P_290	Eletrans	3.648.865,38
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	P_032	TRANSELEC S.A.	10.163.784,67
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	P_032	TRANSELEC S.A.	12.522.039,08

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_41	Condores 220->Parinacota 220	P_032	TRANSELEC S.A.	34.655.859,92
N_42	Crucero 220->Kimal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	1.472.461,84
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	P_514	TEN	203.125.551,55
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	P_032	TRANSELEC S.A.	14.061.837,33
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	P_032	TRANSELEC S.A.	17.361.509,74
N_46	Duquenco 220->Bureo 220	P_032	TRANSELEC S.A.	7.526.842,98
		P_120	TRANSEMEL	219.764,02
N_47	Duquenco 220->Los Varones 220	P_032	TRANSELEC S.A.	2.745.462,98
		P_120	TRANSEMEL	219.210,55
		P_083	CGE	33.860,16
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	18.965.469,92
		P_164	E-CL	119.788,10
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.213.949,65
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	6.590.379,79
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	1.124.724,97
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	P_032	TRANSELEC S.A.	9.340.475,60
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	11.307.708,27
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	2.220.626,72
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.162.767,36
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.723.906,51
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	P_164	E-CL	26.741.368,79
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	P_133	CODELCO NORTE	1.095.598,84
		P_164	E-CL	307.376,88
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	P_079	AES GENER	51.708.645,08
		P_476	STN	1.978.052,37
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	P_079	AES GENER	691.732,95

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
		P_418	Minera Escondida	36.116.566,20
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	P_079	AES GENER	1.283.939,29
		P_418	Minera Escondida	24.470.587,20
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	P_530	INTERCHILE	15.221.846,57
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	P_164	E-CL	11.742.538,41
		P_032	TRANSELEC S.A.	383.981,29
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.135.645,48
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	P_032	TRANSELEC S.A.	7.188.274,09
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.048.762,13
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	P_032	TRANSELEC S.A.	13.242.796,64
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	P_032	TRANSELEC S.A.	44.370.496,83
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	P_514	TEN	371.067.446,88
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	P_514	TEN	17.548.478,85
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	P_244	Colbún Transmisión	31.496.352,70
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	P_032	TRANSELEC S.A.	21.141.022,72
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	P_032	TRANSELEC S.A.	13.891.559,64
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	P_032	TRANSELEC S.A.	9.293.621,42
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	28.011.190,10
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	P_032	TRANSELEC S.A.	8.914.631,41
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	P_032	TRANSELEC S.A.	8.189.813,01
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	P_032	TRANSELEC S.A.	2.501.396,99
		P_480	SATT	586.386,29
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	P_032	TRANSELEC S.A.	17.899.212,51
		P_480	SATT	586.386,29
		P_123	FRONTEL	21.291,48
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	P_100	STS	13.788.317,81
		P_122	SAESA	2.991.168,31

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	P_100	STS	145.536,88
N_85	Miraje 220->Atacama 220	P_032	TRANSELEC S.A.	32.710.235,45
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	P_032	TRANSELEC S.A.	9.234.421,04
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	P_244	Colbún Transmisión	709.107,30
N_88	Nogales 220->Quillota 220	P_032	TRANSELEC S.A.	9.429.460,50
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.716.612,08
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	P_113	CHILQUINTA ENERGIA	1.132.749,92
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	P_032	TRANSELEC S.A.	15.916.695,89
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.601.113,57
		P_290	Eletrans	2.241.732,98
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.908.057,33
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.983.881,59
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	P_032	TRANSELEC S.A.	12.577.283,09
		P_290	Eletrans	726.909,72
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.889.878,07
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	P_032	TRANSELEC S.A.	54.769,59
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.773.652,65
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	P_418	Minera Escondida	20.451.649,49
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	P_476	STN	33.917.054,30
		P_418	Minera Escondida	408.039,06
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	P_032	TRANSELEC S.A.	19.278.004,38
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	P_032	TRANSELEC S.A.	26.203.610,61
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.668.201,54
		P_100	STS	4.536.094,66
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	P_244	Colbún Transmisión	14.402.627,26
		P_241	Codelco Chile - División Andina	369.122,39
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	8.358.193,70

IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	P_032	TRANSELEC S.A.	31.622.331,45
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	P_032	TRANSELEC S.A.	16.658.591,87
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	P_164	E-CL	6.096.611,18
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	P_244	Colbún Transmisión	75.374.698,48
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.912.567,35
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.615.137,57
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	P_032	TRANSELEC S.A.	6.033.066,71
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	P_032	TRANSELEC S.A.	40.934.104,73
N_119	Quillota 220->San Luis 220	P_244	Colbún Transmisión	5.641.157,08
		P_510	Transquillota	856.380,39
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	P_032	TRANSELEC S.A.	13.984.932,64
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	P_032	TRANSELEC S.A.	12.324.703,62
		P_290	Eletrans	827.838,40
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	P_032	TRANSELEC S.A.	11.553.201,88
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.135.626,51
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	P_032	TRANSELEC S.A.	5.996.208,79
		P_290	Eletrans	3.312.450,40
		P_480	SATT	696.112,27
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	P_120	TRANSEMEL	6.929.460,85
		P_133	CODELCO NORTE	269.962,70
		P_083	CGE	25.887,45
		P_164	E-CL	11.434,07
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	P_164	E-CL	5.280.897,92
		P_133	CODELCO NORTE	3.470.257,64
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	P_164	E-CL	4.458.621,89
		P_133	CODELCO NORTE	3.224.754,97
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	P_113	CHILQUINTA ENERGIA	24.680.192,07

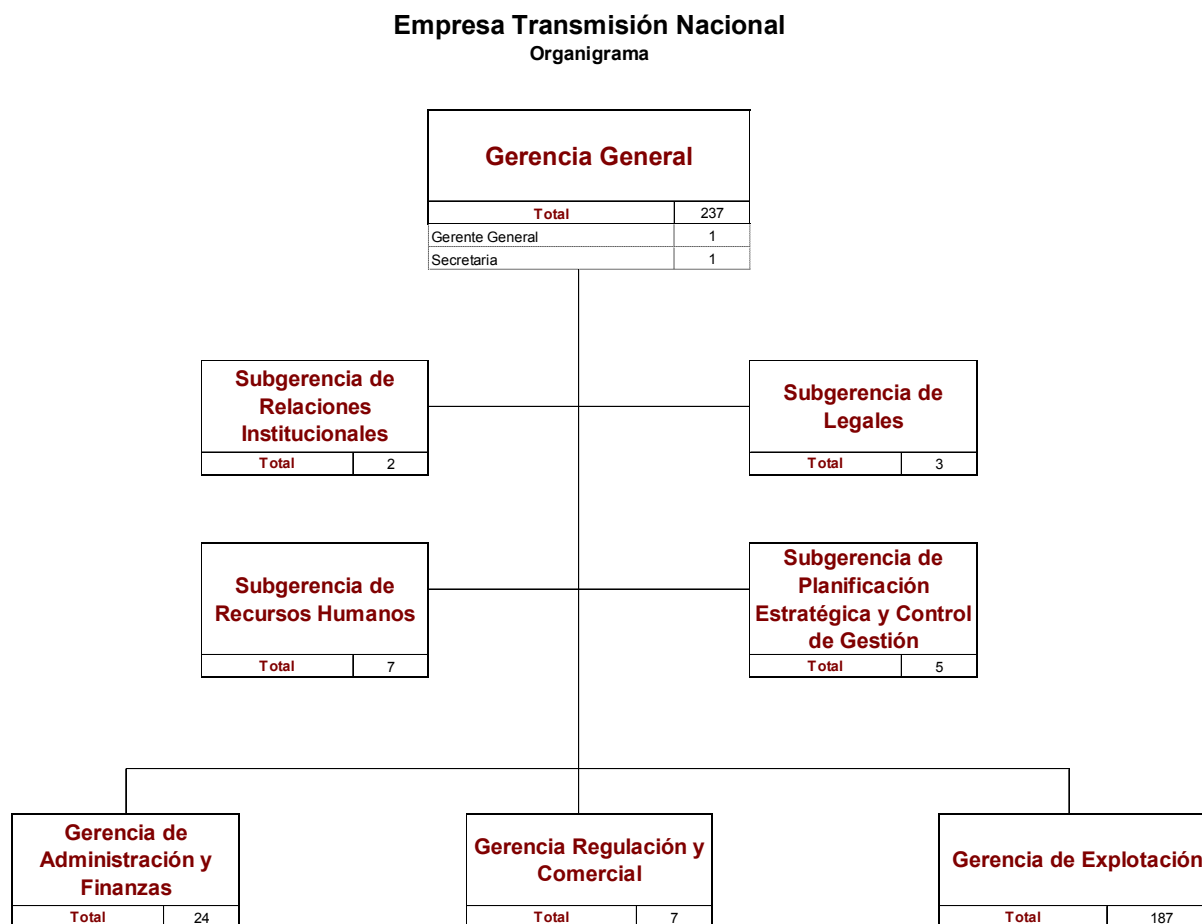
IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	P_032	TRANSELEC S.A.	4.068.903,64
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	P_032	TRANSELEC S.A.	14.796.625,52
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	26.007.363,93
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	P_032	TRANSELEC S.A.	990.683,69
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	P_032	TRANSELEC S.A.	8.186.401,86
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	P_032	TRANSELEC S.A.	15.457.181,50
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	P_032	TRANSELEC S.A.	18.977.954,69
N_138	Temuco 220->Cautin 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.355.181,85
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	P_032	TRANSELEC S.A.	14.580.107,14
		P_083	CGE	251.221,26
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.214.433,34

## 8. DETERMINACIÓN DEL C.O.M.A.

En este punto se presentan los resultados considerando la aplicación de la metodología, criterios y costos unitarios definidos en el capítulo pertinente.

### 8.1.1 Organigrama y plantilla de personal

Se presenta un organigrama general de la empresas, el detalle de cada una de las áreas se describe en el Anexo COMA 1 Organización de la Empresa.



### 8.1.2 Resultados del C.O.M.A

En la siguiente tabla se muestran los costos de personal y gastos del C.O.M.A:

<b>Función</b>	<b>Costo Personal</b>	<b>Gastos (USD/año)</b>	<b>Total (USD/año)</b>
Estructura Central	5.001.026	5.020.892	10.021.918
Regional Norte	1.432.794	592.328	2.025.122
Regional Centro	1.078.864	430.288	1.509.152
Regional Centro Sur	906.269	374.229	1.280.498
Regional Sur	969.286	425.885	1.395.171
Directos SE EC	-	1.827.343	1.827.343

Función	Costo Personal	Gastos (USD/año)	Total (USD/año)
Directos SE	1.554.574	1.947.920	3.502.493
Directos Líneas <sup>32</sup>	9.728.825	9.539.426	19.268.250
<b>TOTAL</b>	<b>20.671.637</b>	<b>20.158.310</b>	<b>40.829.947</b>

- 1) Estructura Central: son los costos asociados a la casa central y gastos globales corporativos.
- 2) Regional: son los costos asociados a cada una de las regionales.
- 3) Directos\_SE\_EC: son los costos asignables a las estaciones (contribuciones, vigilancia presencial en estaciones y consumo de energía eléctrica de estaciones).
- 4) Directos SE: son los costos de las cuadrillas de terreno para la operación y mantenimiento de las estaciones.
- 5) Directos líneas: son los costos de las cuadrillas de terreno para la operación y mantenimiento de las líneas.

El detalle de cada una de las partidas indicadas puede verse en las tablas de los TDR que forman parte de los Anexos a este informe y en el Modelo C.O.M.A

### 8.1.3 Resultados de BM&I

Función	BI (USD)	EC (USD)	EOYM (USD)	VH (USD)	BM (USD/año)	Total BM&I (USD)
Estructura Central	2.144.852	9.821.862	-	-	191.795	12.158.509
Regional Norte	4.724.399	30.254	255.132	-	49.154	5.058.938
Regional Centro	1.374.654	26.674	255.132	-	42.768	1.699.228
Regional Centro Sur	931.579	25.242	255.132	-	40.214	1.252.167
Regional Sur	1.788.437	25.958	255.132	-	41.491	2.111.018
<b>TOTAL</b>	<b>10.963.922</b>	<b>9.929.989</b>	<b>1.020.527</b>	<b>-</b>	<b>365.421</b>	<b>22.279.859</b>

BI	11	Bienes inmuebles distintos a terrenos
EOYM	12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible
BM	13	Equipamiento de oficina no fungible
EC	14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia
VH	15	Vehículos

El detalle de cada partida se puede ver en el Modelo.

<sup>32</sup> Los costos directos de líneas no incluyen el costo correspondiente a la componente línea (Estructura, conductor, aislador, etc.) de los tramos N\_61, N\_62 y N\_102, en virtud que dichos componentes no están incorporados en la base de datos del estudio.

Las siguientes tablas presentan los resultados de COMA y de Bienes Muebles e Inmuebles por tramo:

Tramo Subestación	COMA Directo	COMA Estructura Central	COMA Regional	COMA Estudio Tarifario	Total COMA	Bienes Muebles e inmuebles
SE-N_1	293.456	117.648	74.085	2.156	487.346	265.800
SE-N_2	567.554	227.535	143.283	4.286	942.658	514.065
SE-N_3	31.522	12.637	7.958	238	52.356	28.552
SE-N_5	3.242	1.300	818	20	5.380	2.936
SE-N_6	10.501	4.210	2.651	78	17.441	9.512
SE-N_7	67.939	27.237	17.152	543	112.870	61.536
SE-N_8	29.347	11.765	7.409	312	48.833	26.581
SE-N_9	48.151	19.304	12.156	364	79.974	43.613
SE-N_10	365.932	146.704	92.382	2.626	607.643	331.445
SE-N_11	221.192	88.677	55.841	1.665	367.374	200.346
SE-N_12	186.088	74.604	46.979	110	307.781	168.551
SE-N_13	21.990	8.816	5.552	153	36.510	19.918
SE-N_14	28.168	11.293	7.111	388	46.960	25.513
SE-N_15	44.814	17.966	11.314	586	74.680	40.591
SE-N_16	26.420	10.592	6.670	197	43.878	23.930
SE-N_17	60.751	24.355	15.337	309	100.753	55.026
SE-N_18	42.644	17.096	10.766	268	70.774	38.625
SE-N_19	63.564	25.483	16.047	312	105.406	57.573
SE-N_20	52.857	21.191	13.344	-	87.392	47.876
SE-N_21	202.535	81.197	51.131	1.584	336.448	183.447
SE-N_22	2.499	1.002	631	253	4.384	2.263
SE-N_23	17.717	7.103	4.473	134	29.426	16.047
SE-N_24	39.570	15.864	9.990	249	65.672	35.841
SE-N_25	20.902	8.380	5.277	90	34.649	18.932
SE-N_26	62.929	25.228	15.887	456	104.500	56.998
SE-N_27	154	62	39	-	255	140
SE-N_28	34.409	13.795	8.687	260	57.150	31.166
SE-N_29	68.785	27.576	17.365	449	114.175	62.302
SE-N_30	36.574	14.663	9.233	10	60.480	33.127
SE-N_31	1.712	686	432	12	2.843	1.551
SE-N_32	4.446	1.782	1.122	19	7.370	4.027
SE-N_33	57.057	22.874	14.404	541	94.877	51.680
SE-N_34	44.802	17.961	11.311	338	74.412	40.580
SE-N_35	22.175	8.890	5.598	168	36.831	20.085
SE-N_37	134.563	53.947	33.971	22	222.504	121.881
SE-N_38	13.190	5.288	3.330	98	21.907	11.947
SE-N_39	28.620	11.474	7.225	-	47.319	25.923
SE-N_40	19.902	7.979	5.024	150	33.055	18.026
SE-N_41	81.085	32.507	20.470	605	134.668	73.443
SE-N_42	128.427	51.487	32.422	929	213.266	116.324

Tramo Subestación	COMA Directo	COMA Estructura Central	COMA Regional	COMA Estudio Tarifario	Total COMA	Bienes Muebles e inmuebles
SE-N_43	37.058	14.857	9.356	112	61.382	33.565
SE-N_44	56.278	22.562	14.208	390	93.438	50.974
SE-N_45	15.901	6.375	4.014	120	26.410	14.402
SE-N_46	15.690	6.290	3.961	114	26.056	14.212
SE-N_47	11.335	4.544	2.862	86	18.826	10.267
SE-N_48	11.694	4.688	2.952	88	19.423	10.592
SE-N_50	92.607	37.126	23.379	256	153.368	83.879
SE-N_51	50.844	20.383	12.836	911	84.974	46.052
SE-N_53	4.778	1.916	1.206	1.046	8.946	4.328
SE-N_54	231.306	92.732	58.395	1.628	384.060	209.507
SE-N_55	36.565	14.659	9.231	229	60.684	33.119
SE-N_56	278.704	111.734	70.361	2.035	462.834	252.438
SE-N_57	14.114	5.658	3.563	64	23.400	12.784
SE-N_59	72.669	29.133	18.346	546	120.694	65.820
SE-N_60	15.521	6.223	3.918	117	25.780	14.059
SE-N_62	143	57	36	-	237	130
SE-N_63	38	15	10	-	63	35
SE-N_64	27.991	11.222	7.066	198	46.476	25.353
SE-N_65	18.547	7.436	4.682	140	30.806	16.799
SE-N_66	21.310	8.543	5.380	127	35.360	19.301
SE-N_67	105.267	42.202	26.575	295	174.340	95.346
SE-N_68	27.222	10.913	6.872	363	45.371	24.656
SE-N_69	34.275	13.741	8.653	54	56.723	31.045
SE-N_78	16.515	6.621	4.169	125	27.431	14.959
SE-N_79	78.745	31.569	19.880	579	130.772	71.323
SE-N_80	23.638	9.477	5.968	179	39.261	21.410
SE-N_81	35.818	14.360	9.043	266	59.486	32.443
N_1	123.811	49.636	31.257	935	205.640	112.143
N_2	3.437	1.378	868	23	5.705	3.113
N_3	128.939	51.692	32.552	1.065	214.248	116.787
N_4	246.280	98.735	62.175	-	407.190	223.070
N_5	10.622	4.259	2.682	79	17.642	9.621
N_6	32.876	13.180	8.300	248	54.603	29.777
N_7	2.605.182	1.044.429	657.695	28.651	4.335.957	2.359.659
N_8	63.076	25.287	15.924	476	104.763	57.131
N_9	2.207	885	557	16	3.665	1.999
N_10	113.762	45.607	28.720	859	188.948	103.040
N_11	49.230	19.736	12.428	372	81.766	44.590
N_13	1.223.290	490.422	308.827	9.240	2.031.780	1.108.002
N_14	205.392	82.343	51.853	1.551	341.138	186.035
N_15	134.805	54.044	34.032	999	223.880	122.100
N_16	163.826	65.679	41.359	1.223	272.087	148.387
N_17	325.866	130.641	82.267	2.433	541.207	295.155
N_18	325.059	130.318	82.063	2.455	539.896	294.424
N_20	94.181	37.758	23.777	971	156.686	85.305
N_21	86.601	34.719	21.863	855	144.038	78.440

Tramo Subestación	COMA Directo	COMA Estructura Central	COMA Regional	COMA Estudio Tarifario	Total COMA	Bienes Muebles e inmuebles
N_22	54.647	21.908	13.796	413	90.765	49.497
N_23	69.179	27.734	17.465	523	114.901	62.659
N_24	27.992	11.222	7.067	357	46.638	25.354
N_25	17.514	7.021	4.422	132	29.089	15.864
N_26	16.771	6.724	4.234	300	28.030	15.191
N_27	197.143	79.035	49.770	1.489	327.437	178.563
N_28	159.343	63.881	40.227	1.204	264.655	144.326
N_29	44.303	17.761	11.184	335	73.583	40.127
N_30	216.116	86.642	54.560	1.632	358.949	195.748
N_31	6.163	2.471	1.556	46	10.236	5.583
N_32	184.847	74.106	46.666	1.396	307.015	167.426
N_33	255.682	102.504	64.548	1.931	424.665	231.585
N_34	23.536	9.436	5.942	230	39.143	21.318
N_35	65.897	26.418	16.636	498	109.449	59.686
N_36	23.775	9.531	6.002	165	39.474	21.534
N_37	76.341	30.605	19.273	368	126.588	69.146
N_38	26.854	10.766	6.779	481	44.881	24.323
N_39	89.458	35.864	22.584	676	148.582	81.027
N_40	108.904	43.660	27.493	823	180.880	98.640
N_41	327.875	131.446	82.774	2.477	544.572	296.974
N_42	12.175	4.881	3.074	92	20.221	11.027
N_43	1.381.599	553.889	348.793	-	2.284.281	1.251.391
N_44	118.959	47.691	30.032	899	197.581	107.748
N_45	145.595	58.370	36.756	1.100	241.821	131.874
N_46	67.717	27.148	17.095	509	112.469	61.335
N_47	26.926	10.795	6.798	199	44.717	24.388
N_48	132.948	53.299	33.564	5	219.815	120.418
N_49	48.058	19.267	12.132	363	79.820	43.528
N_50	42.707	17.122	10.782	-	70.611	38.682
N_51	8.495	3.406	2.145	64	14.109	7.694
N_52	73.545	29.484	18.567	556	122.151	66.613
N_53	83.864	33.621	21.172	-	138.658	75.960
N_54	14.084	5.646	3.556	-	23.287	12.757
N_55	26.540	10.640	6.700	200	44.081	24.039
N_56	34.663	13.896	8.751	262	57.572	31.396
N_58	185.259	74.271	46.770	842	307.142	167.799
N_59	9.319	3.736	2.353	100	15.508	8.441
N_60	358.781	143.837	90.577	-	593.194	324.968
N_61	6.021	2.414	1.520	-	9.955	5.454
N_62	10.836	4.344	2.736	-	17.916	9.815
N_63	107.675	43.168	27.183	2.647	180.673	97.528
N_64	91.588	36.718	23.122	429	151.856	82.956
N_65	31.983	12.822	8.074	242	53.121	28.969
N_66	70.856	28.406	17.888	535	117.685	64.178
N_67	33.555	13.452	8.471	253	55.732	30.392
N_69	108.619	43.546	27.422	820	180.408	98.383

<b>Tramo Subestación</b>	<b>COMA Directo</b>	<b>COMA Estructura Central</b>	<b>COMA Regional</b>	<b>COMA Estudio Tarifario</b>	<b>Total COMA</b>	<b>Bienes Muebles e inmuebles</b>
N_70	312.142	125.139	78.802	2.358	518.441	282.725
N_72	2.451.192	982.693	618.819	-	4.052.704	2.220.181
N_73	134.405	53.884	33.931	-	222.220	121.738
N_74	130.069	52.145	32.837	971	216.023	117.811
N_75	172.534	69.170	43.557	1.303	286.564	156.274
N_76	117.819	47.234	29.744	890	195.688	106.715
N_77	81.486	32.668	20.572	616	135.342	73.807
N_78	238.349	95.555	60.173	1.800	395.877	215.886
N_79	84.174	33.746	21.250	636	139.806	76.241
N_80	76.573	30.698	19.331	578	127.181	69.356
N_81	31.942	12.806	8.064	207	53.018	28.931
N_82	181.227	72.655	45.752	1.334	300.968	164.148
N_83	126.375	50.664	31.904	717	209.661	114.465
N_84	463	186	117	3	768	419
N_85	249.493	100.023	62.986	1.885	414.386	225.980
N_86	74.211	29.751	18.735	561	123.258	67.217
N_87	5.975	2.395	1.508	45	9.924	5.412
N_88	80.881	32.426	20.419	611	134.337	73.259
N_90	41.021	16.446	10.356	310	68.133	37.155
N_91	7.493	3.004	1.892	11	12.401	6.787
N_92	136.544	54.741	34.471	1.031	226.787	123.675
N_94	67.422	27.030	17.021	706	112.180	61.068
N_95	40.172	16.105	10.142	303	66.722	36.386
N_96	49.158	19.708	12.410	371	81.647	44.525
N_98	109.416	43.865	27.623	905	181.810	99.104
N_99	39.183	15.709	9.892	296	65.080	35.490
N_100	216	87	54	2	359	196
N_101	37.053	14.855	9.354	280	61.542	33.561
N_102	5.488	2.200	1.386	1.201	10.275	4.971
N_103	216.714	86.881	54.711	729	359.034	196.290
N_104	159.955	64.127	40.382	1.208	265.671	144.880
N_105	208.872	83.738	52.731	1.578	346.919	189.187
N_106	68.232	27.355	17.226	496	113.308	61.802
N_107	64.515	25.864	16.287	449	107.115	58.435
N_109	74.017	29.674	18.686	-	122.377	67.041
N_110	231.888	92.965	58.542	1.752	385.146	210.034
N_111	126.956	50.897	32.051	959	210.864	114.992
N_112	44.160	17.704	11.148	201	73.213	39.998
N_113	455.529	182.624	115.001	3.402	756.555	412.598
N_115	30.514	12.233	7.704	230	50.682	27.639
N_116	31.687	12.703	8.000	239	52.629	28.701
N_117	51.331	20.579	12.959	388	85.257	46.493
N_118	293.516	117.672	74.100	2.217	487.505	265.854
N_119	46.955	18.824	11.854	288	77.922	42.530
N_120	95.980	38.479	24.231	725	159.414	86.934
N_121	106.517	42.703	26.891	889	176.999	96.478

Tramo Subestación	COMA Directo	COMA Estructura Central	COMA Regional	COMA Estudio Tarifario	Total COMA	Bienes Muebles e inmuebles
N_123	100.505	40.293	25.373	759	166.929	91.033
N_124	45.744	18.339	11.548	346	75.977	41.433
N_125	95.317	38.213	24.063	966	158.560	86.334
N_126	45.998	18.441	11.613	303	76.355	41.663
N_127	63.610	25.502	16.059	514	105.685	57.615
N_128	56.033	22.464	14.146	455	93.097	50.752
N_129	182.754	73.267	46.137	272	302.430	165.530
N_130	43.803	17.561	11.058	331	72.754	39.675
N_131	144.821	58.059	36.561	1.094	240.536	131.173
N_132	184.796	74.085	46.653	-	305.534	167.380
N_133	9.594	3.846	2.422	72	15.935	8.690
N_134	67.485	27.055	17.037	510	112.087	61.125
N_136	137.537	55.139	34.722	1.039	228.438	124.575
N_137	155.358	62.284	39.221	1.174	258.036	140.716
N_138	27.670	11.093	6.985	209	45.957	25.062
N_139	135.666	54.389	34.250	1.008	225.312	122.880
N_140	25.676	10.294	6.482	194	42.645	23.256

## 9. DETERMINACIÓN DE BIENES INTANGIBLES

En la siguiente tabla se presenta los Bienes Intangibles:

Cálculo Intangibles	USD
Asesorías	896.453
Salarios Personal sin Beneficios ( 2 meses)	1.073.544
Capacitación (1 mes)	8.888
Costo anual OyM (un mes)	2.519.899
<b>Total Intangibles</b>	<b>4.498.784</b>

## 10. DETERMINACIÓN ECONOMÍAS DE ÁMBITO

En la siguiente tabla se presentan las partidas que el Consultor propone sujetas a economías de ámbito:

Tipo Partida	Partida	Costo Personal	Gasto	AVI BM&I
Corporativo	Remuneracion directorio	-	273.460	-
Corporativo	Software Sistemas informáticos Administración	-	-	572.202

Tipo Partida	Partida	Costo Personal	Gasto	AVI BM&I
Corporativo	Hardware Sistemas informáticos Administración	-	-	575.099
Corporativo	Ciberseguridad	-	30.000	-
Corporativo	Memoria anual	-	47.523	-
Corporativo	Mantenimiento Software Administración	-	351.921	-
Corporativo	Mantenimiento Hardware Administración	-	117.901	-
Area	Gerencia General	-	21.302	870
Personal	Gerente General	293.448	11.414	4.256
Personal	Secretaria Gerente General	40.730	2.466	2.295
Area	Subgerencia de Relaciones Institucionales	-	21.302	870
Personal	Subgerente de Relaciones Institucionales	96.092	8.970	3.668
Personal	Secretaria de Subgerencia Relaciones Institucionales	23.971	2.421	2.079
Area	Subgerencia de Legales	-	21.302	870
Personal	Subgerente de Legales	216.402	9.420	3.668
Area	Subgerencia de Recursos Humanos	-	21.302	870
Personal	Subgerente de Recursos Humanos	71.001	8.970	3.668
Personal	Secretaria de Subgerencia de Recursos Humanos	23.971	2.421	2.079
Area	Departamento Administración del Personal	-	235	794
Personal	Jefe Departamento Administración del Personal	115.050	8.081	2.327
Personal	Analista de remuneraciones	37.517	2.421	2.079
Personal	Analista de Selección y desarrollo del personal	54.151	2.421	2.079
Area	Gerencia de Administración y Finanzas	-	21.302	870
Personal	Gerente de Administración y Finanzas	202.289	8.970	3.668
Personal	Secretaria de Gerencia de Administración y Finanzas	23.971	2.421	2.079
Area	Departamento Contabilidad	-	235	794

<b>Tipo Partida</b>	<b>Partida</b>	<b>Costo Personal</b>	<b>Gasto</b>	<b>AVI BM&amp;I</b>
Personal	Contador General	58.522	3.081	2.295
Personal	Analista contable	25.180	2.421	2.079
Personal	Analista de Activo Fijo y Seguros	47.730	2.421	2.079
Personal	Analista de impuestos	44.059	2.421	2.079
Area	Departamento Finanzas	-	235	794
Personal	Jefe de Departamento de Finanzas	58.658	8.081	2.327
Personal	Tesorero	70.494	2.421	2.079
Personal	Analista de finanzas	49.053	2.421	2.079
Area	Departamento Sistemas	-	235	794
Personal	Jefe de Departamento de Sistemas	83.457	8.081	2.327
Personal	Analista de aplicaciones Administrativas	47.778	2.421	2.079
Personal	Analista de aplicaciones Técnicas	47.778	2.421	2.079
Personal	Técnico de Hardware y Soporte Microinformático	56.614	8.614	6.238
Personal	Técnico de Redes y comunicación de datos	18.871	2.871	2.079

## 11. DETERMINACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN

Aplicando la metodología descrita en el punto 6.3.2 se obtuvo el VI de labores de ampliación y de AVI a recuperar en el siguiente cuadrenio, que se muestran en el cuadro siguiente:

**V.I. de Labores de Ampliación  
(US\$ a diciembre de 2017)**

Obra de Ampliación		VI Lab. Amp.
		US\$ dic 2017
n Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas		-
egundo circuito línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto		-
circuito línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli		-
n S/E San Andrés 220 kV		-
a en Subestación Tarapacá 220 kV		116.304,12
n S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV		190.441,29
n cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel		118.025,16
n S/E Cardones 220 kV (Dex-310-2013)		57.613,92
n S/E Cerro Navia 220 kV (Dex-310-2013)		723.010,26
n S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3		1.039.633,59
n S/E Ciruelos 220 kV (Dex-310-2013)		197.739,70
n S/E Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)		388.782,91
n S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero		1.778.606,63
n S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVAR y cambio TTCC paños J1 y J2		68.240,59
n S/E Las Palmas 220 kV (Dex-310-2013)		12.729,72
n S/E Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)		95.987,65
n S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)		491.353,67
n S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)		73.255,55
o de desconectadores en S/E Quillota y S/E Polpaico		45.480,31
n S/E Ancoa 500 kV (Dex-310-2013)		131.406,10
de capacidad de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV		1.576.349,19
nimiento barra 500 kV subestación Alto Jahuel		175.411,79
nimiento barra 500 kV subestación Ancoa		63.270,80
nimiento barra 500 kV subestación Charrúa		176.676,59
Principal en S/E Carrera Pinto		47.394,37

28	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	184.029,15
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	109.830,86
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	303.441,54
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	65.373,73
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	9.965.223,98
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto) (*)	-
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	84.178,57

(\*) AJTE, propietario de la obra de ampliación “Obra nueva Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV (2do cto)”, informó las características de las labores de ampliación efectuadas, pero no presentó un desglose de los costos respectivos. El Consultor determinará el V.I. y el A.V.I. correspondiente en el Informe Final Preliminar, y una vez remitidos los antecedentes respectivos.

**A.V.I. de Labores de Ampliación a Recuperar  
(US\$ a diciembre de 2017)**

N°	Obra de Ampliación	A.V.I. sin ajuste	A.E.I.R.
		US\$ dic 2017	US\$ dic 2017
1	Obra de ampliación Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas	-	-
2	Obra de tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto	-	-
3	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli	-	-
4	Obra de ampliación S/E San Andrés 220 kV	-	-
5	Barra seccionadora en Subestación Tarapacá 220 kV	30.811,14	5.855
6	Obra de ampliación S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	50.451,47	9.588
7	Obra de ampliación cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	30.473,78	5.910
8	Obra de ampliación S/E Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	14.608,59	2.873
9	Obra de ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (Dex-310-2013)	185.717,34	36.163
10	Obra de ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	271.909,49	52.202
11	Obra de ampliación S/E Ciruelos 220 kV (Dex-310-2013)	53.601,08	10.001
12	Obra de ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)	101.161,95	19.500
13	Obra de ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero	467.578,14	89.403
14	Obra de ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2	17.939,78	3.430
15	Obra de ampliación S/E Las Palmas 220 kV (Dex-310-2013)	3.269,84	637
16	Obra de ampliación S/E Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)	24.656,04	4.801
17	Obra de ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)	129.503,71	24.711
18	Obra de ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)	18.865,61	3.666
19	Obra de reemplazo de desconectores en S/E Quillota y S/E Polpaico	11.803,61	2.280
20	Obra de ampliación S/E Ancoa 500 kV (Dex-310-2013)	34.368,42	6.598
21	Obra de aumento de capacidad de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV	421.016,36	80.192
22	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Alto Jahuel	47.187,17	8.859
23	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Ancoa	17.107,20	3.198
24	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Charrúa	47.285,74	8.913
25	Obra de seccionamiento barra principal en S/E Carrera Pinto	12.587,82	2.387

26	Obra de seccionamiento completo en subestación Rahue	14.673,78	2.738
27	Obra de ampliación cambio de interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	25.673,27	4.732
28	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	50.649,22	9.335
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	30.304,61	5.574
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	83.092,59	15.377
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	17.820,27	3.270
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	2.765.468,79	508.913
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto) (*)	-	-
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	23.416,41	4.300

**A.V.I. de Labores de Ampliación a Recuperar Ajustado  
(US\$ a diciembre de 2017)**

N°	Obra de Ampliación	A.V.I. con ajuste
1	Obra de ampliación Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas	-
2	Obra de tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto	-
3	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli	-
4	Obra de ampliación S/E San Andrés 220 kV	-
5	Barra seccionadora en Subestación Tarapacá 220 kV	36.666,54
6	Obra de ampliación S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	60.039,35
7	Obra de ampliación cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	36.383,77
8	Obra de ampliación S/E Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	17.482,06
9	Obra de ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (Dex-310-2013)	221.880,72
10	Obra de ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	324.111,27
11	Obra de ampliación S/E Ciruelos 220 kV (Dex-310-2013)	63.602,22
12	Obra de ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)	120.662,17
13	Obra de ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero	556.981,10
14	Obra de ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVAR y cambio TTCC paños J1 y J2	21.369,94
15	Obra de ampliación S/E Las Palmas 220 kV (Dex-310-2013)	3.906,55
16	Obra de ampliación S/E Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)	29.457,13

17	Obra de ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)	154.215,12
18	Obra de ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)	22.531,76
19	Obra de reemplazo de desconectadores en S/E Quillota y S/E Polpaico	14.083,52
20	Obra de ampliación S/E Ancoa 500 kV (Dex-310-2013)	40.966,55
21	Obra de aumento de capacidad de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV	501.207,86
22	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Alto Jahuel	56.045,71
23	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Ancoa	20.305,68
24	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Charrúa	56.199,08
25	Obra de seccionamiento barra principal en S/E Carrera Pinto	14.975,16
26	Obra de seccionamiento completo en subestación Rahue	17.411,69
27	Obra de ampliación cambio de interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	30.405,00
28	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52J23 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	59.984,17
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	35.878,48
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	98.469,97
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	21.090,63
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	3.274.382,06
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto) (*)	-
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	27.716,31

## **12. DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T.**

### **12.1 Antecedentes generales**

#### **12.1.1 Conceptos Generales**

Se define el Valor Anual de la Transmisión por Tramo, o V.A.T.T. como la suma de la Anualidad del Valor de Inversión del tramo en estudio (A.V.I.), y de los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (C.O.M.A.), ajustados por los efectos de impuestos a la renta.

Así, el A.V.I. -o anualidad del V.I.- correspondiente a la anualidad del valor de inversión de un tramo de transporte o de subestación, se establece como una componente del V.A.T.T., y se define como la suma de las anualidades del valor de inversión de cada tipo de instalación que componen el tramo de transporte o de subestación, incluida la anualidad de los derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente<sup>33</sup>.

En tanto anualidad de componentes de inversión, el A.V.I. de las instalaciones existentes debe calcularse considerando la vida útil de cada tipo de instalación o componente, así como la tasa de descuento correspondiente, esta última según la definición y procedimiento de determinación establecidos a estos efectos en el Artículo 118° y Artículo 119° de la LGSE respectivamente.

De acuerdo a las señaladas disposiciones legales, la tasa de descuento a utilizar para determinar el V.A.T.T. aplicable al cuatrienio 2020-2023 corresponde al 7,00%, según se consigna en el Informe Técnico de la CNE a que se refiere el Artículo 119°, y que contiene el valor de ésta, así como el de sus diferentes componentes<sup>34</sup>.

Por su parte, la vida útil de las componentes de inversión a considerar, establecidas en años, corresponde a las indicadas en el Informe Técnico establecido en el artículo 104° de la LGSE<sup>35</sup>.

#### **12.1.2 V.A.T.T. y Tipos de Obras de Transmisión**

Conforme a las disposiciones de la LGSE, la determinación del V.A.T.T. se efectuará en consideración a si las instalaciones son existentes o si se han desarrollado como obras nuevas u obras de ampliación.

---

<sup>33</sup> Punto 3 de las Bases “DE LA DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T., página 34.

<sup>34</sup> Informe Técnico Definitivo (CNE), “Que Fija la Tasa de Descuento a que se refiere el Artículo 119° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, cuatrienio 2020-2023, de abril de 2019.

<sup>35</sup> Resolución Exenta N°412, del 5 de junio de 2018, CNE, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”.

En efecto, el Artículo 99° de la LGSE señala que en el caso de obras nuevas el valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá su remuneración por cinco períodos tarifarios a partir de su entrada en operación, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente.

Por su parte, y respecto a las obras de ampliación, la misma disposición establece que el propietario de éstas recibirá como remuneración el V.A.T.T., compuesto por el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente, considerando los ajustes por efectos de impuestos a la renta, y en que el A.V.I. será determinado considerando el V.I. adjudicado y la tasa de descuento correspondiente utilizada en el estudio de valorización vigente al momento de la adjudicación. La ley añade que el A.V.I. resultante le corresponderá al propietario por cinco períodos tarifarios a partir de la entrada en operación de la obra de ampliación respectiva, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente.

De esta forma, la determinación del V.A.T.T. debe efectuarse en consideración al tipo de obra de transmisión de que se trate -obra existente, obra nueva u obra de ampliación- conforme se señala en el punto siguiente.

## **12.2 Disposiciones de las bases**

### **12.2.1 Definición del V.A.T.T.**

La definición del Valor Anual de la Transmisión por Tramo o V.A.T.T. se presenta expresamente en el punto 3.1 de las Bases del Estudio, y que señala:

“Por Valor Anual de la Transmisión por Tramo, o V.A.T.T., se entenderá la suma de la Anualidad del Valor de Inversión del tramo en estudio (A.V.I.), más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (C.O.M.A.), ajustados por los efectos de impuestos a la renta”<sup>36</sup>.

### **12.2.2 Componentes del V.A.T.T.**

---

<sup>36</sup> Punto 3 de las Bases “DE LA DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T., página 34.

La formulación específica para la determinación del V.A.T.T. se establece en el punto 3.9 de las Bases, el que se refiere a las componentes del V.A.T.T.<sup>37</sup>

En efecto, y de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°380, las Bases indican que el V.A.T.T. de cada tramo, y por tipo de instalación, se determinará conforme a las siguientes expresiones:

**a) Para Instalaciones Existentes:**

$$(V.A.T.T.)_i = (A.V.I._{IIEE})_i + (C.O.M.A._{IIEE})_i + (A.E.I.R.)_i$$

**b) Para Obras Nuevas:**

$$(V.A.T.T.)_i = (V.A.T.T._{OONN})_i$$

**c) Para Obras de Ampliación:**

$$(V.A.T.T.)_i = (A.V.I._{OOAA})_i + (C.O.M.A._{OOAA})_i + (A.E.I.R.)_i$$

Donde:

$(V.A.T.T.)_i$	: V.A.T.T. asociado al tramo “i”
$(A.V.I._{IIEE})_i$	: A.V.I. asociado al tramo existente “i”
$(C.O.M.A._{IIEE})_i$	: C.O.M.A. asociado al tramo existente “i”
$(A.E.I.R.)_i$	: Ajuste por los Efectos de Impuestos a la Renta asociados al tramo “i”
$(V.A.T.T._{OONN})_i$	: V.A.T.T. de las Obras Nuevas asociadas al tramo “i”
$(A.V.I._{OOAA})_i$	: A.V.I. de las Obras de Ampliación asociadas al tramo “i”
$(C.O.M.A._{OOAA})_i$	: C.O.M.A. de las Obras de Ampliación asociadas al tramo “i”

Por su parte, las Bases establecen que el A.V.I. de los tramos, tanto de Instalaciones Existentes como de Obras de Ampliación, se determinará mediante la expresión:

$$(A.V.I._{TO})_i = \sum_{j=1}^{N_{IEI-i}} [a_j \times (V.I.)_{ij}]$$

Donde:

$(A.V.I._{TO})_i$  : A.V.I. del tramo “i” asociado al tipo de obra “TO”.

<sup>37</sup> Punto 3.9 de las Bases “DE LAS COMPONENTES DEL V.A.T.T., página 57.

- $N_{IEI-i}$  : Número de instalaciones económicamente identificables contenidas en el tramo “i”<sup>38</sup>
- $(V.I.)_{ij}$  : V.I. de la instalación económicamente identificable “j” asociada al tramo “i”.
- $a_j$  : Factor de recuperación del capital de la instalación económicamente identificable “j”.

Finalmente, el factor de recuperación del capital  $a_j$  de cada instalación identificable “j” se determinará mediante la expresión:

$$a_j = \frac{r \times (1 + r)^{VU_j}}{(1 + r)^{VU_j} - 1}$$

Donde:

- $r$  : Tasa de descuento a que hace referencia el artículo 118° de la Ley.
- $VU_j$  : Vida útil de la instalación económicamente identificable “j” expresada en años.

De acuerdo a las disposiciones de la LGSE, las Bases indican que, para el caso de las Obras de Ampliación, el término “ $a_j$ ” se mantendrá constante por cinco períodos tarifarios a partir de su entrada en operación, y se determinará empleando la tasa de descuento utilizada en el Estudio vigente al momento de la adjudicación.

Los valores de  $VU_j$  corresponden a los indicados en el señalado Informe Técnico Definitivo de vida útil al que hace referencia el Artículo 104° de la ley.

### 12.2.3 Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta

El ajuste por efectos de impuesto a la renta (A.E.I.R.) señalado en el punto anterior, se determinará mediante la siguiente expresión, establecida en la Resolución Exenta N°380<sup>39</sup>:

<sup>38</sup> Por instalación económicamente identificable, se entenderá a aquellas a que se refiere el Artículo 5° de la Resolución Exenta N°380 de julio de 2017, de la CNE.

<sup>39</sup> Punto 3.7 de las Bases “AJUSTE POR EFECTOS DE IMPUESTO A LA RENTA”, página 54.

$$(A.E.I.R.)_i = \frac{t \times [(A.V.I.)_i - D_i]}{(1 - t)}$$

Donde:

- t : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a la empresa eficiente. En caso de existir más de un régimen tributario, se considerará aquel régimen que resulte más conveniente económicamente para la empresa eficiente.
- Di : Depreciación anual de los activos del tramo “i” determinada para efectos de la valorización de los impuestos a la renta que le correspondería pagar a la empresa eficiente, la cual se define de la siguiente forma<sup>40</sup>:

$$D_i = \sum_{j=1}^{N_{IEI-i}} d_{ij}$$

Con

$$d_{ij} = \begin{cases} \left[ \frac{(V.I.)_{ij}}{VU_{SIIj}} \right] & \text{si } VU_j \leq VU_{SIIj} \\ \left[ \frac{(V.I.)_{ij}}{\frac{VU_{SIIj}}{(1+r)^{(VU_j - VU_{SIIj})}} \times \frac{(1+r)^{VU_j} - 1}{(1+r)^{VU_{SIIj}} - 1}} \right] & \text{si } VU_j > VU_{SIIj} \end{cases}$$

Vida útil normal fijada por el Servicio de Impuestos Internos mediante Resolución N° 43 del 26 de diciembre de 2002 y sus modificaciones o la que la reemplace, para dicha instalación económicamente identificable “j”, expresada en años.

$VU_{SIIj}$  :

$VU_j$  : Vida útil de la instalación económicamente identificable “j” expresada en años.

r : Tasa de descuento a que hace referencia el artículo 118° de la Ley.

<sup>40</sup> La formulación para el cálculo de “Di” que se exhibe no corresponde a la originalmente contenida al efecto en las Bases. El Consultor, y sin entrar en el análisis de su lógica financiera, observó que la misma se encontraba mal estructurada, cuestión que la CNE subsanó mediante la Resolución Exenta N°766 del 11 de diciembre de 2019, estableciéndola en forma en que se muestra. La Resolución N°766 se encuentra en el Anexo Normativo.

## 12.3 Tasa de Descuento

De acuerdo a las señaladas disposiciones legales, la tasa de descuento a utilizar para determinar el V.A.T.T. aplicable al cuatrienio 2020-2023 corresponde al **7,00%** después de impuestos, según se consigna en el Informe Técnico de la CNE a que se refiere el Artículo 119°, y que contiene el valor de ésta, así como el de sus diferentes componentes<sup>41</sup>

## 12.4 Vida Útil de las Instalaciones y Resolución Exenta N°412

El 5 de junio de 2018 la CNE emitió la Resolución Exenta N°412 que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que se refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”<sup>42</sup>.

El Informe Técnico señalado analiza las 15 categorías de instalaciones establecidas en el Artículo 5° de la Resolución N°380, determinando para cada una de ellas la correspondiente vida útil establecida en años. Las mismas son las siguientes:

**Tabla N° 2 Vida Útil por Categoría de Elemento (años). Res. Ext. N°412**

N°	Categoría de elementos	Vida útil [Años]
1	Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardias	50
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20
8	Protecciones digitales	15
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
13	Equipamiento de oficina no fungible	15
14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia	5

<sup>41</sup> Informe Técnico Definitivo (CNE), “Que Fija la Tasa de Descuento a que se refiere el Artículo 119° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, cuatrienio 2020-2023, de abril de 2019. Ver Resolución N°747 en Anexo Normativo.

<sup>42</sup> Ver Resolución N°412 en Anexo Normativo.

15	Vehículos	5
----	-----------	---

En consistencia con las disposiciones legales, el Informe Técnico señala que las vidas útiles de los elementos de transmisión indicadas, agrupadas de acuerdo al señalado conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, se aplicarán por tres periodos tarifarios consecutivos, es decir, para los estudios de valorización de los sistemas de transmisión en el periodo comprendido entre enero 2020 y diciembre de 2031.

De esta forma, las instalaciones componen un tramo -transporte y subestación- serán vinculadas a cada una de las categorías establecidas en el Artículo 5° de la Resolución N°380, correspondiéndoles así la vida útil en años que para cada una de ellas estableció la Resolución N°412.

## 12.5 Resolución N° 43 del Servicio de Impuestos Internos, 2002

La Resolución Exenta N°43 del Servicio de Impuestos Internos (SII), del 26 de diciembre del 2002, fija la vida útil normal a los bienes físicos del activo inmovilizado para los efectos de su depreciación, conforme a las normas del N°5 del Artículo 31 de la Ley de la Renta, contenida en el Artículo 1° del DL N°824, de 1974.

Por ejemplo, para activos correspondientes a Empresas Eléctricas, la Res. Ext. N°43 fija las siguientes<sup>43</sup>:

**Tabla N° 3 Nómina de bienes según actividades empresas eléctricas**

<b>E. SECTOR ENERGÉTICO E.1 EMPRESAS ELÉCTRICAS NOMINA DE BIENES SEGÚN ACTIVIDADES</b>	<b>NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL</b>
1) Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación.	10
2) Obras civiles hidráulicas y otros relacionados con la generación.	
- Bocatomas, muros de presa.	50
- Descargas	30
- Túneles, piques, pretiles, evacuaciones, cámaras de carga, tuberías de presión.	20
- Canales	18
- Sifones, captaciones, estanques y chimeneas de equilibrio.	10
- Desarenador	8
3) Líneas de distribución de alta tensión y baja tensión, líneas de transmisión, cables de transmisión, cables de poder.	20
4) Líneas de alta tensión – Transporte.	
- Obras civiles.	20

<sup>43</sup> Artículo 1°, Apartado E “Sector Energético”, Sub Apartado E.1 “Empresas Eléctricas”. La resolución completa se muestra en el Anexo Normativo.

E. SECTOR ENERGÉTICO E.1 EMPRESAS ELÉCTRICAS NOMINA DE BIENES SEGÚN ACTIVIDADES		NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL
- Conductores		20
- Apoyos de suspensión y apoyos de amarres.		10
5) Cables de alta tensión – Transporte.		
- Obras civiles.		20
- Conductores		20
6) Subestaciones – Transporte.		
- Obras civiles.		25
- Construcciones y casetas de entronque (estaciones de bombeo, reactancias compensación).		20
- Transformadores, celdas de transformadores, celdas de líneas, equipos auxiliares y equipos de telecomandos.		10
7) Líneas de alta tensión – Distribución.		
- Obras civiles.		20
- Conductores		20
- Apoyos de suspensión, apoyos de amarres y remodelación de líneas.		10
8) Cables de alta tensión – Distribución.		
- Obras civiles.		20
- Conductores		20
9) Líneas de media tensión – Aéreas.		
- Redes desnudas, redes aisladas, postes y otros.		20
- Equipos		12
10) Líneas de media tensión – Subterráneas.		
- Redes, cámaras, canalizaciones y otros.		20
- Equipos		12
11) Líneas de baja tensión – Aéreas.		
- Redes desnudas, redes aisladas, postes y otros.		20
- Equipos		12
12) Líneas de baja tensión – Subterráneas.		
- Redes, cámaras, canalizaciones y otros.		20
- Equipos.		12
13) Subestaciones de distribución.		
- Obras civiles y construcciones.		20
- Transformadores, celdas de transformadores, celdas de líneas, equipos auxiliares y equipos de telecomandos.		10
14) Subestaciones MT/MT.		
- Obras civiles y construcciones.		20
- Transformadores, celdas de transformadores, equipos auxiliares y equipos de telecomandos		10
15) Subestaciones anexas MT/MT.		
- Obras civiles y construcciones		20
- Transformadores, celdas de transformadores, equipos auxiliares y equipos de telecomandos.		10
16) Centros de transformación MT/BT.		
- Obras civiles.		20
- Transformadores aéreos, subterráneos y de superficie.		10
- Otros equipos eléctricos aéreos, subterráneos y comunes.		12
17) Contadores y aparatos de medida – Central de operaciones y servicio de clientes.		10
18) Otras instalaciones técnicas para energía eléctrica.		

E. SECTOR ENERGÉTICO E.1 EMPRESAS ELÉCTRICAS NOMINA DE BIENES SEGÚN ACTIVIDADES	NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL
- Obras civiles.	20
- Equipos	10
19) Alumbrado público.	10

Conforme las disposiciones indicadas en los puntos anteriores, los valores señalados en esta resolución son utilizados para la determinación de la depreciación (Di) a utilizar para cada categoría de instalación económicamente identificable señalada en el punto precedente, y de ese modo determinar el A.E.I.R. correspondiente a cada una.

Para lo anterior, debe efectuarse una homologación de las categorías de activos señaladas en la Resolución N°43 del SII, con las establecidas en la Resolución N°412 de la CNE, de modo de aplicar la formulación señalada en el punto precedente. La homologación de vidas útiles se efectúa asignando a cada categoría o componente de costo del Artículo 5° de la Resolución N°380, la vida útil normal de la Resolución N°43 correspondiente al activo que más se le asemeje conforme a la descripción que para él efectúa esta última resolución. La homologación efectuada se muestra en el punto siguiente.

Así, y conforme a lo indicado en los puntos anteriores, la estructura de cálculo del A.E.I.R. se muestra en la siguiente tabla para cada tramo “i” de transporte o de subestación:

**Tabla N° 4 Estructura de cálculo del A.E.I.R. Instalaciones económicamente identificables Tramo “i”**

Instalaciones Económicamente Identificables Tramo “i”	VI ij	VU ij R.412	VU ij R.43	dij	AVI ij	A.E.I.R. ij
Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente		Perpetuidad				
Obras civiles		50				
Estructuras de líneas y/o subestaciones		50				
Elementos de sujeción y aislación		30				
Equipamiento electromecánico y electromagnético		40				
Conductores y cables de guardias		50				
Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas		20				
Protecciones digitales		15				
Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo		10				
Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones		40				
Bienes inmuebles distintos a terrenos		50				
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible		15				
Equipamiento de oficina no fungible		15				
Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia		5				
Vehículos		5				
Total (suma)	VI i	-	-	Di	AVI i	AEIR i

## 12.6 Homologación de Instalaciones Resolución CNE N°380 versus Resolución SII N°43

### 12.7 Criterios Generales

Para la determinación del ajuste por efecto de impuesto a la renta (A.E.I.R.) que conforma parte del V.A.T.T. de cada tramo, es necesario asignar a cada una de las 15 categorías de instalaciones económicamente identificables a que se refiere el Artículo 5° de la Resolución N°380, la correspondiente *vida útil normal* establecida en la Resolución N°43 del Servicio de Impuestos Internos (SII) para determinar el costo de depreciación tributaria de los activos correspondientes.

Como la categorización de activos establecida en la Resolución N°43 no coincide necesariamente con la categorización establecida en la Resolución N°380 -ni en la cantidad de activos tipificados, ni en su descripción- es necesario homologar los activos respectivos para, posteriormente, asignar a cada tipo de activo de la Resolución N°380, la respectiva vida útil tributaria señalada en la Resolución N°43.

A continuación se describe el procedimiento y resultados de la homologación practicada. El procedimiento se describe en detalle en el Anexo VATT\_1\_Homologación R43 SII, individualizando además los activos de la Resolución N°43 asignados a las categorías de la Resolución N°380.

### 12.8 Procedimiento y Resultado de la Homologación

Para efectuar la asignación u homologación, se definió el siguiente criterio y/o procedimiento general:

1. Conforme a sus respectivas denominaciones generales, asignar primero a cada activo de los rubros Empresas Eléctricas (42 tipos de activo) y Activos Genéricos de la Res. N°43 (29 tipos de activo), alguno de los contenidos en la Res. N°380 (15 tipos de activo), cuando resulte procedente, y aceptando repetición, por ejemplo:

Activo Res. N°43	Instalación Res. N°380
Conductores (Líneas de alta tensión-Transporte) <sup>44</sup>	Conductores y cables de guardias
Conductores (Cables de alta tensión-Transporte.)	Conductores y cables de guardias
Conductores (Líneas de alta tensión-Distribución.)	Conductores y cables de guardias

<sup>44</sup> La notación “Conductores (Líneas de alta tensión-Transporte)” se refiere al ítem “Conductores” en la subcategoría “4) Líneas de alta tensión-Transporte” del rubro “E.1 Empresas Eléctricas”.

2. En caso de que la vida útil normal de todos los activos Res. N°43 asignados a uno de la Res. N°380 fuera la misma, se asigna a este último dicha vida útil normal. En caso de no serlo, se asigna al activo Res. N°380 la vida útil normal del activo de la Res N°43 cuya especificación se acerca más a la establecida para el primero.

En el caso del ejemplo, si la vida útil normal de los tres activos Res. N°43 mostrados fuera igual, se establece dicho valor como vida útil normal de la instalación *Conductores y cables de guardias*. Si no lo fuera, se asigna la vida útil del activo Res. N°43 *Conductores (Líneas de alta tensión-Transporte)* por entenderse su especificación más próxima a la de los conductores a valorar en el estudio.

3. Si ningún activo de la Res. N°380 resulta asignado a alguno de la Res. N°43, se procede a buscar en alguna de las otras agrupaciones de la Res. N°43 distintas a Empresas Eléctricas o Activos Genéricos, por ejemplo, en el rubro Empresas de Telecomunicaciones, eligiendo aquellos que utilicen tecnologías similares al activo de la Res. N°380 que se quiere valorar.

Se presenta a continuación el resultado de la homologación para cada una de los 15 tipos de instalación de la Res. N°380.

Correlativo	Instalaciones económicamente identificables	VU R.412 (Años)	VU SII (Años)
1	Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente	Perpetuidad	Perpetuidad
2	Obras civiles	50	20
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50	20
4	Elementos de sujeción y aislación	30	10
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40	10
6	Conductores y cables de guardias	50	20
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20	10
8	Protecciones digitales	15	10
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40	12
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15	8
13	Equipamiento de oficina no fungible	15	7
14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia	5	7
15	Vehículos	5	7

El punto 3.7 del Capítulo II de las Bases, en consistencia con lo establecido en el Artículo 9° de la Resolución Exenta N°380 de la CNE, da cuenta de la formulación a utilizar para determinar el ajuste por efectos de impuesto a la renta (A.E.I.R.), señalando que dicho valor depende, entre otros, del parámetro “t” correspondiente a la tasa de impuesto a la renta aplicable.

Las Bases definen al parámetro “t” en los siguientes términos:

t : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a la empresa eficiente. En caso de existir más de un régimen tributario, se considerará aquel régimen que resulte más conveniente económicamente para la empresa eficiente.

Conforme a la normativa tributaria, una empresa constituida en la manera en que debería estarlo la empresa eficiente, esto es, como una sociedad anónima<sup>45</sup>, no tiene sino la opción de acogerse al sistema de tributación denominado *parcialmente integrado*.

La posibilidad de optar entre diversos regímenes para tributar los impuestos de primera categoría surge de la Reforma Tributaria de 2014 (Ley N°20.780, que modificó al DL N°824, Ley de Sobre Impuesto a la Renta). Dicha norma estableció distintos regímenes, entendiéndose que una empresa de las características señaladas podía acogerse al sistema de renta atribuida o al sistema parcialmente integrado. Sin embargo, la Ley N°20.899 de 2016 que simplificó el sistema de tributación, impuso como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, es decir, dejó sin efecto para ellas la posibilidad de optar entre el sistema parcialmente integrado y el de renta atribuida.

En efecto, el Artículo 14 del DL N°824, *Ley Sobre Impuesto a la Renta*, indica en sus primeros dos incisos que:

“Las rentas que se determinen a un contribuyente sujeto al impuesto de la primera categoría se gravarán respecto de éste, de acuerdo con las normas del Título II, sin perjuicio de las partidas que deban agregarse a la renta líquida imponible de esa categoría conforme a este artículo.

Los contribuyentes que sean empresarios individuales, empresas individuales de responsabilidad limitada, comunidades, sociedades por acciones, contribuyentes del artículo 58 número 1 y sociedades de personas, excluidas las sociedades en comandita por

---

<sup>45</sup>“Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2° de la ley N°18.046.” (Artículo N°7 de la LGSE, inciso cuarto).

acciones, todos ellos obligados a declarar sobre la base de sus rentas efectivas según contabilidad completa, cuyos propietarios, comuneros, socios o accionistas sean exclusivamente personas naturales con domicilio o residencia en el país y/o contribuyentes sin domicilio ni residencia en Chile, podrán optar por aplicar las disposiciones de las letras A) o B) de este artículo. Los demás contribuyentes aplicarán las disposiciones de la letra B).”

Los contribuyentes indicados en la letra B), y según la misma norma, corresponden a:

“B) Contribuyentes obligados a declarar sus rentas efectivas según contabilidad completa, sujetos al régimen de impuesto de primera categoría con deducción parcial de crédito en los impuestos finales...”

La tasa aplicable a los distintos sistemas está establecida en el Artículo 20, del Título II del DL N°824, que indica:

“Establécese un impuesto de 25% que podrá ser imputado a los impuestos global complementario y adicional de acuerdo con las normas de los artículos 56, N° 3 y 63. En el caso de los contribuyentes sujetos a las disposiciones de la letra B) del artículo 14, el impuesto será de 27%...”<sup>46</sup>

De esta forma, el parámetro “t”, a los efectos del estudio, debe corresponder a la tasa de impuestos de primera categoría aplicable a contribuyentes adscritos al sistema de tributación denominado parcialmente integrado, el cual es obligatorio para sociedades anónimas, y que corresponde a una tasa de **27%**.

### 12.10 Cálculo del V.A.T.T.

Como se ha señalado en los puntos anteriores, el punto 3.3 de las Bases -siguiendo lo establecido en la Resolución N°380- indica que cada tramo estará compuesto por los siguientes elementos – que denomina “instalaciones económicamente identificables”- y a los cuales se les asignó una determinada vida útil mediante la Resolución Exenta N°412:

N°	Instalaciones económicamente identificables de un tramo cualquiera	Vida útil [Años]
1	Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50

<sup>46</sup> El monto de la tasa de tributación -ambos guarismos- se estableció en las disposiciones transitorias de la Ley N°20.780 (Reforma Tributaria) de 2014 con un aumento progresivo, el que para los contribuyentes indicados en la letra B) del artículo 14 alcanza el 27% a partir de 2018 en adelante.

3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardias	50
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20
8	Protecciones digitales	15
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
13	Equipamiento de oficina no fungible	15
14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia	5
15	Vehículos	5

Se observa en el itemizado indicado en este cuadro que los activos 11 a 15 corresponden a inversiones que en su mayoría sustentan actividades de operación, mantenimiento y administración, es decir, corresponden a recursos derivados de actividades correspondiente a Bienes Muebles e Inmuebles, y por lo tanto, conforme lo instruido en las Bases, debe establecerse para ellas el correspondiente ajuste por efecto de impuesto a la renta. Entre estos mismos ítems existen recursos vinculados directamente a las instalaciones eléctricas -como por ejemplo, sistemas de vigilancia- cuyo VI se ha clasificado en estos rubros, cuando corresponde, en atención a su vida útil.

De este modo, el V.A.T.T de cada tramo “j” resultará de hacer la siguiente suma<sup>47</sup>:

$$VATT_j = \sum_{i=1}^{15} frc_i \times VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} frc_i \times VIBM\&I_{ij}^{coma} + COMA_j^{gastos} +$$

$$\sum_{i=1}^{15} AEIR\_VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} AEIR\_VIBM\&I_{ij}^{coma}$$

Entonces:

<sup>47</sup> En el Informe de Avance N°2 entregado se consideró a los activos el AVI de BM&I como asignado a COMA, sin embargo en el presente informe se optó por incluir a los activos de BM&I como formando parte formalmente del VI y AVI del tramo, debido a que las Bases establecen criterios distintos para asignar a tramo el AVI de BM&I y el COMA.

$$COMA_j = COMA_j^{gastos}$$

$$AVI_j = \sum_{i=1}^{15} frc_i \times VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} frc_i \times VIBM\&I_{ij}^{coma}$$

$$AEIR_j = \sum_{i=1}^{15} AEIR\_VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} AEIR\_VIBM\&I_{ij}^{coma}$$

Donde

- $VI_{ij}^{elect}$  : VI de instalaciones eléctricas de transmisión del tramo j (i : 1..15).
- $VIBM\&I_{ij}^{coma}$  : VI de bienes que soportan actividades COMA de BM&I asignados al tramo j (i : 11..15).
- $frc_i$  : Factor de recuperación de capital de las instalaciones correspondiente a categoría “i” del cuadro (dada tasa de descuento del 7% y vida útil señalada en la misma).
- $COMA_j^{gastos}$  : COMA asignado al tramo “j” correspondiente a gastos anuales de la empresa eficiente.
- $AEIR\_VI_{ij}^{elect}$  : Ajuste efecto impuesto a aplicar a cada componente “i” de instalaciones eléctricas de transmisión del tramo “j”. Depende de la vida útil indicada en el cuadro y de la vida útil tributaria para el mismo concepto de activo.
- $AEIR\_VIBM\&I_{ij}^{coma}$  : Ajuste efecto impuesto a aplicar a cada componente “i” de bienes COMA correspondientes a BM&I del tramo “j”. Depende de la vida útil indicada en el cuadro y de la vida útil tributaria para el mismo concepto de activo.

## 13. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN Y DEFLACTORES

### 13.1 Fórmulas de Indexación

#### 13.1.1 Estructura General

En el punto 3.10 de las Bases se presenta la estructura general -y única- de las fórmulas de indexación a aplicar al V.A.T.T. de cada tramo a fin de mantener su valor real durante el período de vigencia tarifario. Esta estructura se presenta como sigue<sup>48</sup>:

$$VATT_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \left( \alpha_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \beta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) + COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} \\ + AEIR_{n,0} \cdot \left( \gamma_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \delta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) \cdot \frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k}$$

Donde:

$VATT_{n,k}$	:	Valor del A.V.I. + C.O.M.A. + A.E.I.R. del tramo n en el mes k, en dólares.
$AVI_{n,0}$	:	Valor del A.V.I. del tramo n en la fecha de referencia de los Estudios, en dólares.
$COMA_{n,0}$	:	Valor del C.O.M.A. del tramo n en la fecha de referencia de los Estudios, en dólares.
$AEIR_{n,0}$	:	Valor del A.E.I.R. del tramo n en la fecha de referencia de Estudios, en dólares.
$IPC_k$	:	Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
$CPI_k$	:	Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

<sup>48</sup> Esta estructura no corresponde a la incorporada originalmente en las Bases, sino que fue modificada por la CNE al detectar el Consultor un error en su formulación (comunicado al Comité mediante correo del 3 de septiembre de 2019). La corrección correspondiente fue materializada por la Comisión mediante la Resolución Exenta N°766 del 11 de diciembre de 2019. La Resolución N°766 se encuentra en el Anexo Normativo.

$D_k$	:	Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”. Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
$Ta_k$	:	Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.
$t_k$	:	Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a la empresa eficiente en el segundo mes anterior al mes $k$ .
$\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j$	:	Coeficientes de indexación para el tipo de tramo $j$ . Se debe cumplir que $\alpha_j + \beta_j = 1$ , y $\gamma_j + \delta_j = 1$

### 13.1.2 Indexadores y Valores Base

Se determinan a continuación los valores base de la fórmula de indexación, a saber, los valores de  $Ta_o$ ,  $IPC_o$ ,  $CPI_o$ ,  $TC_o$ .

Conforme las Bases lo establecen, el valor de los indexadores contenidos en la fórmula, a aplicar en el mes en que las tarifas serán aplicadas, o mes “ $k$ ”, corresponden al mostrado en el segundo mes anterior a aquél. Considerando que el valor base del V.A.T.T., esto es su valor para el mes  $k=0$ , se establece a diciembre de 2017, el mes de los valores base de los indexadores se establecería a octubre de 2017 en tanto éste corresponde al segundo mes anterior.

Así, los valores base se establecen como se señala a continuación.

#### a) Tasa de Arancel ( $Ta$ )<sup>49</sup>

<sup>49</sup> Respecto a la tasa arancelaria, el Consultor observó que existen diferentes regímenes arancelarios vistos los distintos tratados bilaterales de libre comercio que Chile mantiene con otros países, cuestión que dificultaría tanto la elección de una variable de seguimiento como su valor base, proponiendo entonces asimilar el tratamiento al utilizado en el Decreto 23T vigente, el cual prescinde del efecto arancel de importación en la correspondiente fórmula de indexación. Frente a esta observación, el presidente del Comité informó al Consultor que, si bien es correcto lo observado por éste, a los efectos de recoger el efecto de indexación de la tasa arancelaria en los distintos procesos tarifarios, se adopta la tasa de arancel general de derechos *ad valorem* la cual desde el año 2003 corresponde a un 6% (comunicación del 26 de noviembre 2019).

Se considerará el arancel general establecido actualmente por la Ley N°19.589 de 2003 del Ministerio de Hacienda, que corresponde al 6%, y que no ha sufrido variaciones desde entonces. El valor base de la tasa de arancel  $Ta_o$  corresponderá, entonces, al 6%, es decir,  $Ta_o = 0,06$ .

### b) Índice de Precios al Consumidor (IPC)

Para indexar las componentes de costo nacionales, las bases instruyen considerar la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Actualmente el INE emite el indicador de IPC con base en el año 2018. La tabla siguiente muestra la serie empalmada -a base constante- con base en 2018 para el período enero 2017 a diciembre 2019<sup>50</sup>:

Tabla N° 9 IPC Base 2018

Año	IPC Base 2018, serie empalmada INE											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2017	96,46	96,69	97,06	97,3	97,42	97,04	97,27	97,47	97,32	97,89	97,98	98,12
2018	98,57	98,62	98,82	99,13	99,41	99,51	99,86	100,04	100,38	100,74	100,74	100,64
2019	100,75	100,79	101,27	101,54	102,15	102,2	102,43	102,62	102,63	103,47	103,55	103,66

De esta forma, el valor base IPCo corresponde al valor de octubre de 2017, es decir  $IPC_o = 97,89$ , con IPC base 2018.

### c) Consumer Price Index (CPI)

Según las bases lo señalan, las componentes de costo asociadas a recursos importados deben indexarse según la variación del Consumer Price Index (All Urban Consumers) publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0). La tabla siguiente muestra la serie de CPI para el período enero 2017 a diciembre 2019<sup>51</sup>:

Tabla N° 10 Consumer Price Index All Urban Consumers

Año	CPI-All Urban Consumers											
	ene	feb	mar	abr	May	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2017	242,839	243,603	243,801	244,524	244,733	244,955	244,786	245,519	246,819	246,663	246,669	246,524
2018	247,867	248,991	249,554	250,546	251,588	251,989	252,006	252,146	252,439	252,885	252,038	251,233

<sup>50</sup> "Series empalmadas y antecedentes históricos", Archivo Serie Histórica Empalmada IPC Diciembre 2009 a la fecha XLS, <https://www.ine.cl/estadisticas/precios/ipc>.

<sup>51</sup> <https://data.bls.gov/timeseries/CUUR0000SA0>.

2019	251,712	252,776	254,202	255,548	256,092	256,143	256,571	256,558	256,759	257,346	257,208	256,974
------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Así, el valor base para el CPI corresponde al valor de octubre de 2017, es decir,  $CPI_o = 246,663$ .

#### d) Tipo de Cambio (D)

Para el indexador Tipo de Cambio (D), las bases instruyen la utilización del tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”. La siguiente tabla muestra su valor promedio mensual para el período enero 2017 a diciembre de 2019<sup>52</sup>.

Tabla N° 11 Dólar Observado

Año	Dólar Observado, \$/US\$											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2017	661,19	643,21	661,20	655,74	671,54	665,15	658,17	644,24	625,54	629,55	633,77	636,92
2018	605,53	596,84	603,45	600,55	626,12	636,15	652,41	656,25	680,91	676,84	677,61	681,99
2019	677,06	656,30	667,68	667,40	692,00	692,41	686,06	713,70	718,44	721,03	776,53	770,39

De esta forma, el valor base corresponde al valor promedio del mes de octubre de 2017, esto es,  $D_o = 629,55$ .

#### e) Tasa de impuestos a las utilidades (t)

La tasa de impuesto a la renta utilizada para determinar el valor base de A.E.I.R. corresponde, según se desarrolla en el punto 12.9 al 27%. Luego el valor base corresponde a dicho valor, es decir,  $t_o = 0,27$ .

En síntesis, los valores base para los indexadores utilizados en la fórmula de indexación son los siguientes:

Valor Base Indexadores

Indexador Base	Valor Base
$IPC_o$	97,89 <sup>53</sup>
$CPI_o$	246,663
$D_o$	629,55

<sup>52</sup> <https://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx>

<sup>53</sup> Valor IPCo corresponde al valor de este índice según serie empalmada con base en 2018.

$T_{a_0}$	0,06
$t_0$	0,27

### 13.1.3 Determinación de coeficientes de la fórmula de indexación

El punto 3.10 de las Bases se refiere a la estructuración de las fórmulas de indexación del V.A.T.T. de cada tramo “n” del sistema a valorizar, estableciendo los indexadores correspondientes, a saber, IPC nacional para indexar componentes de costo de inversión y explotación relacionados con bienes o insumos nacionales, y CPI para bienes o insumos importados. De esta forma, y en lo básico, corresponde al Consultor determinar los pesos relativos de las respectivas partidas de costo que serán indexadas conforme a la variación de estos índices.

El literal a) del punto 3.10 solicita que, para estructurar fórmulas de indexación de los tramos a valorizar, éstas se analicen -y/o diseñen eventualmente- considerando tipos de tramos -tramos de transporte y de subestación- y por nivel de tensión. Respecto a la definición de las fórmulas, el Consultor desarrolló su propuesta considerando la estructuración de una fórmula de indexación para cada tramo “n”, con prescindencia de la posibilidad de tipificarlos y/o agruparlos, por considerar esto último una simplificación que resulta en una pérdida de precisión eventualmente innecesaria<sup>54</sup>.

Conforme a lo anterior, los coeficientes  $\alpha_j$ ,  $\beta_j$ ,  $\gamma_j$ ,  $\delta_j$  de la fórmula de indexación resultan directamente de establecer para cada tramo las componentes de costo nacional e importado tanto en el A.V.I. como en el A.E.I.R, y consecuentemente su proporción o peso relativo en el V.A.T.T.

El resultado de este tratamiento se presenta y detalla en el Anexo VATT\_2\_Resultados VATT.

## 13.2 Referenciación de Precios a Diciembre de 2017. Deflatores

### 13.2.1 Consideraciones Previas

Las Bases instruyen que el V.A.T.T. sea expresado en US\$ de diciembre de 2017. Como los valores de mercado obtenidos por el Consultor corresponden a valores cotizados durante el segundo semestre de 2019, se propuso en el Informe de Avance N°1 que los mismos sean expresados en

<sup>54</sup> A la fecha, el Consultor no ha recibido de parte del Comité ninguna observación que objete el tratamiento propuesto, por lo que se mantiene en esta línea.

dólares según la variación del CPI para las componentes de costo importadas, y según la de IPC para las componentes de costo nacionales, que estos indicadores presentan entre diciembre de 2017 y el mes correspondiente al valor cotizado.

Lo anterior, además, resulta plenamente consistente con la fórmula de indexación establecida en las Bases para el V.A.T.T., la que establece al CPI y al IPC como los indicadores de reajuste de precios y/o costos importados y nacionales respectivamente<sup>55</sup>. Como la fórmula de indexación incluye otros dos parámetros de variación de costo, a saber, la tasa de arancel aduanero, y la tasa de impuestos, y los mismos no experimentan variación entre diciembre de 2017 y el año 2019 - pues en la fórmula se establecen como valores base los que éstos han presentado durante 2019- basta en principio con utilizar consistentemente como *deflactor* en dólares -variación “hacia atrás”- las estructuras de variación hacia el futuro establecidas en la fórmula de indexación, y que son:

$$Valor_k = Valor_o \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} \quad \text{para los costos de recursos nacionales; (1)}$$

$$Valor_k = Valor_o \times \frac{CPI_k}{CPI_o} \quad \text{para los costos de recursos importados; (2)}$$

La definición consistente de un deflactor que utilice las señaladas estructuras de variación debe permitir que el valor determinado con él a diciembre de 2017, otorgue el valor de cotización a 2019 cuando sobre dicho valor se aplica -o se aplique- la fórmula de indexación indicada en las Bases. Para lograr plena consistencia, los valores base de los deflactores deben considerar los mismos valores base de la fórmula de indexación, valores que, como se vio en el punto anterior, corresponden a valores a octubre de 2017.

Sin embargo, debe acogerse la instrucción contenida en punto I del Capítulo II de las Bases, la que señala:

“Todos los costos y precios relacionados con los Estudios, utilizados tanto en los resultados finales como en las etapas intermedias, deberán expresarse en dólares de Estados Unidos de América. Particularmente para referir los valores de componentes nacionales, originalmente expresados en pesos, se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2017 y posteriormente su equivalencia en dólares, utilizando para ello el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2017”.

<sup>55</sup> En el caso del nivel de precios dado por el IPC, la fórmula de indexación de las Bases lo expresa consistentemente en dólares afectándolo por la tasa de cambio correspondiente.

Vista esta disposición de las Bases, el Consultor ha optado por la utilización de deflatores con base en diciembre de 2017, esto es, considerando el valor del IPC y tasa de cambio a diciembre de 2017 para componentes de costo nacional, conforme lo ordena la señalada disposición de las Bases, y el valor del CPI también a diciembre de 2017 en consistencia con ella<sup>56</sup>.

De esta forma, se determinan los deflatores para componentes de costo nacional y para componentes de costo importados como:

- **Deflactor de Costo Nacional:** A aplicar en forma multiplicativa sobre componentes de costo nacional cotizado pesos en el mes k del año 2019.

$$DeflactNac_k = \frac{IPC_{dic2017}}{IPC_k} \times \frac{1}{DOL_{dic2017}}$$

- **Deflactor de Costo Importado:** A aplicar en forma multiplicativa sobre componentes de costo importado cotizado en dólares en el mes k del año 2019.

$$DeflactImp_k = \frac{CPI_{dic2017}}{CPI_k}$$

La aplicación de estos deflatores sobre los respectivos componentes cotizados en pesos o dólares, entrega directamente el valor correspondiente en dólares a diciembre de 2017.

### 13.2.2 Deflatores

Conforme a lo señalado en el punto precedente, los deflatores a utilizar para referir o establecer en dólares de 2017 los valores cotizados en el estudio en el mes k, son los siguientes:

**Deflatores**

mes k	Deflactor Nacional (\$ mes k a US\$ Dic. 2017)	Deflactor Importado (US\$ mes k a US\$ Dic. 2017)
dic-17	0,001570	1,000000
ene-18	0,001563	0,994582
feb-18	0,001562	0,990092

<sup>56</sup> Lo anterior permitirá que las fórmulas de indexación recompongan aproximadamente los valores directamente cotizados cuando éstas se apliquen a la obtención de dichos valores en las fechas en que fueron cotizados, y no exactamente, como sería el caso si los valores base de los deflatores se establecieran a octubre de 2017.

mar-18	0,001559	0,987858
abr-18	0,001554	0,983947
may-18	0,001550	0,979872
jun-18	0,001548	0,978313
jul-18	0,001543	0,978247
ago-18	0,001540	0,977703
sep-18	0,001535	0,976569
oct-18	0,001529	0,974846
nov-18	0,001529	0,978122
dic-18	0,001531	0,981256
ene-19	0,001529	0,979389
feb-19	0,001528	0,975267
mar-19	0,001521	0,969796
abr-19	0,001517	0,964688
may-19	0,001508	0,962638
jun-19	0,001507	0,962447
jul-19	0,001504	0,960841
ago-19	0,001501	0,960890
sep-19	0,001501	0,960138
oct-19	0,001489	0,957948
nov-19	0,001488	0,958462
dic-19	0,001486	0,959334

El cálculo detallado de los deflactores se muestra en el Anexo GE\_1\_Deflactores.

## 14. RESULTADOS DEL ESTUDIO

Sin perjuicio de la estructuración y presentación de resultados solicitadas en las Bases para los diferentes conceptos de costo involucrados en el estudio, y que se acompañan en tales términos en los diferentes anexos del presente informe, se presentan a continuación los resultados preliminares del estudio de modo resumido.

### TRAMOS DE TRANSPORTE En US\$ de diciembre de 2017

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_1	Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 500	1.140.264	205.640	126.545	1.472.449
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	31.654	5.705	3.808	41.167
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	1.187.492	214.248	273.498	1.675.238

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	2.268.169	407.190	558.965	3.234.324
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	97.828	17.642	12.972	128.442
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	302.774	54.603	75.860	433.237
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	23.992.953	4.335.957	4.788.277	33.117.187
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	580.908	104.763	64.823	750.494
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	20.322	3.665	2.476	26.463
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	1.047.710	188.948	233.043	1.469.701
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	453.391	81.766	102.496	637.654
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	-	-	-	-
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	11.266.138	2.031.780	2.206.623	15.504.541
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	1.891.599	341.138	361.646	2.594.383
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	1.241.509	223.880	319.855	1.785.245
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	1.508.791	272.087	227.334	2.008.212
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	3.001.128	541.207	438.442	3.980.777
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	2.993.699	539.896	736.965	4.270.559
N_19	Cardones 220->Nueva Cardones 220	-	-	-	-
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	867.380	156.686	192.558	1.216.624
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	797.572	144.038	174.890	1.116.499
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	503.287	90.765	116.433	710.484
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	637.119	114.901	71.594	823.614
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	257.800	46.638	56.568	361.006
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	161.300	29.089	29.344	219.733
N_26	Cerro de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	154.459	28.030	22.296	204.785
N_27	Charrua 220->Charrua 500	1.815.626	327.437	208.949	2.352.013
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	1.467.498	264.655	386.085	2.118.238
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	408.014	73.583	102.344	583.941
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	1.990.360	358.949	483.187	2.832.496
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	56.764	10.236	6.772	73.772
N_32	Charrua 220->Trebol 220	1.702.387	307.015	374.374	2.383.776
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	2.354.751	424.665	587.332	3.366.748
N_34	Chena 220->Neptuno 220	216.757	39.143	44.778	300.678
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	606.890	109.449	151.070	867.409
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	218.961	39.474	36.435	294.869
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	703.079	126.588	233.593	1.063.260
N_38	Ciruelos 220->Cerro de Huichahue 220	247.318	44.881	38.283	330.482
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	823.879	148.582	191.996	1.164.457
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	1.002.973	180.880	228.878	1.412.731
N_41	Condores 220->Parinacota 220	3.019.627	544.572	732.476	4.296.675
N_42	Crucero 220->Kimal 220	112.127	20.221	18.722	151.070
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	12.724.111	2.284.281	2.197.967	17.206.359
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	1.095.579	197.581	243.063	1.536.224
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	1.340.890	241.821	364.256	1.946.967

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	623.650	112.469	171.731	907.850
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	247.980	44.717	66.456	359.154
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	1.224.409	219.815	194.435	1.638.660
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	442.596	79.820	115.557	637.973
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	393.322	70.611	64.473	528.406
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	78.232	14.109	10.989	103.330
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	677.323	122.151	121.416	920.891
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	772.364	138.658	121.557	1.032.579
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	129.713	23.287	20.053	173.053
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	244.425	44.081	59.566	348.072
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	319.233	57.572	80.139	456.944
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	-	-	-	-
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	1.706.181	307.142	401.465	2.414.788
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	85.825	15.508	11.772	113.105
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	3.304.266	593.194	524.111	4.421.572
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	55.451	9.955	6.706	72.112
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	99.797	17.916	11.949	129.662
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	991.658	180.673	164.606	1.336.937
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	843.495	151.856	194.941	1.190.292
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	294.555	53.121	67.226	414.902
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	652.559	117.685	153.281	923.526
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	309.029	55.732	72.343	437.104
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	-	-	-	-
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	1.000.353	180.408	263.028	1.443.788
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	2.874.737	518.441	589.089	3.982.268
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	-	-	-	-
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	22.574.745	4.052.704	3.714.411	30.341.860
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	1.237.832	222.220	140.875	1.600.927
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	1.197.901	216.023	163.851	1.577.775
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	1.588.987	286.564	364.152	2.239.704
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	1.085.080	195.688	248.847	1.529.614
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	750.464	135.342	169.259	1.055.065
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	2.195.119	395.877	554.238	3.145.234
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	775.219	139.806	161.063	1.076.088
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	705.213	127.181	151.544	983.938
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	294.174	53.018	63.464	410.656
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	1.669.050	300.968	395.446	2.365.464
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	1.163.878	209.661	312.669	1.686.208
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	4.261	768	654	5.684
N_85	Miraje 220->Atacama 220	2.297.754	414.386	457.506	3.169.646
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	683.458	123.258	134.339	941.054
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	55.029	9.924	6.584	71.537

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_88	Nogales 220->Quillota 220	744.892	134.337	157.380	1.036.609
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	-	-	-	-
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	377.792	68.133	88.451	534.375
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	69.012	12.401	11.017	92.430
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	1.257.526	226.787	317.242	1.801.555
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	-	-	-	-
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	620.941	112.180	135.878	868.999
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	369.968	66.722	86.993	523.683
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	452.728	81.647	101.339	635.713
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	-	-	-	-
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	1.007.692	181.810	209.536	1.399.037
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	360.863	65.080	59.210	485.153
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	1.988	359	325	2.671
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	341.247	61.542	49.413	452.202
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	50.546	10.275	5.479	66.300
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	1.995.867	359.034	327.137	2.682.039
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	1.473.136	265.671	335.485	2.074.292
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	1.923.651	346.919	434.783	2.705.353
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	628.397	113.308	109.914	851.620
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	594.164	107.115	76.617	777.896
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	-	-	-	-
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	681.673	122.377	122.406	926.456
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	2.135.617	385.146	428.545	2.949.308
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	1.169.231	210.864	132.565	1.512.660
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	406.699	73.213	123.395	603.307
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	4.195.287	756.555	610.321	5.562.163
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	-	-	-	-
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	281.029	50.682	39.153	370.863
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	291.828	52.629	74.341	418.798
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	472.744	85.257	106.216	664.217
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	2.703.196	487.505	563.662	3.754.363
N_119	Quillota 220->San Luis 220	432.442	77.922	69.104	579.468
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	883.943	159.414	142.077	1.185.434
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	980.989	176.999	199.882	1.357.871
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	-	-	-	-
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	925.617	166.929	224.195	1.316.741
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	421.288	75.977	110.530	607.794
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	877.844	158.560	188.475	1.224.879
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	423.631	76.355	77.070	577.055
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	585.833	105.685	153.640	845.158
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	516.043	93.097	143.433	752.573
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	1.683.109	302.430	439.462	2.425.001

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	403.416	72.754	98.526	574.695
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	1.333.760	240.536	328.203	1.902.499
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	1.701.915	305.534	342.598	2.350.048
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	88.358	15.935	12.254	116.546
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	621.519	112.087	136.529	870.135
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	-	-	-	-
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	1.266.677	228.438	295.289	1.790.403
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	1.430.797	258.036	300.999	1.989.831
N_138	Temuco 220->Cautin 220	254.832	45.957	47.078	347.867
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	1.249.440	225.312	324.307	1.799.059
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	236.466	42.645	54.719	333.831

**TRAMOS DE SUBESTACIÓN**  
**En US\$ de diciembre de 2017**

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
SE-N_1	Alto Jahuel	2.702.647	487.346	382.599	3.572.592
SE-N_2	Ancoa	5.227.005	942.658	612.041	6.781.703
SE-N_3	Atacama	290.312	52.356	63.805	406.473
SE-N_4	Bureo	-	-	-	-
SE-N_5	Calama Nueva	29.855	5.380	4.603	39.837
SE-N_6	Candelaria	96.714	17.441	13.243	127.398
SE-N_7	Cardones	625.694	112.870	87.901	826.465
SE-N_8	Carrera Pinto	270.279	48.833	35.804	354.916
SE-N_9	Cautin	443.452	79.974	78.453	601.879
SE-N_10	Cerro Navia	3.370.122	607.643	520.151	4.497.915
SE-N_11	Charrua	2.037.109	367.374	262.792	2.667.275
SE-N_12	Chena	1.713.819	307.781	283.262	2.304.862
SE-N_13	Chiloe	202.521	36.510	29.383	268.414
SE-N_14	Chuquicamata	259.419	46.960	30.269	336.647
SE-N_15	Ciruelos	412.725	74.680	59.793	547.198
SE-N_16	Colbun	243.317	43.878	32.642	319.837
SE-N_17	Concepcion	559.501	100.753	104.796	765.050
SE-N_18	Condores	392.737	70.774	72.795	536.306
SE-N_19	Crucero	585.405	105.406	81.464	772.275
SE-N_20	Cumbre	486.801	87.392	72.616	646.809
SE-N_21	Diego de Almagro	1.865.287	336.448	224.771	2.426.506
SE-N_22	Don Goyo	23.011	4.384	3.252	30.647

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
SE-N_23	Don Hector	163.166	29.426	21.898	214.490
SE-N_24	Duquenco	364.428	65.672	50.688	480.788
SE-N_25	El Cobre	192.505	34.649	28.568	255.721
SE-N_26	Encuentro	579.553	104.500	127.821	811.873
SE-N_27	Esperanza SING	1.421	255	243	1.919
SE-N_28	Hualpen	316.894	57.150	76.929	450.972
SE-N_29	Itahue	633.489	114.175	101.619	849.284
SE-N_30	Kapatur	336.834	60.480	40.308	437.622
SE-N_31	La Cebada	15.769	2.843	2.196	20.809
SE-N_32	Laberinto	40.947	7.370	5.611	53.927
SE-N_33	Lagunas	525.477	94.877	75.139	695.493
SE-N_34	Lagunillas	412.616	74.412	84.175	571.203
SE-N_35	Las Palmas	204.228	36.831	28.534	269.593
SE-N_36	Lo Aguirre	-	-	-	-
SE-N_37	Los Changos	1.239.285	222.504	182.926	1.644.715
SE-N_38	Los Maquis	121.480	21.907	17.704	161.091
SE-N_39	Los Peumos	263.579	47.319	37.492	348.390
SE-N_40	Los Vilos	183.287	33.055	28.207	244.549
SE-N_41	Maipo	746.766	134.668	109.352	990.785
SE-N_42	Maitencillo	1.182.776	213.266	147.562	1.543.604
SE-N_43	Maria Elena	341.292	61.382	39.022	441.696
SE-N_44	Melipulli	518.301	93.438	72.876	684.615
SE-N_45	Miraje	146.443	26.410	19.198	192.051
SE-N_46	Mulchen	144.503	26.056	19.680	190.239
SE-N_47	Neptuno	104.391	18.826	15.166	138.383
SE-N_48	Nogales	107.697	19.423	17.826	144.946
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	-	-	-	-
SE-N_50	Nueva Cardones	852.879	153.368	115.347	1.121.593
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	468.256	84.974	52.485	605.715
SE-N_52	Nueva Victoria	-	-	-	-
SE-N_53	O Higgins	44.005	8.946	5.651	58.601
SE-N_54	Pan de Azucar	2.130.259	384.060	276.429	2.790.748
SE-N_55	Parinacota	336.752	60.684	65.662	463.099
SE-N_56	Polpaico	2.566.784	462.834	334.790	3.364.408
SE-N_57	Pozo Almonte	129.987	23.400	20.783	174.170
SE-N_58	Puente Negro	-	-	-	-
SE-N_59	Puerto Montt	669.260	120.694	128.342	918.296
SE-N_60	Punta Colorada	142.946	25.780	18.536	187.262
SE-N_61	Punta Sierra	-	-	-	-
SE-N_62	Quilapilun	1.318	237	226	1.781
SE-N_63	Quillagua	353	63	60	476
SE-N_64	Quillota	257.784	46.476	40.715	344.975

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
SE-N_65	Rahue	170.816	30.806	35.091	236.712
SE-N_66	Rapel	196.257	35.360	28.367	259.983
SE-N_67	S. San Andres	969.481	174.340	277.645	1.421.465
SE-N_68	Salar	250.706	45.371	29.548	325.625
SE-N_69	San Luis	315.662	56.723	36.501	408.885
SE-N_70	San Simon	-	-	-	-
SE-N_71	Tap Central Santa Marta	-	-	-	-
SE-N_72	Tap Chicureo	-	-	-	-
SE-N_73	Tap Doña Carmen	-	-	-	-
SE-N_74	Tap El Manzano	-	-	-	-
SE-N_75	Tap El Romero	-	-	-	-
SE-N_76	Tap Enlace	-	-	-	-
SE-N_77	Tap off Sierra Gorda Eolico	-	-	-	-
SE-N_78	Tarapaca	152.102	27.431	20.952	200.485
SE-N_79	Temuco	725.214	130.772	186.871	1.042.858
SE-N_80	Tinguiririca	217.701	39.261	31.382	288.344
SE-N_81	Valdivia	329.876	59.486	63.703	453.065

### COEFICIENTES FÓRMULAS INDEXACIÓN

#### Tramos Transporte

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_1	Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 500	0.041	0.959	0.063	0.937
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	0.069	0.931	0.098	0.902
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	0.446	0.554	0.635	0.365
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	0.604	0.396	0.743	0.257
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	0.160	0.840	0.227	0.773
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	0.540	0.460	0.715	0.285
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	0.360	0.640	0.531	0.469
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	0.051	0.949	0.078	0.922
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	0.174	0.826	0.245	0.755
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	0.378	0.622	0.556	0.444
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	0.396	0.604	0.576	0.424
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	0.000	0.000	0.000	0.000
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	0.379	0.621	0.540	0.460
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	0.240	0.760	0.393	0.607
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	0.531	0.469	0.705	0.295
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	0.070	0.930	0.080	0.920

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	0.044	0.956	0.052	0.948
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	0.487	0.513	0.662	0.338
N_19	Cardones 220->Nueva Cardones 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	0.394	0.606	0.581	0.419
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	0.400	0.600	0.586	0.414
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	0.474	0.526	0.669	0.331
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	0.063	0.937	0.096	0.904
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	0.422	0.578	0.601	0.399
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	0.325	0.675	0.503	0.497
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	0.025	0.975	0.029	0.971
N_27	Charrua 220->Charrua 500	0.106	0.894	0.158	0.842
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	0.578	0.422	0.742	0.258
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	0.520	0.480	0.701	0.299
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	0.566	0.434	0.717	0.283
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	0.173	0.827	0.249	0.751
N_32	Charrua 220->Trebol 220	0.425	0.575	0.575	0.425
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	0.596	0.404	0.785	0.215
N_34	Chena 220->Neptuno 220	0.384	0.616	0.562	0.438
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	0.776	0.224	0.869	0.131
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	0.230	0.770	0.252	0.748
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	0.869	0.131	0.940	0.060
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	0.041	0.959	0.046	0.954
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	0.462	0.538	0.636	0.364
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	0.451	0.549	0.633	0.367
N_41	Condores 220->Parinacota 220	0.473	0.527	0.656	0.344
N_42	Crucero 220->Kimal 220	0.338	0.662	0.505	0.495
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	0.143	0.857	0.217	0.783
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	0.412	0.588	0.575	0.425
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	0.580	0.420	0.769	0.231
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	0.615	0.385	0.776	0.224
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	0.592	0.408	0.763	0.237
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	0.126	0.874	0.136	0.864
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	0.541	0.459	0.712	0.288
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	0.172	0.828	0.185	0.815
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	0.272	0.728	0.390	0.610
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	0.236	0.764	0.383	0.617
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	0.123	0.877	0.134	0.866
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	0.194	0.806	0.215	0.785

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	0.538	0.462	0.726	0.274
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	0.589	0.411	0.761	0.239
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	0.397	0.603	0.581	0.419
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	0.121	0.879	0.152	0.848
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	0.063	0.937	0.068	0.932
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	0.199	0.801	0.282	0.718
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	0.180	0.820	0.257	0.743
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	0.012	0.988	0.012	0.988
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	0.433	0.567	0.616	0.384
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	0.468	0.532	0.653	0.347
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	0.454	0.546	0.634	0.366
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	0.492	0.508	0.672	0.328
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	0.533	0.467	0.707	0.293
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	0.314	0.686	0.471	0.529
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	0.083	0.917	0.116	0.884
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	0.080	0.920	0.120	0.880
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	0.050	0.950	0.062	0.938
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	0.458	0.542	0.625	0.375
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	0.449	0.551	0.619	0.381
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	0.429	0.571	0.593	0.407
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	0.532	0.468	0.702	0.298
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	0.257	0.743	0.444	0.556
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	0.277	0.723	0.461	0.539
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	0.402	0.598	0.603	0.397
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	0.461	0.539	0.644	0.356
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	0.624	0.376	0.770	0.230
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	0.000	1.000	0.000	1.000
N_85	Miraje 220->Atacama 220	0.266	0.734	0.420	0.580
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	0.273	0.727	0.444	0.556
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	0.179	0.821	0.256	0.744
N_88	Nogales 220->Quillota 220	0.406	0.594	0.582	0.418
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	0.475	0.525	0.654	0.346
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	0.574	0.426	0.632	0.368
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	0.494	0.506	0.679	0.321

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	0.000	0.000	0.000	0.000
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	0.405	0.595	0.596	0.404
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	0.477	0.523	0.649	0.351
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	0.447	0.553	0.620	0.380
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	0.000	0.000	0.000	0.000
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	0.369	0.631	0.511	0.489
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	0.177	0.823	0.185	0.815
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	0.177	0.823	0.186	0.814
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	0.173	0.827	0.205	0.795
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	0.000	1.000	0.000	1.000
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	0.039	0.961	0.041	0.959
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	0.444	0.556	0.617	0.383
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	0.446	0.554	0.611	0.389
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	0.266	0.734	0.291	0.709
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	0.009	0.991	0.013	0.987
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	0.434	0.566	0.504	0.496
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	0.306	0.694	0.479	0.521
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	0.079	0.921	0.119	0.881
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	0.754	0.246	0.885	0.115
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	0.042	0.958	0.049	0.951
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	0.180	0.820	0.221	0.779
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	0.547	0.453	0.716	0.284
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	0.458	0.542	0.640	0.360
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	0.294	0.706	0.455	0.545
N_119	Quillota 220->San Luis 220	0.078	0.922	0.083	0.917
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	0.175	0.825	0.186	0.814
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	0.351	0.649	0.505	0.495
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	0.489	0.511	0.651	0.349
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	0.563	0.437	0.724	0.276
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	0.384	0.616	0.569	0.431
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	0.235	0.765	0.328	0.672
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	0.584	0.416	0.755	0.245
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	0.641	0.359	0.795	0.205
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	0.565	0.435	0.735	0.265
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	0.488	0.512	0.665	0.335

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	0.488	0.512	0.663	0.337
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	0.353	0.647	0.463	0.537
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	0.104	0.896	0.230	0.770
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	0.371	0.629	0.546	0.454
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	0.000	0.000	0.000	0.000
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	0.456	0.544	0.631	0.369
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	0.381	0.619	0.541	0.459
N_138	Temuco 220->Cautin 220	0.370	0.630	0.574	0.426
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	0.547	0.453	0.722	0.278
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	0.482	0.518	0.694	0.306

### COEFICIENTES FÓRMULAS INDEXACIÓN

#### Tramos Subestación

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
SE-N_1	Alto Jahuel	0.203	0.797	0.368	0.632
SE-N_2	Ancoa	0.045	0.955	0.110	0.890
SE-N_3	Atacama	0.564	0.436	0.753	0.247
SE-N_4	Bureo	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_5	Calama Nueva	0.355	0.645	0.394	0.606
SE-N_6	Candelaria	0.218	0.782	0.273	0.727
SE-N_7	Cardones	0.267	0.733	0.398	0.602
SE-N_8	Carrera Pinto	0.200	0.800	0.319	0.681
SE-N_9	Cautin	0.352	0.648	0.562	0.438
SE-N_10	Cerro Navia	0.211	0.789	0.436	0.564
SE-N_11	Charrua	0.176	0.824	0.254	0.746
SE-N_12	Chena	0.447	0.553	0.615	0.385
SE-N_13	Chiloe	0.487	0.513	0.602	0.398
SE-N_14	Chuquicamata	0.112	0.888	0.164	0.836
SE-N_15	Ciruelos	0.257	0.743	0.421	0.579
SE-N_16	Colbun	0.210	0.790	0.269	0.731
SE-N_17	Concepcion	0.468	0.532	0.666	0.334
SE-N_18	Condores	0.726	0.274	0.814	0.186
SE-N_19	Crucero	0.383	0.617	0.472	0.528
SE-N_20	Cumbre	0.367	0.633	0.463	0.537
SE-N_21	Diego de Almagro	0.074	0.926	0.156	0.844
SE-N_22	Don Goyo	0.000	1.000	0.000	1.000

SE-N_23	Don Hector	0.354	0.646	0.452	0.548
SE-N_24	Duqueco	0.129	0.871	0.182	0.818
SE-N_25	El Cobre	0.355	0.645	0.409	0.591
SE-N_26	Encuentro	0.567	0.433	0.774	0.226
SE-N_27	Esperanza SING	0.000	1.000	0.000	1.000
SE-N_28	Hualpen	0.563	0.437	0.787	0.213
SE-N_29	Itahue	0.205	0.795	0.406	0.594
SE-N_30	Kapatur	0.151	0.849	0.217	0.783
SE-N_31	La Cebada	0.000	1.000	0.000	1.000
SE-N_32	Laberinto	0.433	0.567	0.541	0.459
SE-N_33	Lagunas	0.272	0.728	0.439	0.561
SE-N_34	Lagunillas	0.431	0.569	0.657	0.343
SE-N_35	Las Palmas	0.226	0.774	0.334	0.666
SE-N_36	Lo Aguirre	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_37	Los Changos	0.360	0.640	0.477	0.523
SE-N_38	Los Maquis	0.280	0.720	0.384	0.616
SE-N_39	Los Peumos	0.405	0.595	0.488	0.512
SE-N_40	Los Vilos	0.244	0.756	0.406	0.594
SE-N_41	Maipo	0.295	0.705	0.462	0.538
SE-N_42	Maitencillo	0.095	0.905	0.191	0.809
SE-N_43	Maria Elena	0.084	0.916	0.126	0.874
SE-N_44	Melipulli	0.230	0.770	0.387	0.613
SE-N_45	Miraje	0.097	0.903	0.200	0.800
SE-N_46	Mulchen	0.179	0.821	0.227	0.773
SE-N_47	Neptuno	0.490	0.510	0.589	0.411
SE-N_48	Nogales	0.273	0.727	0.369	0.631
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_50	Nueva Cardones	0.333	0.667	0.439	0.561
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	0.051	0.949	0.078	0.922
SE-N_52	Nueva Victoria	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_53	O Higgins	0.000	1.000	0.000	1.000
SE-N_54	Pan de Azucar	0.112	0.888	0.243	0.757
SE-N_55	Parinacota	0.805	0.195	0.877	0.123
SE-N_56	Polpaico	0.161	0.839	0.287	0.713
SE-N_57	Pozo Almonte	0.497	0.503	0.566	0.434
SE-N_58	Puente Negro	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_59	Puerto Montt	0.344	0.656	0.592	0.408
SE-N_60	Punta Colorada	0.197	0.803	0.262	0.738
SE-N_61	Punta Sierra	0.000	0.000	0.000	0.000

SE-N_62	Quilapilun	0.000	1.000	0.000	1.000
SE-N_63	Quillagua	0.000	1.000	0.000	1.000
SE-N_64	Quillota	0.315	0.685	0.442	0.558
SE-N_65	Rahue	0.355	0.645	0.615	0.385
SE-N_66	Rapel	0.364	0.636	0.472	0.528
SE-N_67	S. San Andres	0.779	0.221	0.912	0.088
SE-N_68	Salar	0.131	0.869	0.191	0.809
SE-N_69	San Luis	0.101	0.899	0.150	0.850
SE-N_70	San Simon	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_71	Tap Central Santa Marta	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_72	Tap Chicureo	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_73	Tap Doña Carmen	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_74	Tap El Manzano	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_75	Tap El Romero	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_76	Tap Enlace	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_77	Tap off Sierra Gorda Eolico	0.000	0.000	0.000	0.000
SE-N_78	Tarapaca	0.304	0.696	0.415	0.585
SE-N_79	Temuco	0.596	0.404	0.811	0.189
SE-N_80	Tinguiririca	0.306	0.694	0.415	0.585
SE-N_81	Valdivia	0.429	0.571	0.612	0.388

## 15. ANEXOS

Como se indicó en el Capítulo 1 Introducción, dado el gran volumen del material que soporta los resultados del estudio, y con el objeto de facilitar su lectura y comprensión, se optó por presentar el estudio en versión electrónica, estructurándolo en la forma de un documento principal y ejecutivo -el presente documento- y un cuerpo de anexos conformado por carpetas según se detalla a continuación:

- Anexo Normativo
- Anexo GE\_1\_Deflactores
- Anexos VI
- Anexos VATT