



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

MARZO DE 2020

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
2. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	9
2.1 DEFINICIONES	9
2.2 ABREVIATURAS	10
3. OBJETIVOS DEL ESTUDIO	11
3.1 OBJETIVO GENERAL	11
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
4. MARCO NORMATIVO	12
5. DESCRIPCIÓN DEL V.A.T.T. Y REFERENCIAS GENERALES A LAS BASES	13
5.1 DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T.	13
5.2 MONEDA, NIVEL DE PRECIOS Y AÑO BASE	15
6. METODOLOGÍA APLICADA	16
6.1 METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DEL V.I.	16
6.1.1 Análisis de información recibida	17
6.1.1.1 Base de Datos de instalaciones	17
6.1.1.2 Análisis general de la Base de Datos	17
6.1.1.3 Adecuación de información de la Base de Datos	20
6.1.1.4 Revisión de inventario	21
6.1.2 Caracterización de los tramos del STN	24
6.1.3 Estudio de precios	25
6.1.4 Costos de Montaje	28
6.1.5 Determinación de los recargos porcentuales	32
6.1.5.1 Recargo por Flete	33
6.1.5.2 Recargo por bodegaje (B)	34
6.1.5.3 Recargo por ingeniería (Ing)	34
6.1.5.4 Recargo por gastos generales (Gg)	35
6.1.5.5 Intereses intercalarios	36
6.2 METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DEL C.O.M.A.	37
6.2.1 Introducción	37
6.2.2 Etapas de la Metodología para el cálculo del COMA	40
6.2.3 Diseño y dimensionamiento de la organización de la empresa modelo eficiente	41
6.2.3.1 Proceso: dirección, estrategia y control	42
6.2.3.2 Proceso: administración y finanzas	42
6.2.3.3 Proceso: comercial y regulación	43
6.2.3.4 Proceso: planificación técnica y normas	43
6.2.3.5 Proceso: explotación	43
6.2.4 Diseño y dimensionamiento de las actividades de operación y mantenimiento en terreno	45
6.2.4.1 Definición de las cuadrillas de terreno	49
6.2.4.2 Tratamiento de las distancias recorridas para las faenas de OyM	51
6.2.5 Remuneraciones	54

6.2.5.1	Introducción	54
6.2.5.2	Metodología y Fuentes de Información	54
6.2.5.3	Fundamentación de la Muestra Propuesta	56
6.2.5.4	Costos de personal empresa modelo	57
6.2.5.5	Homologación de cargos	60
6.2.5.6	Régimen de horas extras y guardias pasiva	61
6.2.6	Costos de rotación del personal	62
6.2.7	Análisis de tercerización de actividades	63
6.2.7.1	Análisis de la importancia estratégica	63
6.2.7.2	Análisis de la conveniencia económica	65
6.2.8	Valorización de los recursos a precios de mercado	68
6.2.8.1	Personal propio	69
6.2.8.2	Servicios de operación y mantenimiento tercerizados	69
6.2.9	Gastos generales y otros servicios tercerizados	71
6.2.9.1	Gastos en seguridad (vigilancia) de subestaciones	71
6.2.9.2	Aseo y limpieza de edificios, y bodegas	72
6.2.9.3	Gastos del directorio	72
6.2.9.4	Contribuciones por terrenos de SSEE y edificios de la EM	73
6.2.9.5	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)	73
6.2.9.6	Gastos de Imagen institucional	74
6.2.9.7	Gastos de capacitación	74
6.2.9.8	Gastos por viajes no operacionales (pasajes y viáticos)	74
6.2.9.9	Gastos de viáticos operacionales	75
6.2.9.10	Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles	75
6.2.9.11	Gastos en patentes comerciales	76
6.2.9.12	Consumos básicos de gas, electricidad y agua en edificios	76
6.2.9.13	Consumos básicos de electricidad de subestaciones	77
6.2.9.14	Costos de comunicaciones en telefonía fija y móvil (celular y satelital)	77
6.2.9.15	Servicio de datos (internet y respaldo de datos)	77
6.2.9.16	Gastos en mantenimiento sistemas informáticos (actualización software y hardware)	78
6.2.9.17	Gastos de mantenimiento del SCADA	78
6.2.9.18	Gastos de mantenimiento del equipamiento utilizado para OyM	78
6.2.9.19	Materiales e insumos computacionales	79
6.2.9.20	Memoria anual	79
6.2.9.21	Publicaciones y avisos	79
6.2.9.22	Fotocopias, formularios, útiles y materiales de oficina	80
6.2.9.23	Retiro y disposición de residuos (tóxicos y no tóxicos)	80
6.2.9.24	Costos de traslado y alojamiento de personal (viaticos operacionales)	80
6.2.9.25	Indemnización a propietarios por daños debido a Trabajos en Franja Servidumbre	80
6.2.9.26	Costos de operación de vehículos de la empresa modelo	80
6.2.9.27	Costos de mantenimiento de edificios	81
6.2.9.28	Costos de ciberseguridad	82
6.2.10	Bienes muebles e inmuebles	82
6.2.10.1	Bienes inmuebles distintos a los terrenos	82
6.2.10.2	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	84
6.2.10.3	Equipamiento de oficina no fungible	84
6.2.10.4	Equipamiento computacional	85
6.2.10.5	Equipamiento de comunicaciones	90
6.2.10.6	Sistema SCADA (Software y Hardware).	91
6.2.10.7	Vehículos	92

6.2.11	Metodología de asignación del COMA	94
6.2.12	Modelo de cálculo del COMA	95
6.2.12.1	Estructura Central y Regionales	97
6.2.12.2	Costos directos de OyM	97
6.2.13	Tratamiento de las economías de ámbito	99
6.2.14	Información aportada por el Comité Coordinador	102
6.2.15	Cálculo de intangibles	103
6.3	METODOLOGÍA APLICADA A LA DETERMINACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN	104
6.3.1	Introducción	104
6.3.1.1	Labores de Ampliación y Bases	104
6.3.1.2	Obras de Ampliación a Estudiar	105
6.3.2	Metodología para Determinación del V.I. de Labores de Ampliación	108
7.	DETERMINACIÓN DEL V.I.	110
7.1	INTRODUCCIÓN	110
7.2	RESULTADOS	112
7.2.1	Valor de Inversión por empresa propietaria	112
7.2.2	Valor de Inversión por tramo de subestación calificación nacional	113
7.2.3	Valor de Inversión por tramo de transporte calificación nacional	115
7.2.4	Valor de Inversión por tramo de subestación y por propietario calificación nacional	120
7.2.5	Valor de Inversión por tramo de transporte y por propietario calificación nacional	126
8.	DETERMINACIÓN DEL C.O.M.A.	133
8.1.1	Organigrama y plantilla de personal	133
8.1.2	Resultados del C.O.M.A.	133
8.1.3	Resultados de BM&I	134
9.	DETERMINACIÓN DE BIENES INTANGIBLES	142
10.	DETERMINACIÓN ECONOMÍAS DE ÁMBITO	142
11.	DETERMINACIÓN DE LABORES DE AMPLIACIÓN	143
12.	DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T.	146
12.1	ANTECEDENTES GENERALES	146
12.1.1	Conceptos Generales	146
12.1.2	V.A.T.T. y Tipos de Obras de Transmisión	146
12.2	DISPOSICIONES DE LAS BASES	147
12.2.1	Definición del V.A.T.T.	147
12.2.2	Componentes del V.A.T.T.	147
12.2.3	Ajuste por Efectos de Impuesto a la Renta	149
12.3	TASA DE DESCUENTO	150
12.4	VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES Y RESOLUCIÓN EXENTA N°412	151
12.5	RESOLUCIÓN N° 43 DEL SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS, 2002	152
12.6	HOMOLOGACIÓN DE INSTALACIONES RESOLUCIÓN CNE N°380 VERSUS RESOLUCIÓN SII N°43	154
12.7	CRITERIOS GENERALES	154
12.8	PROCEDIMIENTO Y RESULTADO DE LA HOMOLOGACIÓN	155
12.9	TASA DE IMPUESTO	156
12.10	CÁLCULO DEL V.A.T.T.	158



estudios energéticos consultores.



13. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN Y DEFLACTORES	160
13.1 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	160
13.1.1 Estructura General	160
13.1.2 Indexadores y Valores Base	161
13.1.3 Determinación de coeficientes de la fórmula de indexación	164
13.2 REFERENCIACIÓN DE PRECIOS A DICIEMBRE DE 2017. DEFLACTORES	165
13.2.1 Consideraciones Previas	165
13.2.2 Deflactores	166
14. RESULTADOS DEL ESTUDIO	167
15. ANEXOS	178

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 modificó¹, 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 tarifario².

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 desarrollo³ 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 años⁴. El procedimiento cuadrilateral correspondiente se inicia con la emisión de las bases preliminares de los estudios de valorización

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

² 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.

³ 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.

⁴ 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 Consortio, 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 informes⁵:

- | | |
|-----------------------------|---|
| - 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 al Informe de Avance N°2, el que de acuerdo a lo establecido en las Bases, debe contener todas las materias desarrolladas para la determinación del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (V.A.T.T.), sus resultados, y el estado de avance del trabajo del Consultor a esta fecha⁶.

⁵ Punto 16.1 del CAPÍTULO I de las Bases.

⁶ Punto 16.2 del CAPÍTULO II de las Bases.

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 un 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 presentado en este anexo, 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.

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.
CEN	:	Coordinador Eléctrico Nacional.
INE	:	Instituto Nacional de Estadísticas
SII	:	Servicio de Impuestos Internos
STN	:	Sistema de Transmisión Nacional
V.I.	:	Valor de Inversión.
A.V.I.	:	Anualidad del Valor de Inversión.
C.O.M.A.	:	Costo de Operación, Mantenimiento y Administración.
V.A.T.T.	:	Valor anual de la transmisión por tramo.

LGSE	:	Ley General de Servicios Eléctricos.
A.E.I.R.	:	Ajuste por efecto de impuesto a la renta.
IPC	:	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Chile.
CPI	:	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 cuatrienio 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:

- 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.
- 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;
- 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”.
- **Resolucion Exenta N°43 del 26 de Diciembre de 2002, del Servicio de Impuestos Internos**, que “Fija Vida Util Normal a los Bienes Fisicos del Activo Inmovilizado para los Efectos de su Depreciacion, conforme a las Normas del N°5 del Artículo 31 de la Ley de la Renta, contenida en el Articulo 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 renta⁷.

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 vigente⁸.

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 categorización⁹:

- a) Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente;
- b) Obras civiles;
- 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 establecen¹⁰.

⁷ Capítulo II, Punto 3.1 de las Bases.

⁸ Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

⁹ Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

¹⁰ 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).

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 Ley¹¹.

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 explotación¹².

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 correspondiente¹³.

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 2017¹⁴.

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

¹¹ Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

¹² Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

¹³ Capítulo II, Punto 1 de las Bases.

¹⁴ Capítulo II, Punto 3.3 de las Bases.

¹⁵ Capítulo II, Punto 3.4 de las Bases.

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.

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 determinarse 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 mencionado anteriormente

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

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 esta Consultora 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 Zaldivar 220
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500
N_102	O Higgins 220->Atacama 220
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220
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 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 OCCC.
- En algunos elementos de los tramos de transporte se ha encontrado cantidades nulas o insuficientes, 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 las familias Conjuntos de Aislación y Materiales OCCC.
- 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 (pañós 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 adscritos a la 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 la 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.

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.
- Salidas de planillas excel desde la BD con los tramos de subestaciones y líneas de STN.
- Planos de instalaciones disponibles del consultor.
- Clasificación de planillas de instalaciones en parte civil y parte eléctrica.

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 pueden 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, quedando estas últimas sobredimensionadas, etc.

Entre los elementos faltantes mas relevantes, se observan las plataformas de subestaciones, que no tienen material asociado, por lo que no fueron consideradas en la base. 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 las agregó con planillas auxiliares a la valorización de 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 certeza en la información de la base de datos, donde en base a la muestra analizada se concluye que están casi todas las estructuras de torres y fundaciones pero en algunas líneas faltan conductores.

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

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, sin embargo, en el Anexo VI_4 se incluye documento Excel que muestra el detalle de las modificaciones.

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:

- Diag Unilin SSEE
- Diag Unilin STN
- Diag Unilin Transporte
- Inventario SSEE
- Inventario Transporte
- Ubicacion Tramos

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:

- 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.
- 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.
- 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.
- Desarrollo de lista de proveedores por familias de elementos para solicitar cotizaciones.

- 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.
- Solicitar precios de Transporte Marítimo para este tipo de elementos, entre puertos chilenos y puertos utilizados normalmente de Europa, Asia y Norteamérica.
- Elaborar planilla de precios de cotizaciones de materiales, agregando valor de transporte marítimo y, en los casos pertinentes, tasa arancelaria de 6%.
- 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.
- Solicitar, de acuerdo con las bases, precios de elementos de transmisión a las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones del sistema de transmisión nacional.
- 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 CENj 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.

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

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.

En consecuencia, la metodología de cálculo que normalmente se utiliza para determinar los costos de montaje debe adaptarse a los requerimientos de las Bases. Se debe considerar en los costos todos los aspectos enumerados en las Bases pero por otra parte los resultados deben presentarse solo como una cantidad de HH y un valor de HH, elemento por elemento.

Para lograr lo anterior, se requiere entonces 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 de alguna forma 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 los equipos eléctricos principales, 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 obtención de los costos de montaje por las tareas que se muestran en la tabla siguiente, se obtienen directamente en la Base de Datos, pudiendo bajarse a una planilla Excel para su análisis.

Tabla 2: Desglose Tareas de montaje mínimas de subestaciones

Nº	DESCRIPCIÓN
1	Montaje Electromecánico Paños Línea
2	Montaje Obras Civiles Paños Línea
3	Montaje Electromecánico Paños de Transformación
4	Montaje Obras Civiles Paños de Transformación
5	Montaje Obras Civiles Paños Alimentadores
6	Montaje Electromecánico Paños Equipos (compensación de reactivos y otros)
7	Montaje Obras Civiles Paños Equipos
8	Montaje Electromecánico Paños No Línea
9	Montaje Obras Civiles Paños No Línea
10	Montaje Electromecánico Transformadores
11	Montaje Obras Civiles Transformadores
12	Montaje Electromecánico Instalaciones Comunes
13	Montaje Obras Civiles Instalaciones Comunes

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 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 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 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 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.

Ante esto, el Consultor estimó 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 ya que en la primera todo el material se encuentra concentrado en una zona acotada, 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. Mientras que en las líneas de transmisión se realizan fundaciones lejanas unas de otra.

Ante eso el consultor ha estimado que el montaje del acero y las fundaciones tiene un costo 15% superior en una línea de transmisión respecto de una subestación, es decir, el rendimiento es un 87%.

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

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

ρ_{zona} : factor de rendimiento por zona geográfica;

ρ_{altura} : factor de rendimiento por altura geográfica;

ρ_{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 la base de datos, los costos quedan ingresados en las mismas tablas de los precios, donde se completaron las columnas CantidadHH y ValorHH.

En el Anexo VI_7 se encuentran las planillas de resultados con los costos de montaje.

6.1.5 Determinación de los recargos porcentuales

La metodología que se ha aplicado consiste en la estimación de los recargos sobre la base de un conjunto de proyectos representativos y que permitan establecer cada tipo de recargo para todas las familias y subfamilias definidas. En conformidad a las bases, los proyectos se han seleccionado de modo tal que representen adecuadamente las características físicas y técnicas de cada conjunto de instalaciones de características similares.

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, la altura geográfica de la instalación y la aislación de los distintos componentes con la altura geográfica, y la distancia de la instalación a centros poblados o industriales desde donde se pueden obtener los materiales y servicios.

En el Anexo VI_8 se encuentran los archivos de respaldo del cálculo de los recargos utilizados en este estudio.

En el caso de las líneas de transmisión, las variables de definición de proyectos representativos son el nivel de tensión, la cantidad de circuitos, la sección y cantidad de conductores por fase.

Además, se considera las condiciones geográficas que tienen efecto en el V.I., como las siguientes:

- Zona de ubicación (montaña, valle, costa, desierto)
- Clima (lluvioso ,seco)
- Altura sobre el nivel del mar (hasta 1.300 m, entre 1.300 y 2.500 m, sobre 2.500 m)

Para aquellas subestaciones y líneas de transmisión que por sus características particulares no pueden agruparse bajo alguno de los proyectos representativos, se consideran como una nueva subfamilia. De esta forma. Se evita que una instalación quede afecta a recargos calculados para otra de características diferentes.

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 ..

El cálculo que se realiza, por cada uno de los tipos de obras y familias definidos, corresponde a la estimación de recargos para la totalidad de equipos y materiales.

6.1.5.1 Recargo por Flete

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:

$$\begin{aligned} \text{Transporte a granel: } & 0,2221 \left[\frac{\text{USD}}{\text{ton}\cdot\text{km}} \right] \\ \text{Transporte especial: } & 1,3326 \left[\frac{\text{USD}}{\text{ton}\cdot\text{km}} \right] \end{aligned}$$

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

Para cada tramo de subestación, incluyendo los tramos de transporte de transformación contenidos en ellos, se determinó cuál de estos puertos era el más cercano y se estableció la distancia a considerar. A modo de ejemplo, las subestaciones ubicadas en la Región Metropolitana se asignaron al puerto de Valparaíso.

En las tablas siguientes se presenta el total de costo de fletes de líneas y subestaciones.

Tabla 3. Total transporte líneas de transmisión nacionales

Total transporte líneas [USD]	13.154.555,50
-------------------------------	---------------

Tabla 4. Total transporte subestaciones nacionales

Transporte a granel [USD]	\$ 731,551.20
Transporte especial [USD]	\$ 4,563,271.67

Total [USD]	\$ 5,294,822.88
-------------	-----------------

6.1.5.2 [Recargo por bodegaje \(B\)](#)

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 con un costo de arriendo mensual de 168 dólares, al que se le incluyó un recargo de un 20% para reflejar el costo del transporte de la bodega desde el punto de entrega al punto de instalación.

Tanto para líneas como subestaciones 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. En el segundo caso, las estructuras y conductor son almacenados en las distintas bases que se establecen durante la construcción de la línea.

Los resultados obtenidos se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 5. Recargo bodegaje líneas de transmisión nacionales

Tipo	Containers	Duración construcción meses	Costo bodegaje USD	Costo materiales promedio USD	Recargo %
Entre 0 y 5 km	4	8	6.472	140.425	4,61
Entre 5 y 25 km	6	9	10.921	1.050.965	1,04
Entre 25 y 50 km	8	13	21.034	3.816.644	0,55
Entre 50 km y 100 km	10	15	30.337	4.763.299	0,64
Entre 100 km y 250 km	16	17	55.012	20.610.798	0,27
Mayor a 250 km	36	21	152.900	83.150.921	0,18

Tabla 6. Recargo bodegaje subestaciones nacionales

Tipo	Containers	Duración construcción meses	Costo bodegaje USD	Costo materiales promedio USD	Recargo %
I	2	14	5.663	1.227.568	0,46
II	3	14	8.494	2.298.515	0,37
III	4	14	11.326	5.610.980	0,20
IV	6	14	16.989	13.947.482	0,12
V	8	17	27.506	37.490.630	0,07
VI	10	19	38.427	42.064.410	0,09

6.1.5.3 [Recargo por ingeniería \(Ing\)](#)

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.

En ambos casos, la ingeniería se dividió en: ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle, con revisiones para cada una de ellas. En todas ellas se estableció el siguiente personal que se considera trabajará en los estudios de ingeniería: jefe de proyecto, jefe de especialidad eléctrica, jefe de especialidad civil, ingenieros especialistas, proyectistas, dibujantes y administrativos.

El cálculo en cada una de las ingenierías se hizo realizando un listado de actividades a realizar y estableciendo la cantidad de horas de trabajo según el tipo de trabajador. Luego, se obtiene un subtotal multiplicando las horas-hombre por el costo de la hora de trabajo, obtenido desde el Estudio de Remuneraciones PWC. En la planilla de cálculo creada, se indica el código del trabajador homologado a los distintos cargos del párrafo anterior.

El costo final de las ingenierías fue multiplicado por un factor dos para representar los costos de una oficina de ingeniería externa: oficinas, personal administrativo y de aseo, software, etc.

El costo de la revisión se consideró un 10% del costo original de cada ingeniería.

En el caso de las líneas de transmisión, el costo de la ingeniería 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.

En el caso de las subestaciones, 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.

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.

El listado de actividades considerado y los resultados de recargo de ingeniería se pueden observar en el archivo Ingenieria.xlsx que se encuentra en el Anexo VI_8.

6.1.5.4 Recargo por gastos generales (Gg)

De acuerdo a lo indicado en las Bases de Licitación, los costos por gastos generales considerarán lo siguiente:

- Administración de obras contratadas a terceros; y

- Otros costos asociados a gastos generales debidamente justificados y respaldados.

En los costos de administración de obras contratadas a terceros; se considera los gastos del mandante en la elaboración de la documentación y la realización del proceso de licitación para la adjudicación del contrato EPC, los gastos de administración asociados al seguimiento, revisión y control de la ejecución del contrato y todo otro gasto de administración del mandante que se realice en relación con la construcción del proyecto.

Se calculan mediante el dimensionamiento de los recursos requeridos y la determinación del costo correspondiente, para el conjunto de proyectos seleccionados y durante el tiempo desde el inicio del proyecto con los estudios de factibilidad hasta la puesta en servicio.

En “Otros costos asociados a gastos generales” se incluirá los gastos generales del contratista y todos los gastos que no se consideran en los recargos anteriores, correspondientes a costos indirectos que generalmente se valorizan como porcentajes del costo directo y que habitualmente están incorporados en los valores de los contratos EPC. Entre estos se incluirá el ítem Seguros, la garantía del contrato, las utilidades e imprevistos del contratista. Los porcentajes a utilizar se han obtenido de contratos EPC de años anteriores que se logrado analizar.

Para el cálculo se ha considerado que 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.

Una vez determinada la cantidad y tipo de recursos corresponde entonces valorizarlos. Con este fin 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 la valorización se consideró el promedio de los gastos generales que se obtiene para cada familia como se muestra en la planilla que se encuentra en el Anexo VI_8, porque esto elimina las distorsiones generadas por las diversas combinaciones de materiales y montaje. Así para el gasto general de subestaciones se obtuvo un 7,1%, al cual se le adiciona un 4,1% para considerar el efecto de los seguros de obra y utilidades de contratista, completando un 11,2%.

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 7% anual.

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, por ejemplo, un pago de 10% al inicio de la actividad y el pago del 90% un mes después de finalizada la actividad.

Para las líneas de transmisión se determinaron las cartas Gantt y sus respectivos pagos para las líneas en función de su longitud, mientras que en el caso de las subestaciones se realizaron para tres tipos de obras, cada una de ellas con plazos constructivos y montos distintos.

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.

Las cartas Gantt creadas y los resultados para cada tipo de obra se pueden apreciar en el archivo intereses intercalarios.xlsx que se encuentra en el Anexo VI_8 de este Informe de Avance 2.

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>Clasificación</u>	<u>Componentes de costo</u>
Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	<i>O&M de terreno</i>
	O&M de líneas
	O&M de subestaciones
	O&M de protecciones, comunicaciones y control
	<i>O&M de supervisión y control</i>
Costos de Dirección, Administración y Finanzas	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	

La supervisión y control de los procesos de O&M implica:

- La planificación técnica y normas: son los subprocesos 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 subprocesos de supervisión directa sobre las cuadrillas de trabajos en terreno ya sea propias o contratadas.

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.

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.

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:

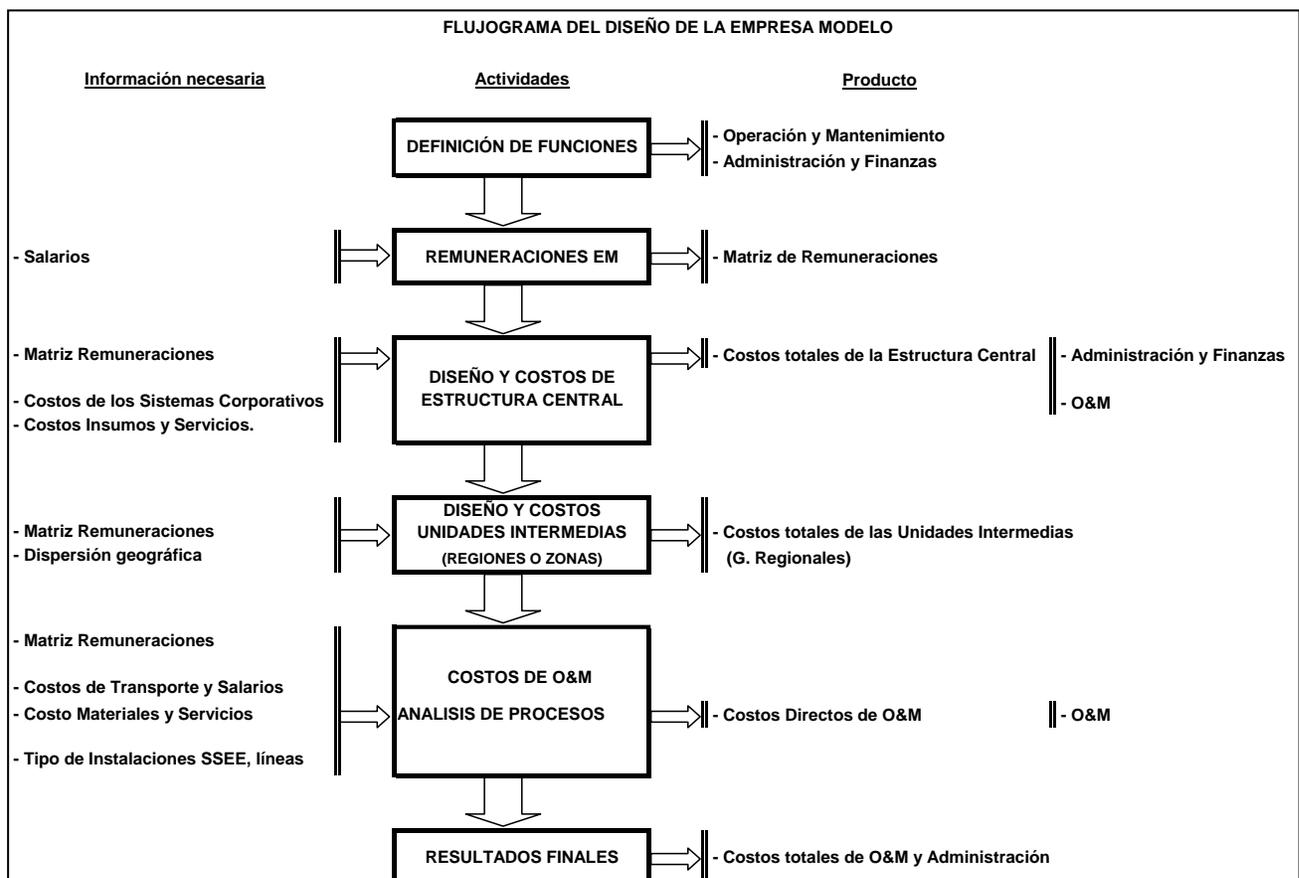
- Análisis y caracterización del contexto operacional con impacto en las actividades del COMA.
- Diseño y dimensionamiento de la estructura organizacional de la empresa modelo de Transmisión.
- Estudio de remuneraciones.
- Análisis de tercerización de actividades.
- Diseño y dimensionamiento de las actividades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

- Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo: para definir los recursos humanos de plantilla para la gestión de la administración, operación y mantenimiento.
- 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 desarrollará en cada etapa del proceso de diseño de la empresa modelo y cálculo del COMA.

6.2.3 Diseño y dimensionamiento de la organización de la empresa modelo eficiente

La red de la Empresa Modelo (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 serían realizadas de manera de prestar el servicio público de Transmisión de electricidad, con un nivel de calidad satisfactorio acorde con los parámetros establecidos en las normas regulatorias que fija la autoridad competente y en especial con la NTSyCS. Adicional a las condiciones técnicas de calidad y seguridad del servicio se deben considerar las condiciones legales laborales y ambientales para el cumplimiento de las mismas.

Esa provisión eficiente del servicio requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizativa 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.

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 organizativa 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 los principales procesos y subprocesos que debe desarrollar la empresa modelo 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. 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 comercial de ampliaciones y 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.

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, provisiones de materiales y herramientas, seguimiento de calidad de servicio. Se consideran dentro de esta gerencia las labores de ampliación de contenido técnico.
- Medio ambiente: define y controla que se cumplan las políticas de medio ambiente de la empresa modelo interactuando con el resto de las áreas operativas.
- Prevención de riesgos: define y controla las políticas de prevención de riesgos de la empresa modelo 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
- 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 empresaria.
- 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 desarrollada 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 considerarán 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 Empresaria se presenta el desarrollo del diseño organizacional de la empresa modelo para atender las instalaciones y las áreas de apoyo.

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

El dimensionamiento inicial de la estructura organizacional fué contrastado con la estructura presentada y aprobada en el estudio del año 2013.

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

Los principales procesos y supprocesos 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).

Las principales UC son: líneas, paños, transformadores de potencia, transformadores de corriente y tensión, 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 un paño son los interruptores, desconectores, transformadores de corriente, protecciones, etc. En el caso de una línea aérea de transmisión está conformada por las 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 consideró 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 permitan 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 a cada evento de OyM: Ej: una frecuencia de ocurrencia en caso de fallas o una frecuencia de ejecución en caso de 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 conformadas, 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.

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 hrs 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 consideró los equipos de trabajo requeridos para cubrir las 24 hrs 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, esta 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.

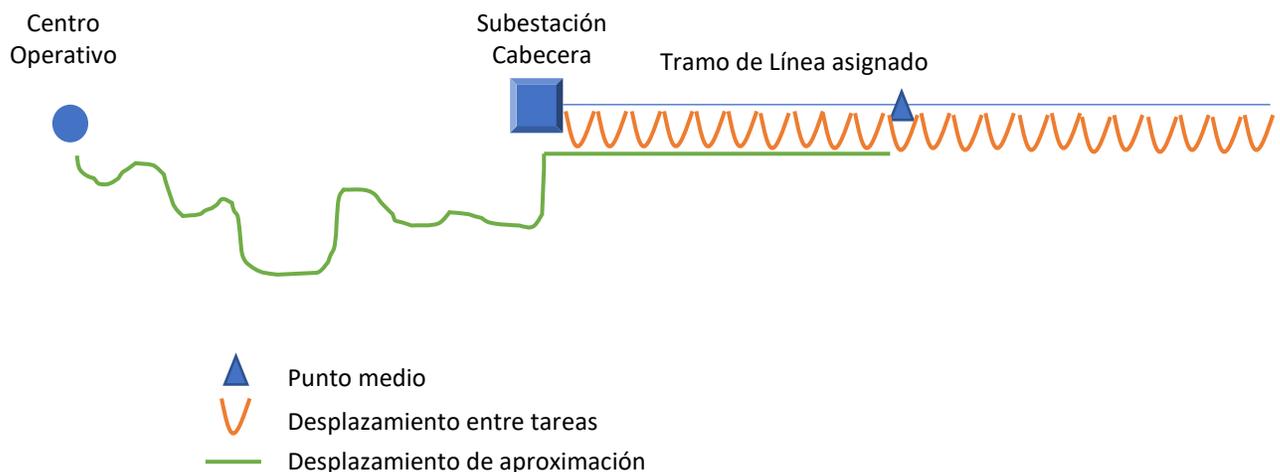
6.2.4.2 Tratamiento de las distancias recorridas para las faenas de OyM

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 calculan 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 6.2.12.2). 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 empresa 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 mas 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 mas 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 del 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 las 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 los costos de operación, mantenimiento y administración (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%.”

Al efecto, el Consorcio adquirió el Estudio de Compensaciones eSIREM (en adelante encuesta Price), de la firma especializada PricewaterhouseCoopers (en adelante Price), 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 Price es vigente a Agosto de 2018, se referencian las rentas a diciembre de 2017 utilizando los deflatores que se señala 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 Price 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 Price 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 empresa modelo debido a las diferencias metodológicas entre ellas.

De la muestra que completa 79 empresas, el Consorcio solicitó a Price filtrar las remuneraciones para un subconjunto conformado por 17¹⁶ empresas del área más tecnológica, incluyendo 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 N° 6 Muestra Empresas Tecnológicas

Muestra Empresas Tecnológicas		
Tamaño	Nombre Empresa	Industria
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

16 Por exigencia de Price, la muestra mínima a considerar debe ser de 10 empresas.

Muestra Empresas Tecnológicas		
Tamaño	Nombre Empresa	Industria
Grandes	Vtr Comunicaciones Spa	Telecomunicaciones y Medios
Grandes	Salinas Y Fabres S.A.	Vehículos y Maquinarias
Medianas	Transec 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 Propuesta¹⁷

La muestra de 79 empresas consideradas en la encuesta Price incluye empresas de tamaños grande, medio grande, mediano y pequeño¹⁸. Para el análisis de remuneraciones de una empresa que atiende la operación, mantenimiento y administración del sistema de transmisión nacional, el Consorcio consideró adecuado seleccionar empresas similares a eléctricas de tamaños grande, medio grande y medianas.

En efecto, a juicio del Consultor, la empresa modelo que atiende el STN debe ser en principio una empresa grande según la definición de tamaño que hace Price (ventas anuales por sobre los USD 250.000.000). Sin embargo, la encuesta de Price 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 Price- 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 Transec, Interchile e Hidroeléctrica Ñuble SPA, completando un total de 12 empresas.

Originalmente se pensó en adicionar a la muestra anterior a 2 empresas mineras grandes y dos medio grandes, con lo que se llegó a 16 empresas. La inclusión de empresas mineras obedecía al

17 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.

18 El criterio definido por Price para asignar el tamaño a las empresas, es el de ventas anuales en USD. Esta clasificación es realizada por la misma Price, de acuerdo a la información que cada empresa participante informa. La muestra de 79 empresas consideradas en la encuesta Price 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)

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 empresa modelo

El costo total empresa por concepto de compensaciones del personal de la empresa modelo 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.

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.

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 empresa modelo.

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 Price 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

A los efectos de determinar el costo total empresa por concepto de compensaciones del personal de la empresa modelo, 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. Como criterio general de inclusión de cada uno de estos componentes en la compensación del personal, se consideraron aquellos que son entregados por al menos un 50% de las empresas de la encuesta Price.

De esta manera, del total de componentes de la remuneración bruta y de los beneficios adicionales mencionados más arriba, la empresa modelo no considera los siguientes, por no cumplir con el criterio establecido:

- 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 empresa modelo.

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 requeridos 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 empresa modelo 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 empresa modelo 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 remunerados como “bonificación por guardia” tal como se describe a continuación.

Bonificación por guardia: este cargo tiene en cuenta que 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 Control 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_Ejer Extras

De esta forma, habiéndose realizado la homologación de cargos de la empresa modelo 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 empresa modelo a la que se suma el costo por las horas extras y la Bonificación por guardia descrita para los puestos operativos descriptos.

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.

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 empresa modelo 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 permite 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 conformadas por personal propio.

Para este análisis se siguen las siguientes etapas:

- 1) Definición de los tipos de contratistas que utilizará la empresa modelo
- 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 empresarial, se encuentran descritas las funciones y responsabilidades de los puestos de cuadrillas de terreno de la empresa modelo.

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 mantenimiento 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 mantenimiento 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 Mantención 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 y beneficios usualmente pagados por el mercado) 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 Mantención Terreno	25.916	26.670	-3%
Electricista II	15.670	14.913	5%
Técnico Mantención I	15.048	18.588	-19%
Técnico Mantención Terreno II	12.505	14.160	-12%
Operador II	15.515	19.718	-21%
Instrumentista I	-	25.135	

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 las 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 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: costos unitarios consistentes con los costos de los componentes utilizados en el VI y relevamiento de mercado para materiales menores.

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.

6.2.8.1 [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 respectivo.

6.2.8.2 [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 ¹⁹ de herramientas (KITH) y elementos de seguridad (KITS) del operario que integra cada cuadrilla se presenta en el Anexo 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 Vehículos	Costo Herramientas	Costo Cuadrilla	Pernocte	Costo Combustible/Peajes
Código Cuadrilla	Descripción	USD/año	USD/año	USD/año	USD/año	USD/noche	USD/km
CMINP	Inspección pedestre de Líneas Aéreas	56.634	11.070	13.370	81.073	238	0,15
CMLVA	Lavado de aisladores con tensión	72.149	152.046	1.219	225.413	317	0,31
CMTCT	Trabajos con Tensión	102.866	47.766	11.147	161.779	476	0,31
CMPOR	Poda y Roce	94.461	77.112	2.222	173.795	476	0,47
CMELA	Mantenimiento de Estructuras y líneas sin Tensión	72.149	47.766	10.213	130.128	317	0,31
CMCAM	Mantenimiento de Caminos de Acceso	31.030	84.423	236	115.690	159	0,33
CMLMA	Lavado manual de aisladores	72.149	47.766	1.165	121.080	317	0,31
CMIEP	Inspección y revisión de equipos primarios en SE	72.925	11.070	11.782	95.777	317	0,15
CMREL	Inspección y Reparación de protecciones, telecom. y SCADA	-	-	-	-	-	-
CMLIM	Limpieza de subestaciones	75.936	11.070	745	87.750	397	0,15
COPER	Operación en terreno	71.681	11.070	462	83.213	317	0,15
CMLSE	Lavado de Subestaciones	82.111	185.310	1.449	268.869	397	0,39
CMREP	Reparación de equipos primarios en SE	84.186	11.070	6.416	101.672	397	0,15
CMEPSA	Mantenimiento y reparacion de equipos primarios y SSAA	84.186	52.092	10.802	147.081	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.
- 2.- Estudio de Compensaciones_Resumen: costos de los puestos tercerizados según encuesta PWC

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

- Precios Insumos No Electricos/hoja Vehiculos: costos de vehículos.
- Precios Insumos No Electricos/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.

6.2.9 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 la 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 empresa modelo 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 tarifación 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 Electricos, se presenta el detalle de los cálculos realizados.

6.2.9.1 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 considerando la encuesta Price con percentil 25% y los márgenes del contratista de gastos de administración y utilidad del contratista.

En el el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Electricos/ 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.”

6.2.9.2 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 En el el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Electricos/ Aseo y limpieza, se presenta el detalle del cálculo realizado.

6.2.9.3 Gastos del directorio

Se considera un directorio compuesto por un presidente, y cuatro directores que se estima razonable relacionados 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 el cobro de dichos honorarios. Tal el caso de Transelec que en el año 2017, cuatro de los nueve directores rescindieron del pago, por lo que el honorario promedio por director es 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 Transelec y a los antecedentes regulatorios vigente. Los gastos generales generales del directorio , se asumieron como un porcentaje eficiente de los honorarios.

En el el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/ Precios Insumos No Electricos/ Remuneracion Directorio, se presenta el detalle del cálculo realizado.

6.2.9.4 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 Electricos/Insumos No Elec SE, y sus archivos de soporte relacionados:

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

6.2.9.5 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 como 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 Superintendencia de valores y Seguros 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 Superintendencia de Valores de Chile. 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.
- 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 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 Electricos/Asesorías.

6.2.9.6 Gastos de Imagen institucional

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

Para obtener un costo anual para la empresa modelo 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 empresa modelo

6.2.9.7 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.

6.2.9.8 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 Electricos/Viaticos no operacionales

6.2.9.9 Gastos de viáticos operacionales

El personal operativo 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 Electricos/Viaticos 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.

6.2.9.10 Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles

El criterio a utilizar por la Empresa Modelo 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 tienen la responsabilidad de recuperar los servicios dañados, incluso en los casos de fuerza mayor, es así que la empresa modelo 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 activos eléctricos para calcular el costo anual, que la empresa modelo 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 conclusión, y considerando los VI que se manejan en nuestro estudio, 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 terrenos y servidumbres.

Se estimó el costo de los seguros sobre la base de las primas referenciales basados en información de mercado y/o antecedentes regulatorios.

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 Electricos/Seguros, se puede ver el detalle del cálculo.

6.2.9.11 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.

6.2.9.12 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 de los consumos por empleado de agua, y electricidad presentado por las empresas y se determinó el valor referencial como el promedio, contrastando el valor como eficiente contra los antecedentes regulatorios vigentes.

6.2.9.13 Consumos básicos de electricidad de subestaciones

Estos gastos corresponden al consumo de eléctrico de subestaciones. Las empresas toman la energía eléctrica requerida tanto 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 se clasificaron en: muy grandes, grandes, medianas, pequeñas y muy pequeñas.

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.

6.2.9.14 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 regulatorios.

6.2.9.15 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.

6.2.9.16 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.

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.

6.2.9.17 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.

En el archivo Anexo COMA_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Insumos No Elec Gral se pueden ver los cálculos realizados.

6.2.9.18 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.

6.2.9.19 Materiales e insumos computacionales

En la empresa modelo 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, que se suma a los suministros de oficinas, como fotocopias, lápices, cuadernos, blocks, carpetas, etc., cuyo costo global por persona es:

Se estimó el consumo de los elementos e insumos computacionales por empleado y por año y se valorizará 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.

6.2.9.20 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.

6.2.9.21 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.

6.2.9.22 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.

6.2.9.23 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.

6.2.9.24 Costos de traslado y alojamiento de personal (viaticos operacionales)

El personal operativo de plantilla tales como supervisores, técnicos de mantenimiento de protecciones y control y operadores de subestación en determinadas ocasiones para cumplir su función tiene que realizar viajes y se requiere reconocer los gastos de alojamiento y que serán contemplados como un costo unitario para el personal operativo.

En el archivo Anexo COMA_3 Modelo/Datos/Precios de insumos no eléctricos/ Viaticos operacionales se pueden ver los cálculos realizados.

6.2.9.25 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 propieta se pueden ver los cálculos realizados.

6.2.9.26 Costos de operación de vehículos de la empresa modelo

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

Se ha 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 Diesel”.

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.

6.2.9.27 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.

6.2.9.28 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 criticas e información de la EM.

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

6.2.10 **Bienes muebles e inmuebles**

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

6.2.10.1 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 empresa modelo 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 empresa modelo eficiente.

Sobre la base de la cantidad de empleados de plantilla que resultó del diseño organizacional eficiente y considerando una cantidad de m² por empleado se determinó la cantidad de m² 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 ² /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 m2 requeridos de bodegas para la operación y mantenimiento de la empresa.

Se clasificaron las estaciones en acorde de su tamaño (en función de la cantidad de equipamiento) en muy grandes, grandes, medianas, pequeñas y muy pequeñas.

Se definió la cantidad de m2 de espacio de almacenamiento requerido para cada tamaño de subestación. Los m2 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 m2 por subestación, y la cantidad de estaciones por tamaño de cada regional se estimó la cantidad total de m2 de bodegas para cada regional.

Para las regionales como más de una sede se considerará dos bodegas para el total de m2 de la regional.

Como resultado de lo señalado surgió la siguiente cantidad de m2 por bodega:

Bodega	regional	m2 x bodega
Antofagasta	Norte	1.583
Coquimbo	Norte	1.583
Metropolitana	Centro	1.207
Itahue	Centro-Sur	816
Concepción	Sur	520
Temuco	Sur	520
Charrua	Sur	520
Total		6748,8

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.

6.2.10.2 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 para cada operario integrante de la cuadrilla, con sus 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.

6.2.10.3 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 electricos/Mobiliario

6.2.10.4 Equipamiento computacional

Este ítem incluye el software y hardware de microinformática y macroinformática como se especifica a continuación.

6.2.10.4.1 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 equipamiento de microinformática se dimensionó en función de la cantidad de empleados de la plantilla de personal y su función dentro de la empresa a partir de ratios eficientes.

En el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/Precios insumos no eléctricos/ Microinformatica, se detallan los costos unitarios del Hardware de los equipos considerados.

En el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/ Equipamiento Informático se encuentra detallado el Software considerado para microinformática.

6.2.10.4.2 Software específicos para estudios eléctricos de transmisión

Se han considerado los siguientes para el personal específico de estudios de la subgerencia de ingeniería:

- Digsilent (flujos, estabilidad y transitorios, cortocircuito)
- Aveva HMI
- Despacho económico
- EMTP

6.2.10.4.3 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

	<p>Procesamiento de reconciliación Contratación de Obras llave en mano Atención de necesidades de mantenimiento 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</p>
Contabilidad y Finanzas	<p>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</p>
Gestión de Activos	<p>Capitalizar activo Inmovilizar inversiones Gerenciamiento de la vida útil de activos en servicio</p>
Recursos Humanos	<p>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</p>

- **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, maneja adecuadamente 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 que afectan, 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 N° 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 Mantenimiento**

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 N° 8 Sistemas de Mantenimiento

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 empresa modelo.

En el Anexo COMA_3 Modelo/Datos/ Equipamiento Informático se encuentra detallado el equipamiento de Software y Hardware considerado.

6.2.10.5 Equipamiento de comunicaciones

Para las comunicaciones se han considerado los siguientes equipamientos para el personal de planilla:

- Central telefónica IP: para las comunicaciones del personal administrativo y apoyo del edificio corporativo y regionales.
- Handys: para las comunicaciones operativas entre los técnicos de terreno , y con las regionales.
- Telefonos 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.
- Telefonos satelitales: se ha previsto 4 telefonos 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 y costo unitario considerado para estos equipamientos.

6.2.10.6 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.

6.2.10.7 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 consideran los siguientes gastos del propietario del vehículo en caso de tener su propio 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 mantenimientos, 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/cpr a	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 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 empresa modelo 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 empresa modelo 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 empresa modelo.

6.2.11 Metodología de asignación del COMA

Se denominan costos directos a aquellos en los que se puede identificar la instalación que origina el costo o el propietario al que le fue asignado .

La asignación del COMA a cada tramo se realizará de la siguiente forma.

- 1) Costos directos: asignación directa a las instalaciones que componen cada tramo. Dentro de esta categoría se incluyen los costos de operación y mantenimiento en terreno, los costos de vigilancia de subestaciones, costo de contribuciones, y consumo de electricidad por subestación.
- 2) Costos indirectos de unidades regionales que supervisan las actividades de terreno: asignación de los costos de cada regional a cada tramo en función del V.I del tramo sobre el total del V.I de los tramos que atiende esa unidad regional. Dentro de esta categoría se incluyen los costos del personal y gastos asociados de las oficinas regionales que supervisan las instalaciones a su cargo y los costos de bienes muebles e inmuebles de cada regional.
- 3) Costos indirectos de estructura: asignación a cada tramo en forma similar a lo indicado en punto 2) pero considerando como denominador el V.I total de la EM. Dentro de esta categoría se incluyen los costos del personal y gastos asociados a la estructura central de apoyo que sirve a toda la empresa de transmisión nacional así como los bienes muebles e inmuebles asociados a dicha estructura.

Con respecto a los BMI, éstos se asignarán con el mismo criterio indicado en el punto 2).

6.2.12 Modelo de cálculo del COMA

Este punto presenta la descripción funcional del modelo que realizará los cálculos del COMA.

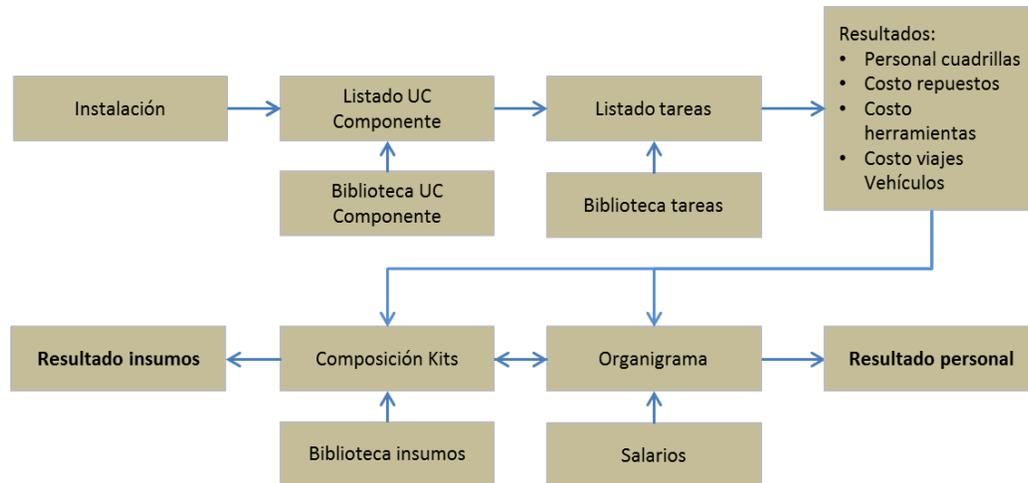
Para el cálculo de los costos eficientes de las actividades de explotación, el consultor utilizará un software especialmente desarrollado que asegura la trazabilidad, la facilidad de seguimiento y la consistencia de los datos y resultados. La aplicación será desarrollada en MS Excel®.

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.

6.2.12.1 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 empresaria definida en el Anexo COMA_1_Organización empresaria.

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 y nivel de telemando de la subestación. 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 electricos” que se encuentra en la Carpeta “Datos”. Dentro de dicha carpeta se pueden encontrar los soportes de los costos unitarios utilizados.

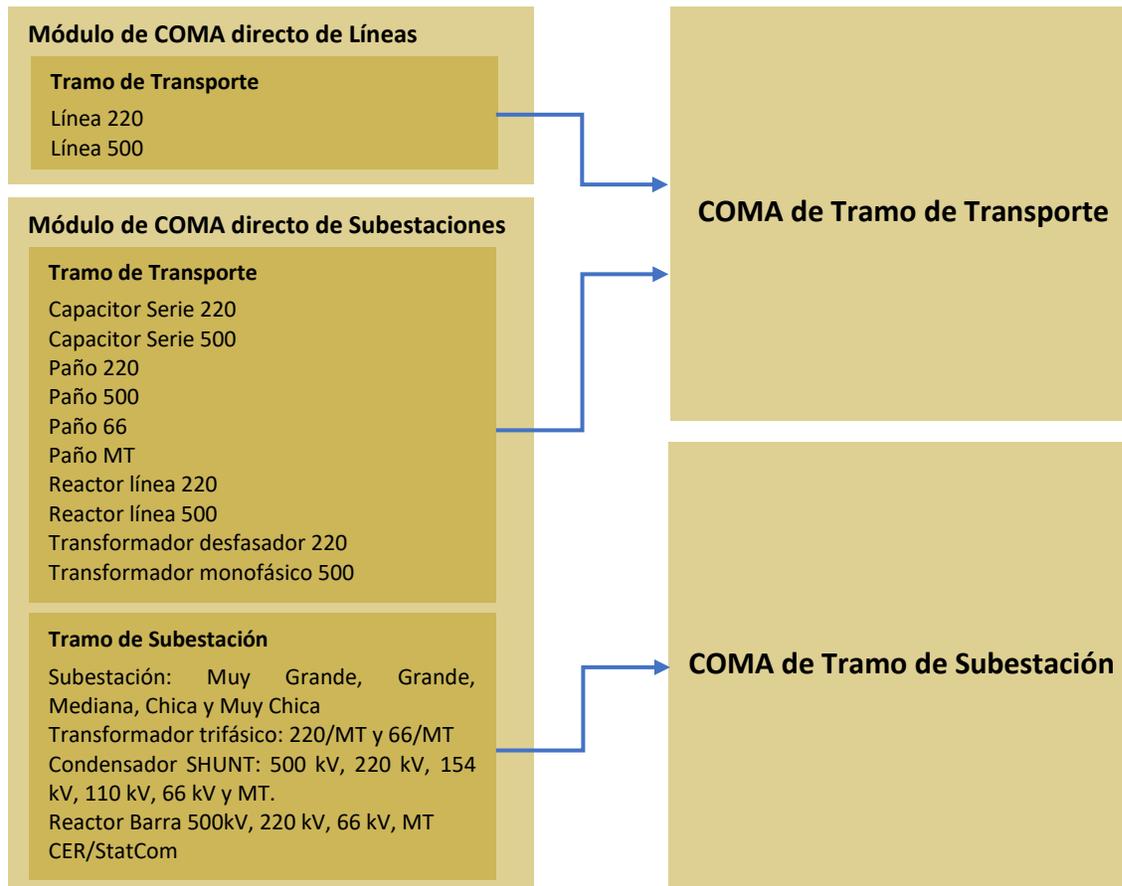
Los costos laborales son tomados de la hoja “Salarios” dentro del mismo archivo que se encuentra vinculada al archivo soporte de la encuesta PWC que se encuentra en la hoja “Datos”.

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.

6.2.12.2 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 mas 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 esta 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.

- TramosTLneas en donde se definen los tramos de transporte objeto del estudio, se asigna el o los centros operativos desde donde parten las cuadrillas, de 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).
- TareasLineas contiene la base de datos de tareas para cada componente.
- OYM_Lineas se calculan los COMA directos correspondientes a la ejecución de cada tarea para cada componente.
- OYM_Lineas_Salida_PR se calculan los tiempos de desplazamiento para cada cuadrilla y para cada subestación correspondiente a las actividades caracterizadas como programables.
- OYM_Lineas_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, viaticos, etc.

Módulo de costos de COMA directos de Subestaciones

Este módulo esta 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, pernoctes, viaticos, etc.

6.2.13 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 empresa modelo las partidas de costo

susceptibles de economías de ámbito, considerando que son costos que pueden ser compartidos con otras actividades, lo que se comunicará al Comité con la debida justificación.

Para definir las partidas susceptibles de economías de ámbito el criterio que se utilizó fué considerar que la empresa modelo 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 empresa modelo, 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 este informe se identifican las partidas que se consideran sujetas a economías de ámbito y tal como indican las bases técnicas se somete a consideración de la CNE.

Las partidas se clasifican en:

- Corporativo: son gastos que realiza la empresa modelo a nivel global de toda la empresa.
- 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 en costos laborales, gastos y la anualidad de los BM&I.

En el Anexo COMA_3 Modelo/ Modelo EC&ER/ Economías Ambito están identificadas las partidas propuestas sujetas a economías de ámbito y que se corresponden a la estructura central (“corporate”) de la EM. Las partidas identificadas se deberán asignar a cada tramo en función de su A.V.I.

En posterior informe y homologadas las partidas de ámbito con la **CNE se** aplicarán l a la remuneración de las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión como un descuento a incluir dentro del C.O.M.A o bienes muebles e inmuebles (BMI) en cada uno de sus tramos, según corresponda, 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 cuociente 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 del tramo
- INVATT (Ingresos NO VATT): ingresos provenientes de actividades remuneradas que no corresponden a transmisión pero que hacen uso de los recursos del sistema de transmisión del propietario del tramo.

No obstante, el Consultor tendrá en consideración que la prestación de servicios distintivos 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 deberá ser solicitada a las empresas de transmisión nacional por medio del Comité. En la misma solicitud se deberá identificar todos los ingresos de la empresa propietaria del tramo para sus operaciones en territorio Chileno, discriminado por el origen de las actividades relacionadas y no relacionadas con la industria de la transmisión. Para estas últimas se indicará la naturaleza de la actividad y los recursos que comparte con las actividades de transmisión.

4) El VLDEA para cada partida se calculará con la siguiente expresión matemática:

$$VLDEA = DEA * PCSEA$$

Donde:

- VLDEA: Valor Limite de Descuento por Economías de Ambito para cada partida
 - PCSEA: Partida de Costos Sujeta a Economías de Ambito (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).

6.2.14 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 (caracterizacion)

Aclaraciones Respuestas Of. Ord. N° 5-2020

6.2.15 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 Electricos/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 provisorias, 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 provisorias, 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.



estudios energéticos consultores.



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)

N°	Obra de Ampliación	Decreto Expansión	Propietario
1	Obra de ampliación Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	D201-14	Interchile
2	Obra de tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, con secc. En S/E Carrera Pinto	D201-14	Eletrans
3	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	D201-14	Eletrans
4	Obra de ampliación S/E San Andrés 220 kV	D158-15	SATT
5	Barra seccionadora en Subestación Tarapacá 220 kV	D082-12	Transelec
6	Obra de ampliación S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	D310-13	Transelec
7	Obra de ampliación cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	D310-13	Transelec
8	Obra de ampliación S/E Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
9	Obra de ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
10	Obra de ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	D310-13	Transelec
11	Obra de ampliación S/E Ciruelos 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
12	Obra de ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
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	D310-13	Transelec
14	Obra de ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2	D310-13	Transelec
15	Obra de ampliación S/E Las Palmas 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
16	Obra de ampliación S/E Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
17	Obra de ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
18	Obra de ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
19	Obra de reemplazo de desconectores en S/E Quillota y S/E Polpaico	D082-12	Transelec
20	Obra de ampliación S/E Ancoa 500 kV (Dex-310-2013)	D310-13	Transelec
21	Obra de aumento de capacidad de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV	D201-14	Transelec
22	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Alto Jahuel	D201-14	Transelec
23	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Ancoa	D201-14	Transelec
24	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Charrúa	D201-14	Transelec
25	Obra de seccionamiento barra principal en S/E Carrera Pinto	D201-14	Transelec
26	Obra de seccionamiento completo en subestación Rahue	D201-14	Transelec
27	Obra de ampliación cambio de interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	D158-15	TransChile



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	Transec
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	D158-15	Transec
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	D158-15	Transec
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	D373-16	Transec
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	D158-15	Transec
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto)	D310-13	AJTE
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	D942-09	Transec

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”²⁰.

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.

Conforme a estas disposiciones la metodología, procedimiento y criterios aplicados fueron los siguientes:

1. 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

²⁰ 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.

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.

2. 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.

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 correspondiente²¹. 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 directos²².

3. Los V.I. resultantes²³, se establecieron en pesos chilenos a la fecha de adjudicación considerando el valor promedio mensual del dólar observado al mes de adjudicación²⁴. 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.
4. El monto ya pagado se estableció según el número de 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

²¹ 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.

²² 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%.

²³ 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.

²⁴ 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.

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 respectiva²⁵.

5. El valor resultante fue descontado del V.I. de la labor de ampliación, y anualizado en cuatro cuotas utilizando la misma tasa de descuento (10%) y un período de pago de 4 años. (FRC=0,315), dando lugar al A.V.I. de labores de ampliación a recuperar en el cuatrienio.

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.

²⁵ Informadas mediante correo electrónico de la secretariatxnacional.cne.cl.

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 ingresar 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.

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 7: 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.	1.881.029.593,94
P_079	AES GENER	56.229.451,20
P_083	CGE	13.052.174,67
P_100	STS	31.766.365,55
P_107	CELTA	0,00
P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	96.233.594,61
P_113	CHILQUINTA ENERGIA	26.772.020,60
P_120	TRANSEMEL	24.040.064,36
P_122	SAESA	2.991.168,31
P_123	FRONTEL	82.032,07
P_126	TRANSELEC NORTE	14.346,86
P_133	CODELCO NORTE	13.542.244,04
P_164	E-CL	77.598.925,78
P_202	Agrícola Ponce	83,05
P_206	Algorta Norte	106,16
P_208	AJTE	62.659.662,07
P_235	Chungungo	409.942,88

IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
P_241	Codelco Chile - División Andina	369.122,39
P_244	Colbún Transmisión	231.093.135,76
P_255	CAP CMP	91.002,01
P_257	Minera Maricunga	24.967,45
P_290	Eletrans	32.963.788,48
P_315	Enel Generación	353,55
P_344	Solar SpA	39.852,51
P_418	Minera Escondida	82.318.998,82
P_440	Parque Eólico El Arrayán	213.839,20
P_442	Parque Eólico Los Cururos	183.292,57
P_446	Luz del Norte	153.060,55
P_476	STN	40.641.526,39
P_480	SATT	20.459.380,42
P_510	Transquillota	1.604.997,11
P_513	Chena S.A.	1.449.752,81
P_514	TEN	632.712.089,80
P_517	Valle de los Vientos	15.870,17
P_521	ELECTRICA INDUSTRIAL	13.050,49
P_524	ENERGIA COYANCO	78.466,20
P_530	INTERCHILE	18.499.723,22
P_537	PARQUE QUILLAGUA	96.558,35
P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	32.743.232,13
P_582	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES	450.015,50
	TOTAL	3.382.637.852,04

7.2.2 Valor de Inversión por tramo de subestación calificación nacional

Tabla 8: Valor de Inversión (V.I.) por tramo de subestación calificación nacional

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_1	ALTO JAHUEL	48.136.932
SE-N_2	ANCOA	80.388.867
SE-N_3	ATACAMA	4.746.959
SE-N_4	Bureo	
SE-N_5	Calama Nueva	870.784
SE-N_6	Candelaria	1.565.330
SE-N_7	CARDONES	13.708.244
SE-N_8	CARRERA PINTO	4.031.038
SE-N_9	CAUTIN	6.336.637
SE-N_10	CERRO NAVIA	49.827.329
SE-N_11	CHARRUA	33.312.111

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_12	CHENA	20.751.692
SE-N_13	Chiloe	2.784.251
SE-N_14	Chuquicamata	2.606.665
SE-N_15	CIRUELOS	6.175.969
SE-N_16	Colbun	3.242.429
SE-N_17	CONCEPCION	6.783.535
SE-N_18	CONDORES	6.159.685
SE-N_19	CRUCERO	8.713.391
SE-N_20	Cumbres	9.173.227
SE-N_21	DIEGO DE ALMAGRO	29.012.132
SE-N_22	DON GOYO	489.769
SE-N_23	Don Hector	2.369.929
SE-N_24	DUQUECO	5.677.633
SE-N_25	El Cobre	3.186.733
SE-N_26	ENCUENTRO	8.433.095
SE-N_27	ESPERANZA SING	78.611
SE-N_28	HUALPEN	4.590.794
SE-N_29	ITAHUE	12.234.184
SE-N_30	Kapatur	4.927.114
SE-N_31	CENTRAL LA CEBADA	378.813
SE-N_32	Laberinto	1.414.354
SE-N_33	LAGUNAS	6.905.659
SE-N_34	LAGUNILLAS	5.631.040
SE-N_35	LAS PALMAS	3.271.429
SE-N_36	Lo Aguirre	
SE-N_37	Los Changos	22.132.264
SE-N_38	LOS MAQUIS	1.567.737
SE-N_39	Los Peumos	6.493.355
SE-N_40	LOS VILOS	2.713.076
SE-N_41	Maipo	8.115.099
SE-N_42	MAITENCILLO	20.304.806
SE-N_43	María Elena	4.564.445
SE-N_44	Melipulli	5.781.406
SE-N_45	MIRAJE	1.832.269
SE-N_46	Mulchén	2.669.441
SE-N_47	NEPTUNO	1.388.851
SE-N_48	NOGALES	1.460.044
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	
SE-N_50	Nueva Cardones	12.606.347
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	5.733.250
SE-N_52	Nueva Victoria	

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_53	O'Higgins	872.157
SE-N_54	PAN DE AZUCAR	37.408.390
SE-N_55	PARINACOTA	4.652.605
SE-N_56	POLPAICO	45.626.118
SE-N_57	Pozo Almonte	2.311.472
SE-N_58	Puente Negro	
SE-N_59	PUERTO MONTT	8.933.267
SE-N_60	PUNTA COLORADA	2.259.504
SE-N_61	Punta Sierra	
SE-N_62	CENTRAL QUILAPILUN	409.943
SE-N_63	TAP OFF QUILLAGUA	96.558
SE-N_64	QUILLOTA	4.354.831
SE-N_65	RAHUE	2.520.371
SE-N_66	RAPEL	2.932.306
SE-N_67	SAN ANDRES	13.685.637
SE-N_68	Salar	2.489.192
SE-N_69	SAN LUIS	1.790.481
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	2.483.745
SE-N_79	TEMUCO	9.882.484
SE-N_80	TINGUIRIRICA	3.462.105
SE-N_81	VALDIVIA	4.670.131
	TOTAL	646.120.048

7.2.3 Valor de Inversión por tramo de transporte calificación nacional

Tabla 9: 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	15.847.373
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	455.325
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	16.305.608
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	31.649.711
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	1.859.423

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	4.217.106
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	309.797.214
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	8.521.102
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	299.801
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	13.843.007
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	5.906.607
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	142.871.375
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	25.929.714
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	14.626.415
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	28.121.365
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	55.020.303
N_19	Cardones 220 ->Nueva Cardones 220	
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	38.200.059
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	11.198.562
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	10.334.144
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	6.097.510
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	19.023.108
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	3.414.453
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	2.173.450
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	2.264.221
N_27	Charrua 220->Charrua 500	26.280.211
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	18.229.261
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	4.849.492
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	26.516.411
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	722.372
N_32	Charrua 220->Trebol 220	23.102.687
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	31.209.399
N_34	Chena 220->Neptuno 220	2.845.305
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	7.688.901
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	3.458.213
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	10.297.316
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	3.648.865
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	10.163.785
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	12.522.039
N_41	Condores 220->Parinacota 220	34.655.860
N_42	Crucero 220->Kimal 220	1.472.462
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	203.125.552
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	14.061.837
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	17.361.510

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	7.746.607
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	2.998.534
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	19.085.258
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	5.213.950
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	6.590.380
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	1.124.725
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	9.340.476
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	11.307.708
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	2.220.627
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	3.162.767
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	3.723.907
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	26.741.369
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	1.402.976
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	53.686.697
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	36.808.299
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	25.754.526
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	15.221.847
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	12.126.520
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	3.135.645
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	7.188.274
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	4.048.762
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	13.242.797
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	44.370.497
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	371.067.447
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	17.548.479
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	31.496.353
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	21.141.023
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	13.891.560
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	9.293.621
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	28.011.190
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	8.914.631
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	8.189.813
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	3.087.783
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	18.506.890
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	16.779.486
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	145.537
N_85	Miraje 220->Atacama 220	32.710.235

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	9.234.421
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	709.107
N_88	Nogales 220->Quillota 220	9.429.461
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	4.716.612
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	1.132.750
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	15.916.696
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	6.842.847
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	4.908.057
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	5.983.882
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	13.304.193
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	5.889.878
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	54.770
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	4.773.653
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	20.451.649
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	34.325.093
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	19.278.004
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	26.203.611
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	10.204.296
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	14.771.750
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	-
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	8.358.194
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	31.622.331
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	16.658.592
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	6.096.611
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	75.374.698
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	3.912.567
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	3.615.138
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	6.033.067
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	40.934.105
N_119	Quillota 220->San Luis 220	6.497.537
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	13.984.933
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	13.152.542
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	11.553.202
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	5.135.627
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	10.004.771

IdCalificacionCodigo	NombreTramoTransporte	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	7.236.745
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	8.751.156
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	7.683.377
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	24.680.192
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	4.068.904
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	14.796.626
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	26.007.364
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	990.684
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	8.186.402
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	15.457.182
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	18.977.955
N_138	Temuco 220->Cautin 220	3.355.182
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	14.831.328
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	3.214.433
	TOTAL	2.736.517.804

7.2.4 Valor de Inversión por tramo de subestación y por propietario calificación nacional

Tabla 10: 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.	47.330.786,94
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A.	753.251,12
		P_083	CGE	22.343,42
		P_244	Colbún Transmisión	16.203,63
		P_126	TRANSELEC NORTE	14.346,86
SE-N_2	ANCOA	P_032	TRANSELEC S.A.	80.340.292,75
		P_083	CGE	32.659,25
		P_244	Colbún Transmisión	15.915,37
SE-N_3	ATACAMA	P_032	TRANSELEC S.A.	4.746.958,91
SE-N_5	Calama Nueva	P_120	TRANSEMEL	870.784,02
SE-N_6	Candelaria	P_244	Colbún Transmisión	1.565.330,13
SE-N_7	CARDONES	P_032	TRANSELEC S.A.	12.585.308,67
		P_290	Eletrans	693.351,13
		P_079	AES GENER	313.615,05
		P_255	CAP CMP	91.002,01
		P_257	Minera Maricunga	24.967,45
SE-N_8	CARRERA PINTO	P_032	TRANSELEC S.A.	2.641.192,10
		P_290	Eletrans	1.236.785,02
		P_446	Luz del Norte	153.060,55
SE-N_9	CAUTIN	P_032	TRANSELEC S.A.	6.336.637,04
	RE: CAUTIN	P_032	TRANSELEC S.A.	884.504,36
SE-N_10	CERRO NAVIA	P_032	TRANSELEC S.A.	48.018.905,87
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	1.721.501,19
		P_079	AES GENER	86.921,57
SE-N_11	CHARRUA	P_032	TRANSELEC S.A.	32.808.561,75
		P_244	Colbún Transmisión	417.374,01
		P_079	AES GENER	56.836,73



estudios energéticos consultores.



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
		P_083	CGE	29.338,41
SE-N_12	CHENA	P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	19.952.648,19
		P_032	TRANSELEC S.A.	593.173,41
		P_513	Chena S.A.	205.870,02
SE-N_13	Chiloe	P_100	STS	2.784.251,11
SE-N_14	Chuquicamata	P_133	CODELCO NORTE	2.590.794,76
		P_517	Valle de los Vientos	15.870,17
SE-N_15	CIRUELOS	P_290	Eletrans	2.860.460,25
		P_032	TRANSELEC S.A.	3.313.654,99
		P_100	STS	1.664,94
		P_206	Algorta Norte	106,16
		P_202	Agricola Ponce	83,05
SE-N_16	Colbun	P_244	Colbún Transmisión	3.242.429,32
SE-N_17	CONCEPCION	P_032	TRANSELEC S.A.	5.462.455,71
		P_083	CGE	1.321.079,49
SE-N_18	CONDORES	P_120	TRANSEMEL	5.948.677,49
		P_032	TRANSELEC S.A.	191.825,20
		P_164	E-CL	9.721,04
		P_083	CGE	9.460,88
SE-N_19	CRUCERO	P_164	E-CL	7.446.504,93
		P_032	TRANSELEC S.A.	1.038.756,97
		P_079	AES GENER	215.078,95
		P_521	ELECTRICA INDUSTRIAL	13.050,49
SE-N_20	Cumbres	P_514	TEN	9.173.226,92
SE-N_21	DIEGO DE ALMAGRO	P_032	TRANSELEC S.A.	28.220.141,97
		P_290	Eletrans	744.502,52
		P_100	STS	47.487,59

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.	275.930,27
		P_440	Parque Eólico El Arrayán	213.839,20
SE-N_23	Don Hector	P_032	TRANSELEC S.A.	2.369.928,62
SE-N_24	DUQUECO	P_120	TRANSEMEL	5.258.773,05
		P_032	TRANSELEC S.A.	341.060,04
		P_083	CGE	77.799,91
SE-N_25	El Cobre (ENGIE)	P_164	E-CL	3.002.589,53
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	184.143,88
SE-N_26	ENCUENTRO	P_032	TRANSELEC S.A.	8.077.068,85
		P_079	AES GENER	290.887,07
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	65.138,98
SE-N_27	ESPERANZA (MINERA CENTINELA)	P_524	ENERGIA COYANCO	78.466,20
		P_578	ANTOFAGASTA MINERALS S.A.	144,36
SE-N_28	HUALPEN	P_032	TRANSELEC S.A.	4.590.794,04
SE-N_29	ITAHUE	P_032	TRANSELEC S.A.	11.274.136,75
		P_083	CGE	960.047,24
SE-N_30	Kapatur	P_476	STN	4.744.752,65
		P_032	TRANSELEC S.A.	182.361,34
SE-N_31	CENTRAL LA CEBADA	P_032	TRANSELEC S.A.	195.520,24
		P_442	Parque Eólico Los Cururos	183.292,57
SE-N_32	Laberinto	P_079	AES GENER	1.264.642,04
		P_133	CODELCO NORTE	149.711,47
SE-N_33	LAGUNAS	P_032	TRANSELEC S.A.	6.161.693,25
		P_530	INTERCHILE	729.278,60
		P_164	E-CL	14.686,66



estudios energéticos consultores.



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresa Propietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dolares de USA)
SE-N_34	LAGUNILLAS	P_032	TRANSELEC S.A.	5.620.828,22
		P_083	CGE	10.211,76
SE-N_35	LAS PALMAS	P_032	TRANSELEC S.A.	3.271.196,83
		P_315	Enel Generación	232,00
SE-N_37	Los Changos	P_514	TEN	21.739.636,61
		P_032	TRANSELEC S.A.	392.627,63
SE-N_38	LOS MAQUIS	P_244	Colbún Transmisión	1.567.736,76
SE-N_39	Los Peumos	P_083	CGE	6.493.354,91
SE-N_40	LOS VILOS	P_032	TRANSELEC S.A.	2.713.075,84
SE-N_41	Maipo	P_244	Colbún Transmisión	8.115.098,82
SE-N_42	MAITENCILLO	P_032	TRANSELEC S.A.	19.561.999,06
		P_079	AES GENER	291.123,89
		P_582	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES	450.015,50
		P_476	STN	1.667,07
SE-N_43	María Elena	P_480	SATT	4.238.357,39
		P_100	STS	286.235,38
		P_344	Solar SpA	39.852,51
SE-N_44	Melipulli	P_100	STS	5.781.405,82
SE-N_45	MIRAJE	P_032	TRANSELEC S.A.	1.832.269,49
SE-N_46	Mulchén	P_244	Colbún Transmisión	2.472.077,23
		P_123	FRONTEL	60.740,59
	RE: MULCHEN	P_032	TRANSELEC S.A.	136.622,70
SE-N_47	NEPTUNO	P_032	TRANSELEC S.A.	1.388.850,55
SE-N_48	NOGALES	P_032	TRANSELEC S.A.	1.460.043,58
SE-N_50	Nueva Cardones	P_514	TEN	10.057.748,99
		P_530	INTERCHILE	2.548.598,05
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	P_290	Eletrans	5.733.250,20



estudios energéticos consultores.



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	872.156,87
SE-N_54	PAN DE AZUCAR	P_032	TRANSELEC S.A.	34.588.467,35
		P_083	CGE	2.819.922,28
SE-N_55	PARINACOTA	P_120	TRANSEMEL	4.593.394,39
		P_032	TRANSELEC S.A.	49.240,35
		P_164	E-CL	9.970,02
SE-N_56	POLPAICO	P_032	TRANSELEC S.A.	44.511.856,96
		P_111	ENEL DISTRIBUCION S.A	1.098.002,96
		P_244	Colbún Transmisión	15.953,51
		P_079	AES GENER	305,04
SE-N_57	Pozo Almonte	P_164	E-CL	2.311.472,01
SE-N_59	PUERTO MONTT	P_032	TRANSELEC S.A.	8.694.892,77
		P_100	STS	238.373,93
SE-N_60	PUNTA COLORADA	P_032	TRANSELEC S.A.	2.259.503,50
SE-N_62	CENTRAL QUILAPILUN	P_235	Chungungo	409.942,88
SE-N_63	TAP OFF QUILLAGUA	P_537	PARQUE QUILLAGUA	96.558,35
SE-N_64	QUILLOTA	P_032	TRANSELEC S.A.	4.173.931,74
		P_083	CGE	155.176,21
		P_079	AES GENER	25.723,54
SE-N_65	RAHUE	P_032	TRANSELEC S.A.	2.515.684,37
		P_100	STS	4.686,31
SE-N_66	RAPEL	P_032	TRANSELEC S.A.	2.755.283,42
		P_083	CGE	176.901,41
		P_315	Enel Generación	121,55
	RE: RAPEL	P_032	TRANSELEC S.A.	408.300,74
SE-N_67	SAN ANDRES	P_480	SATT	13.681.317,89
		P_032	TRANSELEC S.A.	4.319,07



estudios energéticos consultores.



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	2.470.310,22
		P_164	E-CL	18.881,45
SE-N_69	SAN LUIS	P_113	CHILQUINTA ENERGIA	959.078,61
		P_510	Transquillota	748.616,72
		P_244	Colbún Transmisión	17.809,65
		P_032	TRANSELEC S.A.	64.976,21
	RE: SAN LUIS	P_032	TRANSELEC S.A.	51.030,81
SE-N_78	TARAPACA	P_032	TRANSELEC S.A.	2.483.744,85
		P_107	CELTA	0,00
SE-N_79	TEMUCO	P_032	TRANSELEC S.A.	9.533.544,02
		P_083	CGE	348.939,94
SE-N_80	TINGUIRIRICA	P_032	TRANSELEC S.A.	3.462.104,96
SE-N_81	VALDIVIA	P_032	TRANSELEC S.A.	3.976.032,89
		P_100	STS	694.097,82



estudios energéticos consultores.



7.2.5 Valor de Inversión por tramo de transporte y por propietario calificación nacional

Tabla 11: 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



estudios energéticos consultores.



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
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



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
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	Duqueco 220->Bureo 220	P_032	TRANSELEC S.A.	7.526.842,98
		P_120	TRANSEMEL	219.764,02
N_47	Duqueco 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
		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



estudios energéticos consultores.



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
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
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



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
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
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



IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
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
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



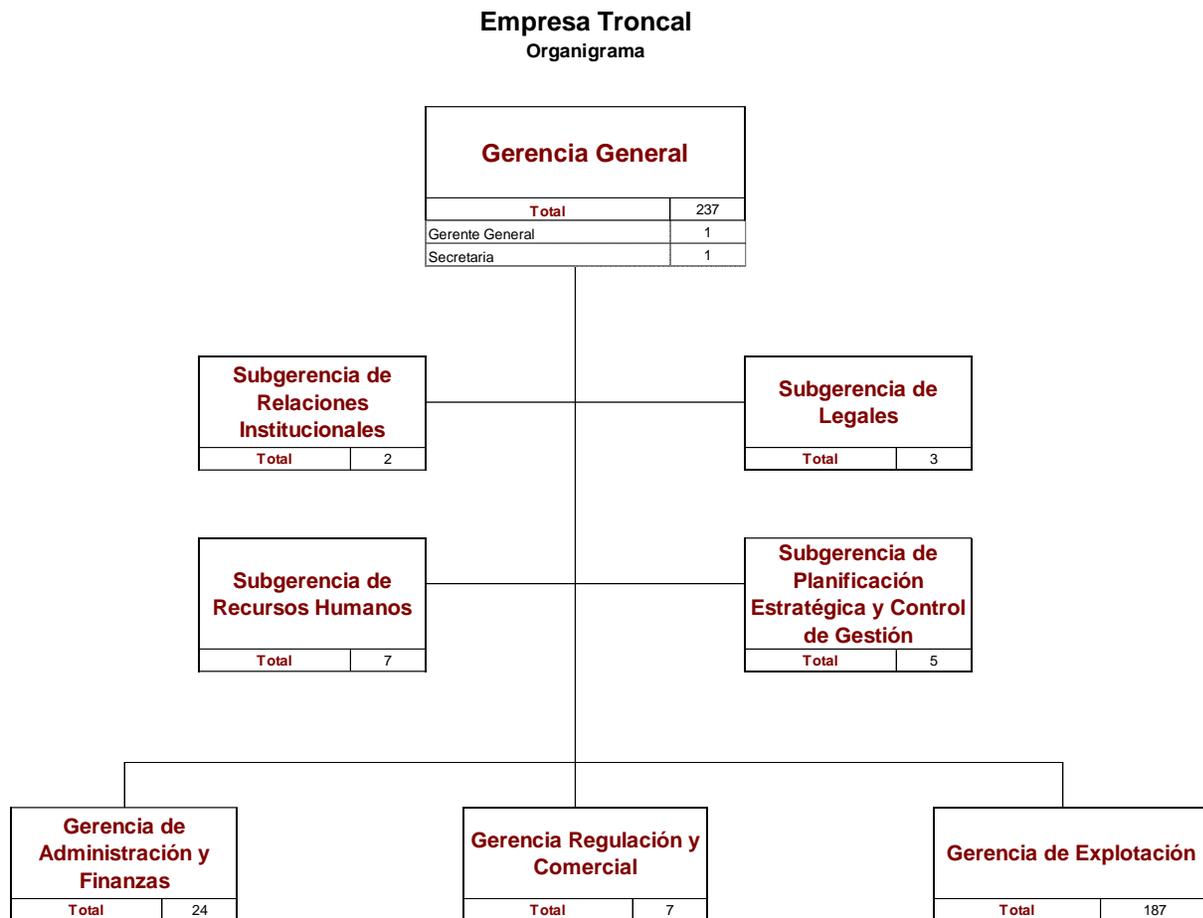
IdCalificacionCodigo	Nombre del Tramo	IdEmpresaPropietaria	Nombre de Empresa	Valor de Inversión (V.I.) USD (Dólares de USA)
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	P_032	TRANSELEC S.A.	18.977.954,69
N_138	Temuco 220->Cautin 220	P_032	TRANSELEC S.A.	3.355.181,85
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	P_032	TRANSELEC 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 empresa, el detalle de cada una de las áreas se describe en el Anexo COMA_1_Organización empresarial.



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:

Función	Costo Personal	Gastos (USD/año)	Total (USD/año)
Estructura Central	4.988.684	5.147.384	10.136.068
Regional Norte	1.435.043	604.401	2.039.445
Regional Centro	1.074.862	460.842	1.535.704
Regional Centro Sur	940.204	387.295	1.327.499
Regional Sur	1.021.799	443.852	1.465.651
Directos_SE_EC			1.823.080

Directos SE	2.529.058	1.162.246	3.691.304
Directos Líneas	16.313.402	5.689.893	22.003.295
TOTAL	28.303.052	13.895.913	44.022.046

- 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	5.941.834	29.538	255.132	-	47.877	6.274.380
Regional Centro	1.560.878	27.390	255.132	-	44.045	1.887.444
Regional Centro Sur	1.136.936	25.242	255.132	-	40.214	1.457.523
Regional Sur	2.279.174	25.958	255.132	-	41.491	2.601.755
Directos_SE_EC	-	-	-	-	-	-
Directos SE	-	-	-	-	-	-
Directos Líneas	-	-	-	-	-	-
TOTAL	13.063.674	9.929.989	1.020.527	-	365.421	24.379.611

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.

Las siguientes tablas presentan los resultados de COMA y de Bienes Muebles e Inmuebles por tramo:

Tramos de SubEstación	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I
SE-N_1	224.035	144.242	74.137	442.414	105.875	141.093	12.317	4.856	264.141
SE-N_2	177.609	240.885	304.148	722.642	311.461	239.201	58.454	13.772	622.888
SE-N_3	51.719	14.224	6.108	72.051	20.804	13.872	764	413	35.853
SE-N_5	48.698	2.609	1.120	52.428	3.816	2.545	140	76	6.577
SE-N_6	33.922	4.691	2.411	41.023	3.443	4.588	401	158	8.589
SE-N_7	94.464	41.077	17.638	153.179	60.079	40.059	2.206	1.191	103.535
SE-N_8	23.157	12.079	5.187	40.422	17.667	11.780	649	350	30.446
SE-N_9	36.294	18.988	20.659	75.940	36.143	18.765	3.596	944	59.448
SE-N_10	285.756	149.307	76.741	511.804	109.593	146.048	12.749	5.026	273.416
SE-N_11	183.539	99.820	108.603	391.962	190.007	98.649	18.905	4.963	312.524
SE-N_12	47.240	62.182	31.960	141.383	45.642	60.825	5.310	2.093	113.870
SE-N_13	36.087	8.343	9.077	53.507	15.881	8.245	1.580	415	26.121
SE-N_14	46.656	7.811	3.354	57.820	11.424	7.617	420	227	19.688
SE-N_15	35.972	18.506	20.135	74.613	35.227	18.289	3.505	920	57.941
SE-N_16	79.930	9.716	12.268	101.914	12.563	9.648	2.358	555	25.124
SE-N_17	70.920	20.327	22.116	113.363	38.692	20.088	3.850	1.011	63.641
SE-N_18	40.432	18.457	7.925	66.815	26.996	18.000	991	535	46.523
SE-N_19	68.200	26.110	11.211	105.521	38.188	25.463	1.402	757	65.810
SE-N_20	60.598	27.488	11.803	99.889	40.203	26.806	1.477	797	69.283
SE-N_21	120.058	86.935	37.328	244.322	127.151	84.781	4.670	2.521	219.122
SE-N_22	17.343	1.468	630	19.441	2.146	1.431	79	43	3.699
SE-N_23	25.805	7.101	3.049	35.956	10.387	6.926	381	206	17.900
SE-N_24	37.328	17.013	18.510	72.851	32.384	16.813	3.222	846	53.266
SE-N_25	25.311	9.549	4.100	38.960	13.966	9.312	513	277	24.069
SE-N_26	66.299	25.270	10.850	102.419	36.959	24.644	1.357	733	63.693
SE-N_27	43.641	236	101	43.978	345	230	13	7	594
SE-N_28	17.863	13.756	14.967	46.586	26.185	13.595	2.605	684	43.069
SE-N_29	60.624	36.660	46.288	143.572	47.400	36.403	8.896	2.096	94.796
SE-N_30	22.409	14.764	6.339	43.512	21.594	14.398	793	428	37.213
SE-N_31	24.457	1.135	487	26.079	1.660	1.107	61	33	2.861
SE-N_32	35.273	4.238	1.820	41.330	6.199	4.133	228	123	10.682

Tramos de SubEstación	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I
SE-N_33	42.009	20.693	8.885	71.587	30.265	20.180	1.112	600	52.157
SE-N_34	22.011	16.873	18.358	57.242	32.119	16.675	3.196	839	52.829
SE-N_35	26.361	9.803	4.209	40.373	14.338	9.560	527	284	24.708
SE-N_37	52.209	66.319	28.476	147.004	96.998	64.676	3.562	1.923	167.160
SE-N_38	23.064	4.698	2.415	30.176	3.448	4.595	401	158	8.603
SE-N_39	19.566	19.457	21.169	60.193	37.037	19.229	3.685	967	60.919
SE-N_40	44.618	8.130	3.491	56.238	11.891	7.928	437	236	20.491
SE-N_41	35.625	24.317	12.498	72.440	17.849	23.786	2.076	819	44.530
SE-N_42	118.730	60.843	26.125	205.698	88.989	59.336	3.268	1.765	153.358
SE-N_43	39.721	13.677	5.873	59.271	20.004	13.338	735	397	34.474
SE-N_44	28.268	17.324	18.848	64.441	32.976	17.121	3.281	861	54.239
SE-N_45	24.707	5.490	2.357	32.555	8.030	5.354	295	159	13.839
SE-N_46	36.858	7.999	8.703	53.560	15.226	7.905	1.515	398	25.044
SE-N_47	17.124	4.162	2.139	23.425	3.055	4.071	355	140	7.621
SE-N_48	38.094	4.375	2.249	44.718	3.211	4.280	374	147	8.012
SE-N_50	42.853	37.775	16.220	96.848	55.249	36.839	2.029	1.096	95.213
SE-N_51	32.372	17.180	18.691	68.243	32.702	16.978	3.254	854	53.788
SE-N_53	35.979	2.613	1.122	39.714	3.822	2.549	140	76	6.587
SE-N_54	202.993	112.094	48.131	363.219	163.949	109.316	6.021	3.251	282.537
SE-N_55	44.415	13.942	5.986	64.343	20.391	13.596	749	404	35.140
SE-N_56	158.782	136.719	70.270	365.771	100.353	133.734	11.674	4.602	250.363
SE-N_57	39.421	6.926	2.974	49.321	10.130	6.755	372	201	17.458
SE-N_59	83.029	26.769	29.124	138.922	50.954	26.455	5.070	1.331	83.809
SE-N_60	35.952	6.771	2.907	45.630	9.903	6.603	364	196	17.066
SE-N_62	21.652	1.228	631	23.512	902	1.202	105	41	2.249
SE-N_63	29.756	289	124	30.169	423	282	16	8	729
SE-N_64	42.516	13.049	6.707	62.272	9.578	12.764	1.114	439	23.896
SE-N_65	32.720	7.552	8.217	48.489	14.376	7.464	1.430	376	23.645
SE-N_66	41.746	8.787	4.516	55.049	6.449	8.595	750	296	16.090



estudios energéticos consultores.



Tramos de SubEstación	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I
SE-N_67	28.275	41.009	17.609	86.892	59.980	39.993	2.203	1.189	103.365
SE-N_68	46.871	7.459	3.203	57.532	10.909	7.274	401	216	18.800
SE-N_69	47.709	5.365	2.758	55.832	3.938	5.248	458	181	9.825
SE-N_78	35.769	7.443	3.196	46.407	10.885	7.258	400	216	18.759
SE-N_79	35.696	29.613	32.219	97.527	56.368	29.265	5.608	1.472	92.714
SE-N_80	34.710	10.374	5.332	50.416	7.615	10.148	886	349	18.998
SE-N_81	40.329	13.994	15.225	69.548	26.638	13.830	2.650	696	43.814

Tramo Transporte	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I)
N_1	58.478	47.487	24.407	130.371	34.856	46.450	4.055	1.599	86.959
N_2	5.540	1.364	701	7.605	1.001	1.335	117	46	2.498
N_3	137.749	48.860	25.113	211.721	35.863	47.793	4.172	1.645	89.473
N_4	140.636	94.838	48.745	284.219	69.612	92.768	8.098	3.193	173.671
N_5	11.099	5.572	2.864	19.534	4.090	5.450	476	188	10.203
N_6	29.968	12.637	6.495	49.100	9.275	12.361	1.079	425	23.140
N_7	1.342.993	928.307	477.128	2.748.429	681.385	908.040	79.267	31.250	1.699.942
N_8	20.451	25.533	32.239	78.223	33.014	25.355	6.196	1.460	66.025
N_9	7.794	898	1.134	9.827	1.162	892	218	51	2.323
N_10	106.455	41.481	52.375	200.310	53.634	41.191	10.066	2.371	107.262
N_11	150.290	17.699	22.347	190.336	22.885	17.575	4.295	1.012	45.767
N_13	793.146	428.114	540.549	1.761.809	553.544	425.121	103.888	24.475	1.107.029
N_14	247.050	77.698	33.362	358.111	113.641	75.773	4.174	2.253	195.841
N_15	248.379	43.828	47.685	339.892	83.427	43.314	8.301	2.179	137.221
N_16	185.212	84.266	43.311	312.788	61.852	82.426	7.195	2.837	154.310
N_17	326.478	164.868	84.739	576.085	121.015	161.269	14.078	5.550	301.911
N_18	357.380	114.466	49.150	520.996	167.418	111.630	6.149	3.320	288.517
N_20	235.974	33.556	14.409	283.939	49.080	32.725	1.802	973	84.580
N_21	211.347	30.966	13.296	255.610	45.291	30.199	1.663	898	78.052



estudios energéticos consultores.



Tramo Transporte	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I)
N_22	48.570	18.271	19.879	86.721	34.779	18.057	3.460	908	57.205
N_23	20.402	57.003	29.298	106.703	41.840	55.758	4.867	1.919	104.385
N_24	48.319	10.231	5.259	63.809	7.510	10.008	874	344	18.736
N_25	25.106	6.513	3.347	34.966	4.780	6.371	556	219	11.926
N_26	33.604	6.785	7.382	47.770	12.915	6.705	1.285	337	21.242
N_27	43.428	78.749	85.678	207.855	149.898	77.825	14.914	3.916	246.553
N_28	332.753	54.624	59.431	446.807	103.977	53.983	10.345	2.716	171.021
N_29	75.302	14.531	15.810	105.644	27.661	14.361	2.752	723	45.496
N_30	313.357	79.456	86.448	479.262	151.246	78.524	15.048	3.951	248.769
N_31	221.792	2.165	2.355	226.312	4.120	2.139	410	108	6.777
N_32	270.275	69.227	75.319	414.821	131.774	68.415	13.111	3.442	216.742
N_33	79.280	93.519	101.748	274.547	178.014	92.422	17.712	4.650	292.797
N_34	36.564	8.526	4.382	49.472	6.258	8.340	728	287	15.613
N_35	65.615	23.040	11.842	100.496	16.911	22.537	1.967	776	42.191
N_36	52.897	10.363	11.274	74.533	19.725	10.241	1.963	515	32.444
N_37	23.115	30.856	13.249	67.220	45.130	30.091	1.657	895	77.773
N_38	65.213	10.934	11.896	88.042	20.813	10.806	2.071	544	34.233
N_39	105.764	30.456	33.136	169.356	57.973	30.099	5.768	1.514	95.354
N_40	129.532	37.522	40.824	207.879	71.424	37.082	7.106	1.866	117.478
N_41	483.481	103.846	44.590	631.917	151.885	101.273	5.578	3.012	261.748
N_42	29.681	4.412	1.895	35.988	6.453	4.303	237	128	11.121
N_43	979.651	608.665	261.351	1.849.667	890.233	593.583	32.695	17.653	1.534.163
N_44	249.688	42.136	18.093	309.917	61.628	41.092	2.263	1.222	106.206
N_45	137.921	52.024	22.338	212.283	76.090	50.735	2.794	1.509	131.128
N_46	154.140	23.213	25.255	202.608	44.185	22.940	4.396	1.154	72.676
N_47	61.717	8.985	9.776	80.478	17.103	8.880	1.702	447	28.131
N_48	339.168	57.189	24.556	420.913	83.644	55.772	3.072	1.659	144.147
N_49	86.210	15.624	16.998	118.832	29.740	15.440	2.959	777	48.916
N_50	19.039	19.748	10.150	48.937	14.495	19.317	1.686	665	36.163

Tramo Transporte	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I)
N_51	25.716	3.370	1.447	30.533	4.929	3.287	181	98	8.495
N_52	110.368	27.989	12.018	150.375	40.936	27.295	1.503	812	70.547
N_53	198.691	33.884	14.549	247.123	49.558	33.044	1.820	983	85.405
N_54	28.957	6.654	2.857	38.468	9.732	6.489	357	193	16.772
N_55	45.405	9.477	10.311	65.193	18.040	9.366	1.795	471	29.672
N_56	120.008	11.159	12.141	143.307	21.241	11.028	2.113	555	34.937
N_58	167.747	80.130	34.407	282.284	117.199	78.145	4.304	2.324	201.972
N_59	14.376	4.204	1.805	20.385	6.149	4.100	226	122	10.596
N_60	548.412	160.872	69.076	778.360	235.291	156.886	8.641	4.666	405.484
N_61	518.146	110.296	47.359	675.801	161.319	107.563	5.925	3.199	278.005
N_62	322.208	77.173	33.137	432.518	112.874	75.261	4.145	2.238	194.518
N_63	460.591	45.612	19.585	525.788	66.712	44.482	2.450	1.323	114.967
N_64	143.951	36.337	15.603	195.890	53.147	35.437	1.952	1.054	91.589
N_65	44.476	9.396	4.034	57.906	13.743	9.163	505	273	23.683
N_66	91.851	21.540	9.249	122.640	31.504	21.006	1.157	625	54.291
N_67	52.874	12.132	13.200	78.205	23.094	11.990	2.298	603	37.984
N_69	170.234	39.682	20.396	230.312	29.127	38.816	3.388	1.336	72.667
N_70	224.765	132.956	68.336	426.057	97.591	130.053	11.353	4.476	243.473
N_72	1.862.666	1.111.903	477.433	3.452.002	1.626.267	1.084.350	59.726	32.247	2.802.591
N_73	58.076	52.584	22.579	133.239	76.909	51.281	2.825	1.525	132.540
N_74	164.601	94.379	48.509	307.488	69.275	92.318	8.059	3.177	172.829
N_75	373.597	63.349	27.201	464.147	92.654	61.779	3.403	1.837	159.673
N_76	301.761	41.626	17.874	361.260	60.882	40.595	2.236	1.207	104.920
N_77	211.030	27.848	11.958	250.836	40.731	27.158	1.496	808	70.193
N_78	357.569	83.935	36.041	477.545	122.764	81.856	4.509	2.434	211.562
N_79	154.692	26.713	11.470	192.875	39.070	26.051	1.435	775	67.330
N_80	129.892	24.541	10.537	164.970	35.893	23.933	1.318	712	61.856
N_81	55.426	9.253	3.973	68.651	13.533	9.023	497	268	23.321
N_82	326.170	55.456	23.812	405.438	81.110	54.082	2.979	1.608	139.778

Tramo Transporte	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I)
N_83	165.921	50.280	54.704	270.905	95.708	49.690	9.523	2.500	157.420
N_84	16.414	436	474	17.325	830	431	83	22	1.365
N_85	345.233	98.016	42.087	485.335	143.358	95.587	5.265	2.843	247.053
N_86	91.644	27.671	11.881	131.197	40.471	26.985	1.486	803	69.746
N_87	112.538	2.125	2.312	116.975	4.045	2.100	402	106	6.653
N_88	95.109	28.255	14.523	137.887	20.740	27.638	2.413	951	51.742
N_90	75.027	14.133	7.264	96.425	10.374	13.825	1.207	476	25.881
N_91	2.721	3.394	1.745	7.860	2.491	3.320	290	114	6.216
N_92	260.110	47.694	24.514	332.318	35.008	46.653	4.073	1.606	87.339
N_94	148.663	20.505	8.804	177.972	29.990	19.996	1.101	595	51.683
N_95	75.037	14.707	7.559	97.303	10.795	14.386	1.256	495	26.932
N_96	222.934	17.931	9.216	250.081	13.161	17.539	1.531	604	32.835
N_98	150.829	39.866	43.374	234.069	75.885	39.398	7.550	1.982	124.816
N_99	87.105	17.649	19.202	123.956	33.595	17.442	3.343	878	55.257
N_100	13.668	164	179	14.010	312	162	31	8	514
N_101	88.842	14.304	15.563	118.710	27.228	14.136	2.709	711	44.785
N_102	569.936	61.283	26.314	657.534	89.633	59.765	3.292	1.777	154.467
N_103	271.328	102.855	44.164	418.347	150.436	100.306	5.525	2.983	259.250
N_104	298.646	57.767	24.804	381.216	84.489	56.335	3.103	1.675	145.603
N_105	428.906	78.519	33.715	541.140	114.842	76.573	4.218	2.277	197.910
N_106	59.680	30.577	33.268	123.525	58.204	30.218	5.791	1.520	95.734
N_107	113.418	44.264	22.750	180.432	32.490	43.297	3.780	1.490	81.057
N_109	42.140	25.045	12.873	80.058	18.383	24.499	2.139	843	45.864
N_110	164.186	94.756	48.703	307.645	69.552	92.688	8.091	3.190	173.520
N_111	49.663	49.917	25.656	125.237	36.640	48.828	4.262	1.680	91.410
N_112	21.945	18.268	7.844	48.058	26.719	17.816	981	530	46.046
N_113	468.533	225.860	285.178	979.571	292.034	224.281	54.808	12.913	584.036
N_115	68.234	11.724	12.756	92.714	22.317	11.586	2.220	583	36.707
N_116	59.102	10.833	4.651	74.586	15.844	10.564	582	314	27.304



estudios energéticos consultores.



Tramo Transporte	Directos	Estructura Central	Regional	Total	BI	EC	EOYM	BM	Total BM&I)
N_117	91.394	18.078	7.762	117.235	26.441	17.630	971	524	45.566
N_118	154.865	122.659	63.044	340.568	90.033	119.981	10.474	4.129	224.617
N_119	64.152	19.470	10.007	93.629	14.291	19.045	1.663	655	35.654
N_120	215.032	41.906	45.593	302.531	79.768	41.414	7.937	2.084	131.202
N_121	161.688	39.412	42.880	243.979	75.020	38.949	7.464	1.960	123.393
N_123	124.654	34.619	37.665	196.938	65.898	34.213	6.557	1.721	108.389
N_124	44.566	15.389	16.743	76.698	29.293	15.208	2.915	765	48.181
N_125	228.736	29.979	12.873	271.587	43.848	29.236	1.610	869	75.564
N_126	53.925	21.685	9.311	84.921	31.716	21.148	1.165	629	54.658
N_127	37.344	26.223	11.260	74.826	38.353	25.573	1.409	761	66.096
N_128	32.600	23.023	9.886	65.509	33.674	22.453	1.237	668	58.031
N_129	157.594	73.954	38.011	269.559	54.283	72.340	6.315	2.490	135.427
N_130	81.119	12.192	5.235	98.546	17.833	11.890	655	354	30.732
N_131	297.482	44.338	19.038	360.858	64.849	43.239	2.382	1.286	111.756
N_132	89.693	77.931	40.055	207.679	57.202	76.230	6.654	2.623	142.710
N_133	16.079	2.969	1.275	20.322	4.342	2.895	159	86	7.482
N_134	174.569	24.531	30.973	230.073	31.718	24.359	5.953	1.402	63.432
N_136	159.262	46.317	19.888	225.468	67.744	45.170	2.488	1.343	116.745
N_137	277.137	56.867	24.418	358.422	83.174	55.458	3.055	1.649	143.336
N_138	24.510	10.054	10.938	45.503	19.137	9.936	1.904	500	31.477
N_139	185.831	44.442	48.353	278.626	84.596	43.921	8.417	2.210	139.143
N_140	21.534	9.632	10.480	41.646	18.335	9.519	1.824	479	30.157

9. DETERMINACIÓN DE BIENES INTANGIBLES

En la siguiente tabla se presenta los Bienes Intangibles:

Cálculo Intangibles	USD
Asesorias	910.358
Salarios Personal sin Beneficios (2 meses)	1.091.191
Capacitación (1 mes)	8.888
Costo anual OyM (un mes)	2.673.593
Total Intangibles	4.684.030

10. DETERMINACIÓN ECONOMÍAS DE ÁMBITO

En la siguiente tabla se presentan las partidas que el Consultor propone sujetas a economías de ámbito:

Tipo Partida		Costo Personal	Gasto	AVI BM&I
Corporativo	Remuneracion directorio	-	273.460	-
Corporativo	Software Sistemas informáticos Administración	-	-	572.202
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	-
Personal	Gerencia General	-	21.302	870
Personal	Gerente General	293.448	11.414	4.256
Personal	Secretaria Gerente General	40.494	2.466	2.295
Personal	Subgerencia de Relaciones Institucionales	-	21.302	870
Personal	Subgerente de Relaciones Institucionales	95.454	8.970	3.668
Personal	Secretaria de Subgerencia Relaciones Institucionales	23.927	2.421	2.079
Personal	Subgerencia de Legales	-	21.302	870
Personal	Subgerente de Legales	215.765	9.420	3.668
Personal	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	23.927	2.421	2.079
Personal	Departamento Administración del Personal	-	235	794
Personal	Jefe Departamento Administración del Personal	115.050	8.081	2.327
Personal	Analista de remuneraciones	37.346	2.421	2.079
Personal	Analista de Selección y desarrollo del personal	54.109	2.421	2.079
Personal	Subgerencia de Planificación Estratégica y Control de Gestión	-	21.302	870
Personal	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	23.927	2.421	2.079

Tipo Partida		Costo Personal	Gasto	AVI BM&I
Personal	Departamento Contabilidad	-	235	794
Personal	Contador General	58.522	3.081	2.295
Personal	Analista contable	25.095	2.421	2.079
Personal	Analista de Activo Fijo y Seguros	47.101	2.421	2.079
Personal	Analista de impuestos	43.467	2.421	2.079
Personal	Departamento Finanzas	-	235	794
Personal	Jefe de Departamento de Finanzas	58.548	8.081	2.327
Personal	Tesorero	70.494	2.421	2.079
Personal	Analista de finanzas	48.452	2.421	2.079
Personal	Departamento Sistemas	-	235	794
Personal	Jefe de Departamento de Sistemas	83.457	8.081	2.327
Personal	Analista de aplicaciones Administrativas	47.722	2.421	2.079
Personal	Analista de aplicaciones Técnicas	47.722	2.421	2.079
Personal	Técnico de Hardware y Soporte Microinformático	55.882	8.614	6.238
Personal	Técnico de Redes y comunicación de datos	18.627	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 cuatrienio, que se muestran en el cuadro siguiente:

**V.I. de Labores de Ampliación y A.V.I. a Recuperar en el Cuadrinio
(US\$ a diciembre de 2017)**

N°	Obra de Ampliación	VI Lab. Amp.	AVI a Recup.
		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	116.304,12	23.825,55
6	Obra de ampliación S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	190.441,29	39.012,97
7	Obra de ampliación cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	118.025,16	21.141,98
8	Obra de ampliación S/E Cardones 220 kV (Dex-310-2013)	57.613,92	9.282,99
9	Obra de ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (Dex-310-2013)	723.010,26	125.793,84
10	Obra de ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	1.039.633,59	199.602,76
11	Obra de ampliación S/E Ciruelos 220 kV (Dex-310-2013)	197.739,70	45.086,16
12	Obra de ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV (Dex-310-2013)	388.782,91	72.643,49
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	1.778.606,63	350.631,42
14	Obra de ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVAR y cambio TTCC paños J1 y J2	68.240,59	13.452,83
15	Obra de ampliación S/E Las Palmas 220 kV (Dex-310-2013)	12.729,72	2.214,80
16	Obra de ampliación S/E Maitencillo 220 kV (Dex-310-2013)	95.987,65	16.700,53
17	Obra de ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR (Dex-310-2013)	491.353,67	98.128,59
18	Obra de ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS (Dex-310-2013)	73.255,55	12.933,90
19	Obra de reemplazo de desconectores en S/E Quillota y S/E Polpaico	45.480,31	8.380,93
20	Obra de ampliación S/E Ancoa 500 kV (Dex-310-2013)	131.406,10	25.229,10
21	Obra de aumento de capacidad de línea Maitencillo – Cardones 1x220 kV	1.576.349,19	329.311,14
22	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Alto Jahuel	175.411,79	38.641,51
23	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Ancoa	63.270,80	14.263,46
24	Obra de seccionamiento barra 500 kV subestación Charrúa	176.676,59	38.011,15
25	Obra de seccionamiento barra principal en S/E Carrera Pinto	47.394,37	9.830,92
26	Obra de seccionamiento completo en subestación Rahue	54.133,04	12.342,75
27	Obra de ampliación cambio de interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	93.281,40	22.708,64



estudios energéticos consultores.



28	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	184.029,15	44.800,48
29	Obra de ampliación cambio de interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	109.830,86	27.020,01
30	Obra de ampliación S/E Temuco 220 kV	303.441,54	72.309,33
31	Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	65.373,73	15.738,84
32	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	9.965.223,98	2.486.353,61
33	Obra nueva Línea Ancoa –A. Jahuel 2x500 kV (2do cto) (*)	-	-
34	Línea Punta Cortés Tuniche 2x220kV	84.178,57	21.216,39

(*) 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.

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 ambiente²⁶.

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 componentes²⁷.

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 LGSE²⁸.

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.

²⁶ Punto 3 de las Bases “DE LA DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T., página 34.

²⁷ 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.

²⁸ 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”²⁹.

12.2.2 Componentes del V.A.T.T.

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.³⁰

²⁹ Punto 3 de las Bases “DE LA DETERMINACIÓN DEL V.A.T.T., página 34.

³⁰ Punto 3.9 de las Bases “DE LAS COMPONENTES DEL V.A.T.T., página 57.

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:

$$(V.A.T.T.)_i = (A.V.I._{IIIE})_i + (C.O.M.A._{IIIE})_i + (A.E.I.R.)_i$$

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"
$(A.V.I._{IIIE})_i$: A.V.I. asociado al tramo existente "i"
$(C.O.M.A._{IIIE})_i$: 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".
N_{IEI-i}	: Número de instalaciones económicamente identificables contenidas en el tramo "i" ³¹
$(V.I.)_{ij}$: V.I. de la instalación económicamente identificable "j" asociada al tramo "i".

³¹ 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.

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°380³²:

$$(A.E.I.R.)_i = \frac{t \times [(A.V.I.)_i - D_i]}{(1 - t)}$$

Donde:

³² Punto 3.7 de las Bases “AJUSTE POR EFECTOS DE IMPUESTO A LA RENTA”, página 54.

- 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 forma³³:

$$D_i = \sum_{j=1}^{N_{IEI-i}} d_{ij}$$

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.

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 cuadrienio 2020-2023 corresponde al **7,00%** después de impuestos, según se

³³ 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.

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 componentes³⁴

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”³⁵.

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
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 períodos tarifarios consecutivos,

³⁴ 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.

³⁵ Ver Resolución N°412 en Anexo Normativo.

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. Exta. N°43 fija las siguientes³⁶:

Tabla N° 3 Nómina de bienes según actividades empresas eléctricas

E. SECTOR ENERGÉTICO E.1 EMPRESAS ELÉCTRICAS NOMINA DE BIENES SEGÚN ACTIVIDADES	NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL
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
- 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.	

³⁶ 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
- 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.	
- 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) ³⁷	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

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.

³⁷ 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”.

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

12.9 Tasa de Impuesto

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 anónima³⁸, 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 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...”

³⁸“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).

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%...”³⁹

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
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

³⁹ 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.

Se observa en el itemizado indicado en este cuadro que los activos 11 a 15 corresponden a inversiones que sustentan actividades de operación, mantenimiento y administración, es decir, corresponden a recursos asignables al C.O.M.A. del tramo respectivo, y por lo tanto, conforme lo instruido en las Bases, debe establecerse para ellas el correspondiente ajuste por efecto de impuesto a la renta.

De este modo, el V.A.T.T de cada tramo “j” resultará de hacer la siguiente suma:

$$VATT_j = \sum_{i=1}^{10} frc_i \times VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} frc_i \times VI_{ij}^{coma} + COMA_j^{gastos} +$$

$$\sum_{i=1}^{10} AEIR_VI_{ij}^{elect} + \sum_{i=11}^{15} AEIR_VI_{ij}^{coma}$$

con

$$COMA_j = \sum_{i=11}^{15} frc_i \times VI_{ij}^{coma} + COMA_j^{gastos}$$

Donde

- VI_{ij}^{elect} : VI de instalaciones eléctricas de transmisión del tramo j (i : 1..10).
- VI_{ij}^{COMA} : VI de bienes que soportan actividades COMA 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_VI_{ij}^{coma} : Ajuste efecto impuesto a aplicar a cada componente “i” de bienes COMA del tramo “j”. Depende de la vida útil indicada en el cuadro y de la vida útil tributaria para el mismo concepto de activo.

El cálculo detallado, y resultados, que corresponden a los resultados del estudio conforme a su definición de objetivos, se muestran en Anexo VATT_2_Resultados VATT.

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 sigue⁴⁰:

$$VATT_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \left(\alpha_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \beta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) + COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} \\ + AEIR_{n,0} \cdot \left(\gamma_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \delta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) \cdot \frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k}$$

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.

⁴⁰ 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.

$AEIR_{n,0}$:	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).
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 .
$\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j$:	Coefficientes 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_0 , IPC_0 , CPI_0 , Tc_0 .

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 (T_a)⁴¹

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 T_{a_0} corresponderá, entonces, al 6%, es decir, $T_{a_0} = 0,06$.

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 2019⁴²:

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 IPC_0 corresponde al valor de octubre de 2017, es decir $IPC_0 = 97,89$, 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:

⁴¹ 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).

⁴² "Series empalmadas y antecedentes históricos", Archivo Serie Histórica Empalmada IPC Diciembre 2009 a la fecha XLS, <https://www.ine.cl/estadisticas/precios/ipc>.

CUUR0000SA0). La tabla siguiente muestra la serie de CPI para el período enero 2017 a diciembre 2019⁴³:

Tabla Nº 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
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, $CPI_0 = 246,663$.

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 2019⁴⁴.

Tabla Nº 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, $Do = 629,55$.

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, $t_0 = 0,27$.

⁴³ <https://data.bls.gov/timeseries/CUUR0000SA0>.

⁴⁴ <https://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx>

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 ⁴⁵
CPI _o	246,663
D _o	629,55
Ta _o	0,06
t _o	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 innecesaria⁴⁶.

Conforme a lo anterior, los coeficientes α_j , β_j , γ_j , δ_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.

⁴⁵ Valor IPC_o corresponde al valor de este índice según serie empalmada con base en 2018.

⁴⁶A 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.

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 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 respectivamente⁴⁷. 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 deflatores 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

⁴⁷ 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.

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”.

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 ella⁴⁸.

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

⁴⁸ 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.

feb-18	0,001562	0,990092
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 deflatores se muestra en el Anexo GE_1_Deflatores.

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	1.204.012	144.846	137.478	1.486.337
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	36.218	8.021	4.640	48.879
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	1.199.012	226.615	256.179	1.681.806
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	2.288.334	313.128	571.004	3.172.466

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	144.387	21.232	19.727	185.346
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	306.848	52.952	73.154	432.954
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500				
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	641.574	87.640	73.857	803.070
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	24.827	10.158	3.088	38.073
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	1.016.303	215.608	201.781	1.433.692
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	433.114	196.864	88.112	718.090
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	-	-	-	-
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500				
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	1.930.975	385.532	325.347	2.641.854
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	1.061.674	357.651	231.642	1.650.967
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	2.131.976	338.474	315.435	2.785.886
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	4.194.453	626.340	606.680	5.427.473
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	2.783.917	561.392	587.883	3.933.192
N_19	Cardones 220->Nueva Cardones 220	-	-	-	-
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	837.713	295.782	147.110	1.280.605
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	774.482	266.538	135.194	1.176.214
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	452.097	94.124	96.081	642.302
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	1.430.977	124.078	162.534	1.717.589
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	250.649	66.928	51.488	369.065
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	162.950	36.951	27.991	227.892
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	169.886	50.519	25.969	246.374
N_27	Charrua 220->Charrua 500	1.981.744	239.765	234.091	2.455.599
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	1.320.170	468.941	301.759	2.090.870
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	354.345	111.532	76.620	542.497
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	1.924.226	511.458	423.421	2.859.105
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	58.704	227.189	7.188	293.081
N_32	Charrua 220->Trebol 220	1.687.256	442.872	310.230	2.440.359
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	2.264.353	312.442	565.548	3.142.344
N_34	Chena 220->Neptuno 220	207.336	52.071	39.774	299.181
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	555.452	107.520	143.666	806.638
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	252.638	78.732	43.426	374.796
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	731.625	78.109	242.072	1.051.807
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	271.118	92.473	43.237	406.827
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	742.412	181.697	150.856	1.074.965
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	917.970	223.083	186.186	1.327.239
N_41	Condores 220->Parinacota 220	2.531.832	668.565	510.471	3.710.868
N_42	Crucero 220->Kimal 220	114.042	37.545	17.063	168.650
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500				
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	1.029.558	324.787	196.672	1.551.017
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	1.257.612	230.643	328.176	1.816.430
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	558.543	212.014	138.347	908.904
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	216.658	84.119	52.259	353.035
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	1.412.681	441.095	230.333	2.084.109

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	378.249	125.163	83.100	586.512
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	483.958	54.957	80.218	619.133
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	87.790	31.723	12.253	131.766
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	703.005	160.252	113.286	976.544
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	835.612	259.081	136.238	1.230.931
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	163.391	40.817	26.410	230.617
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	231.848	69.033	54.114	354.996
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	272.954	147.829	61.305	482.088
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	-	-	-	-
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	1.930.160	310.562	449.577	2.690.299
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	106.690	21.869	16.050	144.609
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	3.977.809	835.133	648.486	5.461.428
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	2.687.599	714.726	540.761	3.943.086
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	1.889.871	459.753	374.734	2.724.359
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	1.113.500	541.885	188.643	1.844.028
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	881.039	208.714	205.790	1.295.543
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	232.889	61.222	43.243	337.353
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	528.172	130.241	99.637	758.051
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	295.982	83.121	65.567	444.670
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	-	-	-	-
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	953.700	242.408	233.549	1.429.657
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	3.247.999	466.585	636.255	4.350.839
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	-	-	-	-
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500				
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	1.322.083	151.796	155.161	1.629.040
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	2.474.387	336.257	318.101	3.128.745
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	1.547.382	486.503	311.644	2.345.529
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	1.015.707	375.950	207.537	1.599.194
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	679.665	260.664	134.150	1.074.479
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	2.035.421	507.167	451.975	2.994.563
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	661.785	202.302	112.050	976.137
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	605.068	173.631	104.673	883.372
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	229.563	71.917	42.412	343.892
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	1.359.766	425.009	253.591	2.038.366
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	1.202.947	291.279	324.470	1.818.695
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	10.967	17.502	1.674	30.143
N_85	Miraje 220->Atacama 220	2.424.264	519.926	419.787	3.363.977
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	688.551	140.962	121.619	951.131
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	57.247	117.836	7.025	182.108
N_88	Nogales 220->Quillota 220	697.789	146.500	135.357	979.645
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	-	-	-	-
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	344.823	100.733	74.450	520.006
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	84.853	8.895	13.474	107.222
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	1.154.556	346.856	267.176	1.768.589

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	-	-	-	-
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	509.003	185.208	94.630	788.841
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	356.891	101.786	75.118	533.795
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	440.532	255.547	88.401	784.479
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	-	-	-	-
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	972.233	250.223	185.624	1.408.079
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	432.393	131.107	73.005	636.505
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	4.024	14.077	678	18.778
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	355.439	124.506	55.332	535.277
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	1.493.618	679.161	298.489	2.471.268
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	2.520.310	454.646	425.368	3.400.324
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	1.412.173	401.603	284.391	2.098.167
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	1.916.467	568.850	378.601	2.863.918
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	741.983	135.915	131.824	1.009.722
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	1.167.029	193.925	142.919	1.503.873
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	-	-	-	-
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	620.086	87.693	113.818	821.597
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	2.342.376	336.528	451.364	3.130.269
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	1.261.606	140.453	146.303	1.548.362
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	436.096	54.505	130.894	621.495
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	5.751.610		830.730	7.645.207
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	-	-	-	-
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	292.823	97.465	44.296	434.584
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	261.792	78.409	62.168	402.369
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	444.573	123.615	90.679	658.866
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	2.996.262	377.957	588.471	3.962.690
N_119	Quillota 220->San Luis 220	494.970	99.564	81.348	675.883
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	1.031.307	319.511	171.173	1.521.991
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	966.470	259.949	180.646	1.407.065
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	-	-	-	-
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	838.661	210.967	173.183	1.222.811
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	370.449	82.934	87.667	541.050
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	743.377	282.167	135.903	1.161.448
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	535.096	92.574	98.042	725.712
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	634.181	84.080	164.857	883.118
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	554.012	73.634	152.544	780.190
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	1.794.684	292.102	463.662	2.550.448
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	297.892	102.849	57.418	458.159
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	1.081.593	376.505	207.347	1.665.445
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	1.888.404	231.434	379.314	2.499.152
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	79.422	21.370	10.736	111.527
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	600.836	239.119	117.147	957.103
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	-	-	-	-
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	1.129.592	241.813	220.221	1.591.627

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	1.399.875	378.491	251.007	2.029.373
N_138	Temuco 220->Cautin 220	257.339	49.577	45.366	352.281
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	1.076.594	296.634	243.518	1.616.747
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	236.352	45.549	53.999	335.899

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	3.709.315	486.383	527.103	4.722.800
SE-N_2	Ancoa	6.090.060	811.480	752.188	7.653.728
SE-N_3	Atacama	370.112	77.071	78.138	525.320
SE-N_4	Bureo	-	-	-	-
SE-N_5	Calama Nueva	66.482	53.349	11.024	130.855
SE-N_6	Candelaria	116.446	42.453	22.066	180.965
SE-N_7	Cardones	1.052.218	167.675	143.141	1.363.033
SE-N_8	Carrera Pinto	329.819	44.685	45.616	420.120
SE-N_9	Cautin	532.146	83.634	95.935	711.715
SE-N_10	Cerro Navia	3.791.206	557.317	589.526	4.938.049
SE-N_11	Charrua	2.672.488	432.410	381.459	3.486.357
SE-N_12	Chena	1.808.380	160.337	300.651	2.269.368
SE-N_13	Chiloe	223.762	56.888	34.122	314.772
SE-N_14	Chuquicamata	201.909	60.577	25.881	288.367
SE-N_15	Ciruelos	504.191	82.112	76.414	662.717
SE-N_16	Colbun	243.475	105.497	44.065	393.037
SE-N_17	Concepcion	523.425	121.600	102.472	747.496
SE-N_18	Condores	463.680	73.329	86.958	623.967
SE-N_19	Crucero	681.076	114.735	100.540	896.351
SE-N_20	Cumbre	670.839	109.589	127.652	908.081
SE-N_21	Diego de Almagro	2.205.113	275.002	276.320	2.756.435
SE-N_22	Don Goyo	63.554	19.959	9.746	93.258
SE-N_23	Don Hector	202.289	38.462	28.994	269.745
SE-N_24	Duquenco	450.192	79.745	72.667	602.604
SE-N_25	El Cobre	234.255	42.330	37.538	314.123
SE-N_26	Encuentro	649.947	111.337	144.991	906.274
SE-N_27	Esperanza SING	5.696	44.061	1.006	50.764
SE-N_28	Hualpen	366.490	52.161	86.483	505.134
SE-N_29	Itahue	956.321	157.091	143.795	1.257.207
SE-N_30	Kapatur	370.789	48.722	47.072	466.583
SE-N_31	La Cebada	44.936	26.480	6.894	78.309

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
SE-N_32	Laberinto	104.438	42.826	16.733	163.997
SE-N_33	Lagunas	528.713	78.889	82.078	689.681
SE-N_34	Lagunillas	464.307	64.080	94.664	623.050
SE-N_35	Las Palmas	280.274	43.833	40.992	365.099
SE-N_36	Lo Aguirre	-	-	-	-
SE-N_37	Los Changos	1.626.470	170.409	279.327	2.076.205
SE-N_38	Los Maquis	123.491	31.608	23.854	178.953
SE-N_39	Los Peumos	466.691	68.077	149.905	684.674
SE-N_40	Los Vilos	240.615	59.107	37.597	337.319
SE-N_41	Maipo	629.806	79.852	104.911	814.570
SE-N_42	Maitencillo	1.568.287	227.170	202.123	1.997.580
SE-N_43	Maria Elena	364.158	64.098	42.727	470.982
SE-N_44	Melipulli	445.175	71.460	66.908	583.543
SE-N_45	Miraje	166.226	34.492	23.172	223.891
SE-N_46	Mulchen	208.628	56.801	37.179	302.609
SE-N_47	Neptuno	123.816	24.693	18.319	166.828
SE-N_48	Nogales	159.453	46.051	26.758	232.263
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	-	-	-	-
SE-N_50	Nueva Cardones	930.781	110.179	150.351	1.191.311
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	453.839	75.204	54.351	583.394
SE-N_52	Nueva Victoria	-	-	-	-
SE-N_53	O Higgins	65.101	40.637	9.309	115.047
SE-N_54	Pan de Azucar	2.812.763	402.778	384.954	3.600.494
SE-N_55	Parinacota	346.613	69.263	70.557	486.433
SE-N_56	Polpaico	3.493.441	407.446	468.080	4.368.967
SE-N_57	Pozo Almonte	171.424	51.765	30.220	253.409
SE-N_58	Puente Negro	-	-	-	-
SE-N_59	Puerto Montt	740.493	149.769	142.380	1.032.641
SE-N_60	Punta Colorada	192.561	48.020	27.122	267.703
SE-N_61	Punta Sierra	-	-	-	-
SE-N_62	Quilapilun	29.704	23.886	5.231	58.821
SE-N_63	Quillagua	6.997	30.271	1.236	38.504
SE-N_64	Quillota	362.046	66.250	58.791	487.087
SE-N_65	Rahue	223.083	51.550	44.440	319.073
SE-N_66	Rapel	239.920	57.727	37.294	334.942
SE-N_67	S. San Andres	983.683	101.365	287.998	1.373.045
SE-N_68	Salar	194.217	60.164	25.236	279.618
SE-N_69	San Luis	149.175	57.467	22.381	229.023
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	-	-	-	-

Código	Tramo	A.V.I.	C.O.M.A.	A.E.I.R.	V.A.T.T.
SE-N_76	Tap Enlace	-	-	-	-
SE-N_77	Tap off Sierra Gorda Eolico	-	-	-	-
SE-N_78	Tarapaca	198.511	49.034	29.013	276.559
SE-N_79	Temuco	781.861	109.527	200.473	1.091.860
SE-N_80	Tinguiririca	300.629	53.579	45.657	399.865
SE-N_81	Valdivia	422.431	75.219	79.697	577.346

COEFICIENTES FÓRMULAS INDEXACIÓN

Tramos Transporte

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_1	Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 500	0,03	0,97	0,05	0,95
N_2	Alto Jahuel 220->Buin 220	0,05	0,95	0,07	0,93
N_3	Alto Jahuel 220->Chena 220	0,35	0,65	0,53	0,47
N_4	Alto Jahuel 220->Los Almendros 220	0,52	0,48	0,68	0,32
N_5	Alto Jahuel 220->Maipo 220	0,12	0,88	0,17	0,83
N_6	Alto Jahuel 220->Tap Central Santa Marta 220	0,48	0,52	0,65	0,35
N_7	Alto Jahuel 500->Ancoa 500	0,28	0,72	0,43	0,57
N_8	Ancoa 220->Ancoa 500	0,04	0,96	0,07	0,93
N_9	Ancoa 220->Colbun 220	0,13	0,87	0,19	0,81
N_10	Ancoa 220->Itahue 220	0,25	0,75	0,39	0,61
N_11	Ancoa 220->Tap Off Santa Isabel 220	0,28	0,72	0,42	0,58
N_12	Ancoa 500->Charrua 500	0,00	0,00	0,00	0,00
N_13	Ancoa 500->Nueva Charrua 500	0,27	0,73	0,38	0,62
N_14	Atacama 220->Tap Enlace 220	0,12	0,88	0,19	0,81
N_15	Bureo 220->Los Peumos 220	0,32	0,68	0,49	0,51
N_16	Candelaria 220->Maipo 220	0,04	0,96	0,05	0,95
N_17	Candelaria 220->Puente Negro 220	0,03	0,97	0,04	0,96
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	0,31	0,69	0,46	0,54
N_19	Cardones 220->Nueva Cardones 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_20	Carrera Pinto 220->Nueva Diego de Almagro 220	0,18	0,82	0,30	0,70
N_21	Carrera Pinto 220->S. San Andres 220	0,19	0,81	0,32	0,68
N_22	Cautin 220->Metrenco 220	0,37	0,63	0,55	0,45
N_23	Cerro Navia 220->Cerro Navia Desf 220	0,02	0,98	0,04	0,96
N_24	Cerro Navia 220->Chena 220	0,33	0,67	0,49	0,51
N_25	Cerro Navia 220->Neptuno 220	0,25	0,75	0,38	0,62
N_26	Cerros de Huichahue 220->Nueva Pichirropulli 220	0,02	0,98	0,03	0,97
N_27	Charrua 220->Charrua 500	0,08	0,92	0,13	0,87
N_28	Charrua 220->Concepcion 220	0,40	0,60	0,56	0,44
N_29	Charrua 220->El Rosal 220	0,34	0,66	0,51	0,49
N_30	Charrua 220->Lagunillas 220	0,43	0,57	0,57	0,43

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_31	Charrua 220->Mulchen 220	0,15	0,85	0,22	0,78
N_32	Charrua 220->Trebol 220	0,23	0,77	0,30	0,70
N_33	Charrua 500->Nueva Charrua 500	0,54	0,46	0,74	0,26
N_34	Chena 220->Neptuno 220	0,29	0,71	0,43	0,57
N_35	Chena 220->Tap Central Santa Marta 220	0,70	0,30	0,82	0,18
N_36	Chiloe 220->Nueva Ancud 220	0,16	0,84	0,19	0,81
N_37	Chuquicamata 220->Nueva Chuquicamata 220	0,83	0,17	0,91	0,09
N_38	Ciruelos 220->Cerros de Huichahue 220	0,03	0,97	0,05	0,95
N_39	Ciruelos 220->Lastarria 220	0,31	0,69	0,45	0,55
N_40	Ciruelos 220->Valdivia 220	0,32	0,68	0,47	0,53
N_41	Condores 220->Parinacota 220	0,26	0,74	0,40	0,60
N_42	Crucero 220->Kimal 220	0,22	0,78	0,30	0,70
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	0,12	0,88	0,18	0,82
N_44	Don Goyo 220->La Cebada 220	0,28	0,72	0,39	0,61
N_45	Don Hector 220->Punta Colorada 220	0,50	0,50	0,70	0,30
N_46	Duqueco 220->Bureo 220	0,46	0,54	0,64	0,36
N_47	Duqueco 220->Los Varones 220	0,44	0,56	0,63	0,37
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	0,11	0,89	0,12	0,88
N_49	El Rosal 220->Los Varones 220	0,33	0,67	0,49	0,51
N_50	El Salto 220->Tap Chicureo 220	0,13	0,87	0,15	0,85
N_51	Encuentro 220->Kimal 220	0,20	0,80	0,27	0,73
N_52	Encuentro 220->Miraje 220	0,13	0,87	0,20	0,80
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	0,09	0,91	0,11	0,89
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	0,15	0,85	0,17	0,83
N_55	Hualpen 220->Guindo 220	0,47	0,53	0,65	0,35
N_56	Hualpen 220->Trebol 220	0,45	0,55	0,62	0,38
N_57	Kapatur 220->Los Changos 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_58	Kimal 220->Nueva Chuquicamata 220	0,34	0,66	0,52	0,48
N_59	Laberinto 220->El Cobre 220	0,10	0,90	0,12	0,88
N_60	Laberinto 220->Kapatur 220	0,05	0,95	0,06	0,94
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	0,33	0,67	0,46	0,54
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	0,33	0,67	0,45	0,55
N_63	Lagunas 220->Encuentro 220	0,01	0,99	0,01	0,99
N_64	Lagunas 220->Nueva Pozo Almonte 220	0,40	0,60	0,58	0,42
N_65	Lagunas 220->Nueva Victoria 220	0,26	0,74	0,38	0,62
N_66	Lagunas 220->San Simon 220	0,23	0,77	0,34	0,66
N_67	Lagunillas 220->Guindo 220	0,42	0,58	0,58	0,42
N_68	Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_69	Lo Aguirre 220->Nueva Alto Melipilla 220	0,42	0,58	0,60	0,40
N_70	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500	0,25	0,75	0,38	0,62
N_71	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	0,06	0,94	0,10	0,90
N_73	Los Changos 500->Los Changos 220	0,07	0,93	0,11	0,89
N_74	Los Maquis 220->Quilapilun 220	0,02	0,98	0,03	0,97

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_75	Los Vilos 220->Las Palmas 220	0,34	0,66	0,47	0,53
N_76	Los Vilos 220->Nogales 220	0,33	0,67	0,47	0,53
N_77	Los Vilos 220->Tap Doña Carmen 220	0,30	0,70	0,43	0,57
N_78	Maitencillo 220->Algarrobal 220	0,38	0,62	0,54	0,46
N_79	Maitencillo 220->Don Hector 220	0,05	0,95	0,11	0,89
N_80	Maitencillo 220->Tap El Romero 220	0,06	0,94	0,12	0,88
N_81	Maria Elena 220->Kimal 220	0,24	0,76	0,38	0,62
N_82	Maria Elena 220->Quillagua 220	0,22	0,78	0,32	0,68
N_83	Melipulli 220->Pargua 220	0,57	0,43	0,73	0,27
N_84	Melipulli 220->Puerto Montt 220	0,00	1,00	0,01	0,99
N_85	Miraje 220->Atacama 220	0,14	0,86	0,21	0,79
N_86	Miraje 220->Tap Enlace 220	0,17	0,83	0,28	0,72
N_87	Mulchen 220->Rio Malleco 220	0,15	0,85	0,23	0,77
N_88	Nogales 220->Quillota 220	0,32	0,68	0,46	0,54
N_89	Nogales 220->Rio Aconcagua 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_90	Nogales 220->Tap Doña Carmen 220	0,38	0,62	0,55	0,45
N_91	Nueva Alto Melipilla 220->Alto Melipilla 220	0,37	0,63	0,42	0,58
N_92	Nueva Alto Melipilla 220->Rapel 220	0,37	0,63	0,56	0,44
N_93	Nueva Cardones 220->Nueva Cardones 500	0,00	0,00	0,00	0,00
N_94	Nueva Diego de Almagro 220->Diego de Almagro 220	0,24	0,76	0,38	0,62
N_95	Nueva Lampa 220->Cerro Navia Desf 220	0,37	0,63	0,52	0,48
N_96	Nueva Lampa 220->Polpaico 220	0,35	0,65	0,49	0,51
N_97	Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500	0,00	0,00	0,00	0,00
N_98	Nueva Pichirropulli 220->Nueva Valdivia 220	0,27	0,73	0,37	0,63
N_99	Nueva Puerto Montt 220->Frutillar Norte 220	0,17	0,83	0,18	0,82
N_100	Nueva Puerto Montt 220->Llanquihue 220	0,16	0,84	0,18	0,82
N_101	Nueva Puerto Montt 220->Puerto Montt 220	0,19	0,81	0,23	0,77
N_102	O Higgins 220->Atacama 220	0,33	0,67	0,45	0,55
N_103	O Higgins 220->Kapatur 220	0,03	0,97	0,04	0,96
N_104	Pan de Azucar 220->Don Goyo 220	0,33	0,67	0,47	0,53
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	0,32	0,68	0,45	0,55
N_106	Pargua 220->Nueva Ancud 220	0,17	0,83	0,20	0,80
N_107	Polpaico 220->Quilapilun 220	0,00	1,00	0,01	0,99
N_108	Polpaico 220->Rio Aconcagua 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_109	Polpaico 220->Tap El Manzano 220	0,24	0,76	0,33	0,67
N_110	Polpaico 500->Lo Aguirre 500	0,25	0,75	0,39	0,61
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	0,06	0,94	0,09	0,91
N_112	Pozo Almonte 220->Nueva Pozo Almonte 220	0,70	0,30	0,84	0,16
N_113	Puente Negro 220->Colbun 220	0,02	0,98	0,04	0,96
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_115	Puerto Montt 220->Llanquihue 220	0,21	0,79	0,25	0,75
N_116	Punta Sierra 220->La Cebada 220	0,45	0,55	0,62	0,38
N_117	Punta Sierra 220->Las Palmas 220	0,36	0,64	0,52	0,48
N_118	Quillota 220->Polpaico 220	0,22	0,78	0,35	0,65

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
N_119	Quillota 220->San Luis 220	0,08	0,92	0,09	0,91
N_120	Rahue 220->Frutillar Norte 220	0,16	0,84	0,18	0,82
N_121	Rahue 220->Nueva Pichirropulli 220	0,25	0,75	0,36	0,64
N_122	Rio Malleco 220->Cautin 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_123	Rio Tolten 220->Lastarria 220	0,32	0,68	0,44	0,56
N_124	Rio Tolten 220->Metrenco 220	0,43	0,57	0,59	0,41
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	0,22	0,78	0,34	0,66
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	0,17	0,83	0,25	0,75
N_127	Salar 220->Chuquicamata 220	0,53	0,47	0,71	0,29
N_128	Salar 220->Nueva Chuquicamata 220	0,58	0,42	0,75	0,25
N_129	San Luis 220->Agua Santa 220	0,52	0,48	0,69	0,31
N_130	San Simon 220->Nueva Victoria 220	0,24	0,76	0,36	0,64
N_131	San Simon 220->Quillagua 220	0,22	0,78	0,33	0,67
N_132	Tap El Manzano 220->Tap Chicureo 220	0,23	0,77	0,35	0,65
N_133	Tap El Romero 220->Don Hector 220	0,04	0,96	0,09	0,91
N_134	Tap Off Santa Isabel 220->Itahue 220	0,24	0,76	0,36	0,64
N_135	Tap off Sierra Gorda Eolico 220->Centinela 220	0,00	0,00	0,00	0,00
N_136	Tarapaca 220->Condores 220	0,27	0,73	0,39	0,61
N_137	Tarapaca 220->Lagunas 220	0,24	0,76	0,31	0,69
N_138	Temuco 220->Cautin 220	0,29	0,71	0,47	0,53
N_139	Temuco 220->Los Peumos 220	0,37	0,63	0,54	0,46
N_140	Valdivia 220->Nueva Valdivia 220	0,43	0,57	0,64	0,36

COEFICIENTES FÓRMULAS INDEXACIÓN
Tramos Subestación

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
SE-N_1	Alto Jahuel	0,22	0,78	0,36	0,64
SE-N_2	Ancoa	0,09	0,91	0,17	0,83
SE-N_3	Atacama	0,57	0,43	0,73	0,27
SE-N_4	Bureo	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_5	Calama Nueva	0,46	0,54	0,49	0,51
SE-N_6	Candelaria	0,53	0,47	0,62	0,38
SE-N_7	Cardones	0,22	0,78	0,33	0,67
SE-N_8	Carrera Pinto	0,23	0,77	0,35	0,65
SE-N_9	Cautin	0,41	0,59	0,58	0,42
SE-N_10	Cerro Navia	0,22	0,78	0,42	0,58
SE-N_11	Charrua	0,30	0,70	0,39	0,61
SE-N_12	Chena	0,40	0,60	0,56	0,44
SE-N_13	Chiloe	0,50	0,50	0,61	0,39
SE-N_14	Chuquicamata	0,18	0,82	0,25	0,75
SE-N_15	Ciruelos	0,32	0,68	0,47	0,53

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
SE-N_16	Colbun	0,34	0,66	0,49	0,51
SE-N_17	Concepcion	0,42	0,58	0,63	0,37
SE-N_18	Condores	0,69	0,31	0,78	0,22
SE-N_19	Crucero	0,41	0,59	0,49	0,51
SE-N_20	Cumbre	0,56	0,44	0,66	0,34
SE-N_21	Diego de Almagro	0,09	0,91	0,18	0,82
SE-N_22	Don Goyo	0,20	0,80	0,23	0,77
SE-N_23	Don Hector	0,33	0,67	0,40	0,60
SE-N_24	Duquenco	0,20	0,80	0,24	0,76
SE-N_25	El Cobre	0,45	0,55	0,50	0,50
SE-N_26	Encuentro	0,64	0,36	0,80	0,20
SE-N_27	Esperanza SING	0,00	1,00	0,01	0,99
SE-N_28	Hualpen	0,56	0,44	0,76	0,24
SE-N_29	Itahue	0,19	0,81	0,35	0,65
SE-N_30	Kapatur	0,15	0,85	0,22	0,78
SE-N_31	La Cebada	0,23	0,77	0,26	0,74
SE-N_32	Laberinto	0,73	0,27	0,80	0,20
SE-N_33	Lagunas	0,38	0,62	0,53	0,47
SE-N_34	Lagunillas	0,44	0,56	0,64	0,36
SE-N_35	Las Palmas	0,29	0,71	0,39	0,61
SE-N_36	Lo Aguirre	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_37	Los Changos	0,54	0,46	0,64	0,36
SE-N_38	Los Maquis	0,35	0,65	0,57	0,43
SE-N_39	Los Peumos	0,81	0,19	0,91	0,09
SE-N_40	Los Vilos	0,28	0,72	0,41	0,59
SE-N_41	Maipo	0,37	0,63	0,56	0,44
SE-N_42	Maitencillo	0,12	0,88	0,21	0,79
SE-N_43	María Elena	0,06	0,94	0,10	0,90
SE-N_44	Melipulli	0,25	0,75	0,42	0,58
SE-N_45	Miraje	0,15	0,85	0,25	0,75
SE-N_46	Mulchen	0,46	0,54	0,57	0,43
SE-N_47	Neptuno	0,40	0,60	0,48	0,52
SE-N_48	Nogales	0,35	0,65	0,43	0,57
SE-N_49	Nueva Alto Melipilla	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_50	Nueva Cardones	0,43	0,57	0,57	0,43
SE-N_51	Nueva Pichirropulli	0,10	0,90	0,16	0,84
SE-N_52	Nueva Victoria	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_53	O Higgins	0,25	0,75	0,32	0,68
SE-N_54	Pan de Azucar	0,14	0,86	0,28	0,72
SE-N_55	Parinacota	0,80	0,20	0,87	0,13
SE-N_56	Polpaico	0,19	0,81	0,31	0,69
SE-N_57	Pozo Almonte	0,53	0,47	0,58	0,42
SE-N_58	Puente Negro	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_59	Puerto Montt	0,35	0,65	0,58	0,42

Código	Tramo	alfa	beta	gama	delta
SE-N_60	Punta Colorada	0,30	0,70	0,38	0,62
SE-N_61	Punta Sierra	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_62	Quilapilun	0,80	0,20	0,79	0,21
SE-N_63	Quillagua	0,75	0,25	0,75	0,25
SE-N_64	Quillota	0,41	0,59	0,51	0,49
SE-N_65	Rahue	0,40	0,60	0,61	0,39
SE-N_66	Rapel	0,45	0,55	0,54	0,46
SE-N_67	S. San Andres	0,77	0,23	0,89	0,11
SE-N_68	Salar	0,21	0,79	0,29	0,71
SE-N_69	San Luis	0,53	0,47	0,62	0,38
SE-N_70	San Simon	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_71	Tap Central Santa Marta	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_72	Tap Chicureo	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_73	Tap Doña Carmen	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_74	Tap El Manzano	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_75	Tap El Romero	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_76	Tap Enlace	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_77	Tap off Sierra Gorda Eolico	0,00	0,00	0,00	0,00
SE-N_78	Tarapaca	0,38	0,62	0,48	0,52
SE-N_79	Temuco	0,58	0,42	0,79	0,21
SE-N_80	Tinguiririca	0,39	0,61	0,48	0,52
SE-N_81	Valdivia	0,45	0,55	0,61	0,39

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_Deflectores
- Anexos VI
- Anexos VATT