



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE VALORES DE INVERSIÓN PARA
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

SEBASTIÁN ENRIQUE CAMPOS FLORES

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2011



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE VALORES DE INVERSIÓN PARA
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

SEBASTIÁN ENRIQUE CAMPOS FLORES

**PROFESOR GUÍA:
FRANCISCO CAZORLA GUZMÁN**

**MIEMBROS DE LA COMISION
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
PATRICIO SERRANO CONTRERAS**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR : SEBASTIÁN ENRIQUE CAMPOS FLORES
FECHA : 07/03/2011
PROF. GUÍA : SR. FRANCISCO CAZORLA GUZMÁN

“METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE VALORES DE INVERSIÓN PARA SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN”

De acuerdo a la legislación vigente en Chile cada cuatro años se deben realizar estudios para determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión (VASTx), a modo de mantener una tarificación adecuada para el sistema y conservar correctamente la distribución de ingresos entre las empresas participantes de éste.

El VASTx se forma a partir de la determinación del valor de inversión (VI) de las instalaciones y de los costos de operación, mantención y administración (COMA) de los sistemas de subtransmisión.

El presente trabajo de título tiene por finalidad definir una metodología para calcular los valores de inversión, tanto de líneas de transmisión, como de subestaciones eléctricas que se encuentren catalogadas como de subtransmisión, la cual puedan utilizar las empresas del rubro, consultores o inversionistas.

Se realiza una revisión general del sector de transmisión de energía eléctrica, para posteriormente centrarse en determinar cómo se regula el sector denominado de subtransmisión en Chile. Además se presentan los principales componentes del estudio de determinación del VASTx que influyen en el cálculo del valor de inversión.

La metodología que se propone permite manejar la gran cantidad de información que se debe ordenar para valorizar las instalaciones de los sistemas de subtransmisión, tanto eléctricas como asociadas a obras civiles.

A modo de aplicación del modelo del modelo de valorización desarrollado, se efectúa la valorización de la línea perteneciente al SIC6, 66 kV Valdivia – Los Lagos, y de las subestaciones extremo, de manera de poder obtener el valor económico del tramo.

Como conclusión se obtiene que la metodología implementada resulta ser efectiva para determinar los costos de un sistema de subtransmisión y evita trabajar con grandes volúmenes de datos, al mantener una segmentación adecuada de éstos. Particularmente, el trabajar con bases de datos permite mantener un orden respecto de lo que se está valorizando facilitando la extracción de datos dependiendo de lo que se requiera particularmente.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	Introducción.....	12
1.1	Justificación y Motivación.....	12
1.2	Objetivos	12
1.2.1	Objetivo General.....	12
1.2.2	Objetivos Específicos.....	13
1.3	Alcances.....	13
1.4	Estructura de la memoria	14
2	Marco Reglamentario y desarrollo de los Sistemas de Subtransmisión.....	16
2.1	La transmisión eléctrica	16
2.1.1	Economías de escala.....	16
2.1.2	El negocio de la transmisión.....	18
2.2	Sistemas de Transmisión.....	20
2.2.1	Sistema de Transmisión Troncal	21
2.2.2	Sub-transmisión	22
2.2.3	Adicional	22
2.2.4	Sistemas de Transmisión en Chile.....	23
2.3	Marco regulatorio pago sistemas de subtransmisión	26
2.3.1	Valor anual de los sistemas de subtransmisión.....	28
2.3.2	Adaptación del sistema	38
2.3.3	Instalaciones compartidas	39
3	Elementos que componen un sistema de transmisión.....	41
3.1	Líneas de transmisión.....	41
3.1.1	Diseño de Líneas de transmisión	41
3.1.2	Estructuras	43
3.1.3	Conductores.....	44
3.1.4	Ferretería.....	47

3.1.5	Fundaciones.....	49
3.1.6	Mallas de Tierra	49
3.1.7	Otros componentes	49
3.2	Subestaciones.....	50
3.2.1	Tipos de subestaciones	50
3.2.2	Tipos de Paños	50
3.2.3	Equipos Mayores.....	51
3.2.4	Equipos Medianos	53
3.2.5	Control y Protección.....	54
3.2.6	Obras Civiles	54
3.2.7	Otros Componentes	55
4	Metodología de Cálculo de Valores de Inversión.....	56
4.1	Estructura del modelo.....	56
4.1.1	Modelo de Líneas de Transmisión	56
4.2	Modelo de Subestaciones.....	64
4.3	Funcionalidades modelo actual implementadas en la metodología propuesta.....	66
4.3.1	Modelo de líneas de transmisión.....	66
4.3.2	Modelo de Subestaciones.....	69
4.4	Funcionalidades adicionales propuestas para el modelo.....	69
4.4.1	Cálculo de refuerzos	70
4.4.2	Prorrata de Instalaciones Comunes	72
4.4.3	Tramos Económicos	75
5	Implementación del Modelo y Resultados.....	77
5.1	Selección del tramo a valorizar.....	77
5.1.1	Características de la línea	79
5.1.2	Características de la Subestación Los Lagos.....	80
5.1.3	Características de la Subestación Valdivia	80
5.2	Categorización de Paños de las S/E.....	81

5.3	Categorización de los elementos para líneas de transmisión.....	84
5.4	Resultados de las funcionalidades adicionales.....	85
5.4.1	Cálculo de Refuerzos.....	85
5.4.2	Prorrata instalaciones comunes.....	86
5.4.3	Determinación del valor económico de tramos	88
6	Conclusiones	89
7	Referencias Bibliográficas.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Diagrama Sistema de Transmisión Chileno [4 - pág. 36]	21
Figura 2-2: División de los sistemas de transmisión en Chile.....	23
Figura 2-3: A la izquierda el SING, a la derecha el SIC	24
Figura 3-1: Sistema Radial.....	42
Figura 3-2: Sistema enmallado	43
Figura 4-1: Sistema base de línea de transmisión	56
Figura 4-2: Unilineal línea Agua Santa – Laguna Verde SIC2.....	58
Figura 4-3: Modelo de línea por nodos	59
Figura 4-4: Modelo de la línea por vanos.....	59
Figura 4-5: Esquema identificación básica de la línea.....	60
Figura 4-6: Forma de aplicar los recargos.....	61
Figura 4-7: Esquema relacional teórico para líneas de transmisión	63
Figura 4-8: Esquema relacional para subestaciones	66
Figura 4-9: Proceso de Cálculo de Refuerzos	70
Figura 4-10: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICPAT en sistemas inmersos.....	73
Figura 4-11: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICSE en sistemas inmersos.....	73
Figura 4-12: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICSE en sistemas compartidos	74
Figura 4-13: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICPAT en sistemas compartidos	75
Figura 4-14: Proceso para determinar el valor económico de un tramo de línea	76
Figura 4-15: Proceso para determinar el valor económico de un tramo de transformador..	76
Figura 5-1: Diagrama Unilineal Simplificado de las instalaciones	78
Figura 5-2: Mapa geográfico SIC6	79
Figura 5-3: Ejemplo de un paño 1L-BKP	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Características generales de los sistemas de transmisión de Chile.....	25
Tabla 2-2: Listado Sistemas de Subtransmisión.....	26
Tabla 2-3: Componentes que conforman el costo de instalación	29
Tabla 2-4: Vidas Útiles	36
Tabla 3-1: Descripción Estructuras	44
Tabla 3-2: Descripción de conductores	46
Tabla 3-3: Descripción de Aisladores.....	48
Tabla 3-4: Descripción de Amortiguadores.....	49
Tabla 3-5: Descripción de Transformadores.....	52
Tabla 3-6: Descripción de Desconectores	52
Tabla 3-7: Descripción de Interruptores	53
Tabla 3-8: Descripción de Equipos de Compensación Reactiva.....	53
Tabla 4-1: Parámetros de descripción de una línea de transmisión.....	57
Tabla 4-2: Categorización de los nodos	61
Tabla 4-3: Categorización Vanos.....	62
Tabla 4-4: Caracterización de subestaciones.....	64
Tabla 4-5: Caracterización paños	65
Tabla 4-6: Salida de valorización componentes de un nodo	67
Tabla 4-7: Salida valorización de los tramos.....	68
Tabla 5-1: Simbología Tensiones	81
Tabla 5-2: VI S/E Los Lagos y Valdivia	84
Tabla 5-3: VI Línea 66 kV Valdivia – Los Lagos.....	85
Tabla 5-4: Características de los conductores	85
Tabla 5-5: Cálculo de flecha para ambos conductores	86
Tabla 5-6: Resultados cambio de conductor en la línea	86
Tabla 5-7: Prorrata Instalaciones comunes de patio S/E Los Lagos	87
Tabla 5-8: Prorrata Instalaciones Comunes de Subestación por VI S/E Los Lagos	87
Tabla 5-9: Valor Prorratedo de los paños de la S/E Los Lagos.....	87
Tabla 5-10: Resultados Valor de Inversión final para los paños de la línea.....	88
Tabla 5-11: Valor final de la línea para determinar el VI del valor económico del tramo ..	88

ABREVIACIONES

aVI	Anualidad del Valor de Inversión
CDEC	Centro de Despacho de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
COMA	Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
ICSE	Instalaciones Comunes de Subestación
ICPAT	Instalaciones Comunes de Patio
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SSEE	Subestación
VASTx	Valor Anual del Sistema de Subtransmisión
VI	Valor de Inversión
VP	Valor Presente

1 INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

Debido a los altos costos de infraestructura que poseen los sistemas eléctricos de potencia, se hace necesario determinar los valores de inversión con niveles de precisión adecuados que permitan su revisión y actualización en forma expedita. Por las características del rubro, se forman monopolios naturales, los cuales se ven tanto en distribución como en transmisión de energía eléctrica. Es en esta última, donde se centrará la presente memoria.

La transmisión, de acuerdo a la regulación chilena, se divide en tres etapas: la Troncal que corresponde a la base del sistema cuyas instalaciones permiten alimentar el total de la demanda del sector eléctrico respectivo; la de Sub-Transmisión que corresponde a las derivaciones del sistema Troncal que alimenta a consumos secundarios y la adicional que permite alimentar consumos específicos o conectar centrales generadoras con los sistemas de transmisión troncal o de subtransmisión.

Para los sistemas de transmisión, con el objeto cumplir con la regulación vigente, es necesario periódicamente determinar los valores de inversión y sus costos de operación, mantenimiento y administración.

La presente memoria busca obtener una metodología clara que permita obtener los valores de inversión de un sistema de subtransmisión.

La problemática que origina este trabajo, yace en el reciente estudio de subtransmisión para el cuatrienio 2011 – 2014. Este estudio fue recientemente realizado por GTD Ingenieros Consultores, lugar de desarrollo del presente trabajo de título, razón por la cual se dispone una de gran cantidad de información para formalizar una metodología adecuada con miras al próximo estudio de subtransmisión.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 *OBJETIVO GENERAL*

- Definir una metodología de cálculo para obtener el valor final del VI para sistemas de Subtransmisión.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Se fijan los siguientes objetivos específicos para determinar el cálculo del VI de un sistema de subtransmisión:

- Realizar un estudio de la regulación vigente.
- Describir los principios económicos que rigen un sistema de transmisión.
- Describir los componentes básicos a valorizar tanto para estas líneas como para subestaciones.
- Describir el procedimiento base para valorizar tanto líneas de transmisión como subestaciones, de acuerdo a sus componentes fundamentales.
- Desarrollar conceptualmente el software de cálculo de valor de inversión para las redes.
- Valorizar, a modo de ejemplo, una subestación y una línea de transmisión, y comprobar los resultados con el estudio de subtransmisión 2011 – 2014 realizado para la CNE.

1.3 ALCANCES

En el trabajo de título presente se elabora una metodología para determinar los valores de inversión y la anualidad de éste (aVI) a través de bases de datos implementadas en Microsoft Access.

Los precios que se utilizan son los determinados en el estudio de subtransmisión reciente, razón por la cual la memoria no tiene dentro de sus alcances el realizar un estudio de precios de los elementos que componen tanto las líneas como las subestaciones.

El cálculo del valor de inversión, estima dentro del estudio el análisis de los recargos para cada uno de los ítems. Sin embargo, en el actual trabajo de título no se contempla el estudio de recargos, debido a que el análisis de éstos no considera una componente eléctrica considerable, ya que son principalmente cargos por transporte, bodegaje, etc. Por lo cual para determinar el costo de instalación de cada uno de los componentes que se valorizarán,

se utilizarán los recargos obtenidos en el presente estudio de subtransmisión del cuadrinio 2011 – 2014.

El presente trabajo de título sólo contempla el cálculo de los valores de inversión, por lo tanto el COMA no se considera como cálculo. Sin embargo, se deja un espacio dentro de las tablas para incorporar el COMA de las instalaciones y de esta manera determinar el VASTx.

Los componentes a valorizar se toman a partir de las bases de datos que se encuentran tanto en GTD Ingenieros Consultores, como de los resultados públicos del estudio disponibles en la CNE.

1.4 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

Esta memoria se compone de 6 capítulos, dentro de los cuales se encuentra el actual que corresponde a la introducción.

En el capítulo 2, denominado Marco Reglamentario y desarrollo de los Sistemas de Subtransmisión, se realiza una introducción del mercado de la transmisión eléctrica, determinando cómo se comporta en éste y las razones que la convierten en un monopolio natural. Luego se hace una revisión de la normativa chilena para los sistemas de transmisión, la que especialmente se enfoca en la regulación establecida para el sector de Subtransmisión en Chile y el estudio para determinar el VASTx.

En el capítulo 3, llamado Elementos que componen un Sistema de Transmisión, se realiza una revisión de los principales componentes que son encontrados dentro del sistema de transmisión, para que el lector posteriormente tenga un conocimiento de lo que se está valorizando. Además se determinan las características principales de cada elemento y así poder llevar a cabo la categorización.

En el capítulo 4, denominado Metodología de Cálculo de Valores de Inversión, se desarrolla la metodología propuesta y la base teórica del modelo que se implementa en Microsoft Access. Se desarrolla principalmente a través de diagramas de bloques para lograr una mayor comprensión. Además se estipulan funcionalidades adicionales al modelo útiles para la tarificación del sistema.

En el capítulo 5, nombrado Implementación del Modelo y Resultados, se desarrolla la valorización de la línea 66 kV Valdivia – Los Lagos y de las subestaciones extremos Los Lagos y Valdivia. Se muestran los resultados tanto de la valorización como de las funcionalidades adicionales que se implementaron en el modelo. Además se hace una breve revisión de las características generales de la línea y las subestaciones.

En el capítulo 6, denominado Conclusiones se detallan las principales deducciones que se obtuvieron en la presente memoria; además se proponen trabajos futuros que complementen la actual memoria y que sean de utilidad para desarrollar mejores modelos para implementarlos en los estudios para determinar el VASTx.

2 MARCO REGLAMENTARIO Y DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

En este capítulo se realizará una revisión bibliográfica de las principales características del negocio y la operación de la transmisión de energía eléctrica. Se establecerá el marco reglamentario del sector denominado subtransmisión en Chile, denotando las principales características del estudio de tarificación que se realiza cada cuatro años para establecer el valor anual de inversión de los sistemas de subtransmisión (VASTx).

2.1 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

El análisis del sector eléctrico puede dividirse en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Estos segmentos tienen claras diferencias en la forma de operar dentro del sistema, tanto técnica como económicamente. En esta sección nos referiremos a las características económicas y las características de la transmisión eléctrica como un agente del mercado eléctrico.

El sector de generación tiene un carácter de participación libre, estimulando la competencia entre los participantes del segmento a través de distintas alternativas de generación y diferenciación en precios.

La transmisión y la distribución presentan economías de escala formando monopolios naturales, razón por la cual deben estar reguladas para evitar que las empresas ejerzan poder de mercado.

2.1.1 ECONOMÍAS DE ESCALA

Las economías de escala se presentan cuando los costos medios a largo plazo son decrecientes al aumentar el nivel de producción. Esto, a nivel de transmisión eléctrica se presenta de manera que el costo medio de transmitir un kW adicional disminuye al aumentar la capacidad de la línea.

Este efecto se explica a través de varios factores que están presentes en la transmisión, los principales se describen a continuación [1].

2.1.1.1 Indivisibilidades

Para ejemplificar las indivisibilidades en un sistema de transmisión, se pondrán como ejemplo los conductores. Los conductores determinan en gran parte la capacidad de transporte del sistema – medida en MW – la cual varía de acuerdo al material, número y sección de éstos. Mientras mayor sea la sección de un conductor, mayor será la capacidad de transmisión para una tensión de operación determinada.

Ésto implica que la elección del tipo de conductor que se adoptará en el diseño del sistema, tenga un alto nivel de importancia. Además se debe considerar que los conductores tienen calibres estándar por lo cual al momento de diseñar el sistema siempre se debe escoger el más pequeño, que pueda soportar la capacidad de transmisión requerida. Al realizar esta acción se establecerá una holgura de capacidad en el sistema.

Dependiendo de la proyección esperada de la demanda del sistema éste puede ser candidato a expansiones por lo cual en la evaluación del proyecto es necesario determinar si conviene sobredimensionar el conductor desde un inicio o aumentar la capacidad paulatinamente reemplazando o adicionando conductores. Este es un aspecto relevante para establecer que la transmisión es una economía de escala, ya que en general los costos de montaje no varían al aumentar el calibre del conductor a instalar, y el precio del conductor refleja la existencia de costos fijos en su manufactura, por lo cual la mejor alternativa sea posiblemente sobredimensionar cuando se diseña la línea.

Al igual como se puede realizar el cambio del conductor, para aumentar la capacidad de transmisión del sistema el número de circuitos que se pretenda montar sobre una estructura también es fundamental, ya que, por ejemplo, el instalar un segundo circuito permite doblar la capacidad de transmisión, incurriendo en un costo bastante inferior al doble del costo inicial, ya que no se construyen nuevas estructuras ni se debe pagar por la franja de servidumbre adicional. Ésto lleva a que muchas veces en el proyecto se valoricen estructuras con capacidad de instalar un doble circuito, cuando el requerimiento actual es uno solo.

Ambas situaciones generan que al momento de entrar en operación la línea, exista una holgura de capacidad relevante la que permitirá absorber aumentos en la cantidad transportada sin incurrir en aumentos de costos relevantes. Ello permite que los costos

medios de un sistema de transmisión sean decrecientes cuando la cantidad transportada aumenta a capacidad constante.

El mismo caso analizado para los conductores, también puede ser extrapolado a los costos de los transformadores de poder.

2.1.1.2 Relación voltaje-capacidad de la línea

El nivel de tensión en la línea constituye una decisión clave al momento de diseñar y dimensionar las obras del sistema de transmisión.

La capacidad de transmisión de la línea es función del cuadrado del voltaje, por lo que el uso de un nivel de voltaje mayor permite incrementar la capacidad de transmisión de la línea. Por ejemplo al utilizar 500 kV en vez de 220 kV utilizando el mismo tipo de conductor, se aumenta la capacidad de transmisión casi cinco veces. Si bien en el caso de niveles de tensión más altos los equipos a considerar poseen un mayor valor de inversión, el costo asociado es mucho menor respecto a la ganancia que genera el aumentar la capacidad de transmisión de la línea.

2.1.1.3 Factores fijos que permanecen con aumentos de capacidad

Tanto la infraestructura de las torres como los derechos de uso de suelo, se mantienen como costo cuasi fijo durante todo el período de evaluación de la línea. Por lo que siempre se debe evaluar un cambio de conductor o implementar un nuevo circuito previo a la instalación de una nueva línea de transmisión.

Los factores anteriores dan una visión de por qué se constituyen economías de escala en el sector de transmisión eléctrica.

Debido a la presencia de estas economías no es posible sustentar el sistema a través del costo por costos marginales, por lo que es necesario establecer medios adicionales que generen ingresos para los operadores del sector.

Para comprender la tarificación primero se analizarán las características que hacen de la transmisión un negocio particular.

2.1.2 EL NEGOCIO DE LA TRANSMISIÓN

La transmisión posee características especiales en el sector que la convierten en un negocio particular de acuerdo a [2]:

- El negocio de la transmisión existe sólo porque los centros de generación y los consumos están a grandes distancias. Las oportunidades para el mercado de la transmisión aumentan a medida que existe una mayor distancia entre productores y consumidores. Si es que existieran medios de generación locales que sean eficientes tanto a nivel de tecnología como de inversión probablemente el negocio de la transmisión desaparecería.
- Es un monopolio natural y como tal debe ser regulado en función de obtener una combinación económica óptima tanto en calidad de servicio como en precio.
- Se requiere de fuertes inversiones de capital, debido a que realizar la transmisión de forma segura y eficiente requiere equipos de alto costo. Por lo cual realizar correctas decisiones a nivel de inversión es una parte fundamental del manejo de una empresa de transmisión.
- Los activos tienen una larga vida útil, generalmente entre 20 a 40 años, por lo cual realizar una planificación adecuada resulta fundamental. Se deben tener en consideración todos los escenarios posibles, tanto a nivel de generación como de consumos para realizar inversiones correctas, que no queden obsoletas en el tiempo.
- Las inversiones son irreversibles, ya que una vez que se construyó una línea no se puede desmontar y volverla a construir en un lugar donde pueda ser más rentable sin incurrir en el proceso en un alto costo. Por esto se dice que la inversión en un sistema de transmisión representa un costo hundido. Cuando las líneas son mal planificadas y se utilizan menos de lo pronosticado se denomina una inversión varada.
- Presentan economías de escala. Los costos aumentan a medida que aumenta el largo de la línea, debido a que se debe comprar el derecho de terreno, adaptar el suelo, levantar una mayor cantidad de torres, etc. Este costo es significativo y es independiente de la potencia que puede transportar la línea. Por lo que debido a estos costos fijos, el costo medio de transmisión decrece con la cantidad de energía transportada.

Debido a las características anteriores se debe tener una regulación clara que tenga como objetivo incentivar el desarrollo de la industria eléctrica y permitir su operación eficiente y óptima desde el punto de vista económico.

En [3] se mencionan algunos requerimientos necesarios para la regulación de la transmisión:

- La regulación debe garantizar que la industria de la transmisión eléctrica sea viable en términos económicos.

- El sistema de precios debe promover la eficiencia económica del sistema eléctrico tanto en el corto como en el largo plazo.
- Debe propiciar que las inversiones en nuevas instalaciones de transmisión se realicen en forma óptima desde el punto de vista económico.
- La regulación debe incentivar la máxima eficiencia en la operación y el mantenimiento de las instalaciones de transmisión existentes.
- También debe promover que la disponibilidad del servicio de transporte sea la adecuada.
- La regulación debe generar el sistema adecuado que compense el ingreso insuficiente proveniente de tarificación a costo marginal.
- Por último, debe existir consistencia entre la regulación para las instalaciones existentes, respecto de la regulación para futuras instalaciones de un sistema de transmisión.

Estos requisitos se consideran fundamentales para el funcionamiento de la industria eléctrica en general y para la transmisión en particular, cuyos distintos participantes deben servirse del sistema de transmisión para poder interactuar entre ellos.

2.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión están formados por instalaciones que permiten transportar energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios, operando en los niveles de más alta tensión. La operación en Chile se realiza bajo el estándar europeo de 50 Hz de frecuencia nominal.

Los sistemas de transmisión han ido creciendo en importancia y en tensión, a medida que se requiere transmitir mayor cantidad de energía a mayor distancia. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión nacional cubren el rango comprendido entre tensiones mayores a 23 kV y 500 kV [4]. Los sistemas con tensiones inferiores a las especificadas son considerados parte del sector correspondiente a distribución.

De acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en su modificación a través de la ley corta I (Publicada en el DFL N°4 con fecha 05 de Febrero de 2007), se define el sistema de transmisión, en el artículo 73°:

“Sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico. En cada sistema de

transmisión se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de Subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”. [5]

Un esquema del sistema de transmisión en el caso chileno se puede ver en la Figura 2-1

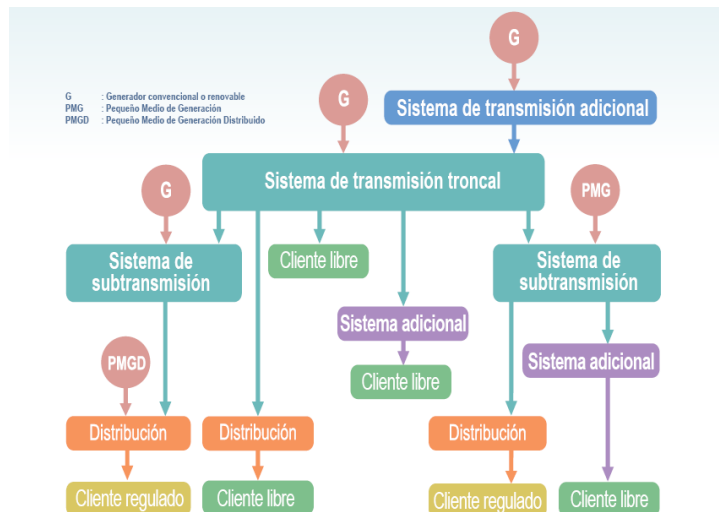


Figura 2-1: Diagrama Sistema de Transmisión Chileno [4 - pág. 36]

2.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

El sistema de transmisión troncal está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características [5]:

- La tensión nominal de la línea de transmisión debe ser mayor o igual a 220 kV.
- Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales.
- Que las líneas posean tramos con flujos bidireccionales relevantes.

2.2.2 SUB-TRANSMISIÓN

Cada sistema de Subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de Subtransmisión deberán cumplir con las siguientes características:

- No calificar como instalaciones troncales.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

En general, los sistemas de Subtransmisión operan en tensiones superiores a los 23 kV e inferiores a 220 kV.

Los tramos de las zonas de Subtransmisión se decretan cada cuatro años por el Ministerio de Economía, en la cual se definen las barras, líneas y subestaciones pertenecientes a cada uno de los tramos.

Se entenderá por usuario o cliente de un sistema de subtransmisión, a las centrales generadoras que inyecten directamente su producción en él, así como a las empresas que efectúen retiros de energía o potencia desde el sistema eléctrico mediante el tránsito de energía o potencia a través de dicho sistema, haciendo uso de las instalaciones de subtransmisión. [6]

Las líneas y subestaciones calificadas como de subtransmisión se señalan en el decreto supremo N°121 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción con fecha 20 de Enero de 2010.

2.2.3 ADICIONAL

Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo principal objetivo es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de Subtransmisión. [5]

De esta forma podemos ejemplificar cada uno de los sectores a través del esquema que se muestra en la Figura 2-2

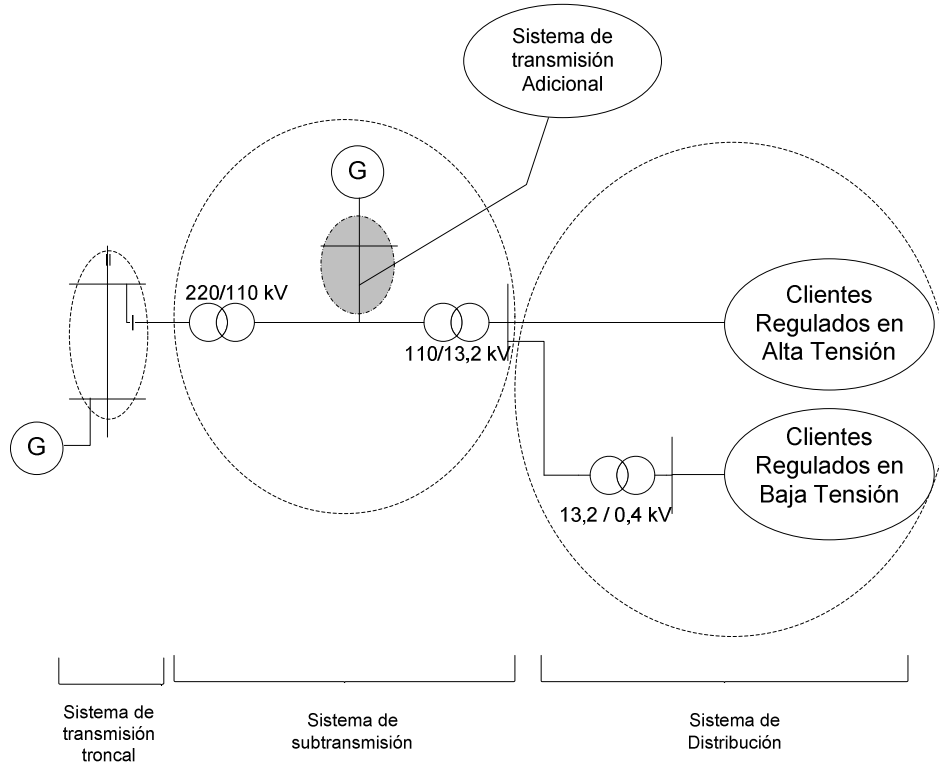


Figura 2-2: División de los sistemas de transmisión en Chile

2.2.4 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CHILE

En Chile a través de la historia se han conformado cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio chileno: el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Arica - Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente al 24,5% del territorio continental. [7]

El Sistema Interconectado Central, opera desde la rada de Paposó por el norte (Segunda región), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Décima región). Este Sistema es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio chileno, cuenta con

una potencia instalada, que alcanza a los 11.404,1 MW, y una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,24% de la población.[8]



Figura 2-3: A la izquierda el SING, a la derecha el SIC

Los sistemas eléctricos de Aysén y Magallanes son sistemas medianos, los cuales abastecen de energía a las regiones XI y XII. Estos sistemas eléctricos, debido a los niveles de tensiones en los que operan, son considerados como sistemas de distribución, por lo que sus líneas no son consideradas ni como troncales ni de subtransmisión.

Las características generales de cada uno de los sistemas se observa en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Características generales de los sistemas de transmisión de Chile

Sistema Interconectado del Norte Grande		
Potencia Instalada	3.698,70	[MW]
Generación Anual	14.905,30	[GWh]
Demanda Máxima	1.907,00	[MW]
Cobertura Regiones	I,II y XV	
Población	6,21	[%]
Sistema Interconectado Central		
Potencia Instalada	11.404,10	[MW]
Generación Anual	41.790,20	[GWh]
Demanda Máxima	6.139,10	[MW]
Cobertura Regiones	II a X, RM y XIV	
Población	92,24	[%]
Sistema Eléctrico de Magallanes		
Potencia Instalada	98,8	[MW]
Generación Anual	256	[GWh]
Demanda Máxima	47,6	[MW]
Cobertura Regiones	XII	
Población	0,93	[%]
Sistema Eléctrico de Aysén		
Potencia Instalada	40,2	[MW]
Generación Anual	119,9	[GWh]
Demanda Máxima	19,7	[MW]
Cobertura Regiones	XI	
Población	0,61	[%]

En los dos sistemas más grandes de transmisión del país, se establecen instalaciones que son calificadas como de subtransmisión. En la Tabla 2-2, se enlistan los sistemas de subtransmisión del país.

Tabla 2-2: Listado Sistemas de Subtransmisión

Sistema	Zona Geográfica	Región
SING	Arica – Antofagasta	I, II y XV
SIC1	Diego de Almagro – Quillota	III, IV y norte de la V
SIC2	Quillota – Batico	V
SIC3	Región Metropolitana	RM
SIC4	Paine – Charrúa	VI y VII
SIC5	Charrúa – Temuco	VIII
SIC6	Temuco – Quellón	IX y X

2.3 MARCO REGULATORIO PAGO SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

Al entrar en vigencia la ley corta I la cual modifica a la LGSE de 1982, se incorporó la regulación de los sistemas de transporte de energía eléctrica.

En la ley se incorporó la tarificación del sector transmisión en todas sus divisiones. Debido a que el alcance del presente trabajo se enmarcó sólo dentro de los sistemas de subtransmisión se establecerá el marco regulatorio específicamente para este segmento. Para una mayor información respecto a la tarificación del sistema de transmisión troncal o sistemas adicionales se puede consultar el título III de la LGSE.

Los artículos correspondientes al marco regulatorio del pago de los sistemas de subtransmisión son: 108°, 109° y 110°.

A continuación se presentan los segmentos más relevantes de los artículos para efectos del presente estudio [5]:

Artículo 108°.- “El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez

años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VI de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento señalada en el artículo 165º de esta ley.”

Artículo 109º.- “En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 75º, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes de subtransmisión”, que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

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

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 110º. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 108º para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas...”

Artículo 110º.- Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes...”

El pago del sistema de subtransmisión se realiza por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente su producción en él, así como las empresas que efectúen retiros de energía o potencia desde el sistema eléctrico haciendo uso de las instalaciones de subtransmisión.

2.3.1 VALOR ANUAL DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

En el artículo 108º se definió la base para determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, en adelante VASTx.

Las componentes del VASTx de cada sistema se establecerán conforme al valor actualizado de los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento y administración para el horizonte de tarificación. Asimismo, para cada Sistema se deberán establecer factores de expansión de pérdidas medias de energía y potencia. Estos valores se establecerán para un sistema de subtransmisión adaptado a la demanda proyectada de energía y potencia que enfrenta el sistema estudiado en el horizonte de planificación.

Tanto la anualidad del valor de inversión (aVI) como los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) forman parte del VASTx a una tasa de descuento del 10% (r), en el horizonte de tarificación del estudio, correspondiente a 10 años (H). Éste se calcula con la fórmula (2.1):

$$VASTx = \sum_{i=1}^H \frac{(aVI_i + COMA_i)}{(1+r)^i} \quad (2.1)$$

A continuación se describe como se determinan tanto el aVI como el COMA.

2.3.1.1 Costos anuales de inversion

Los costos anuales de inversión se determinarán como la suma de las anualidades de inversión de cada instalación y componentes que conforman el valor de inversión (VI) del sistema adaptado, para cada año del horizonte de planificación.

El VI del sistema adaptado es la suma de los costos de adquisición e instalación eficiente de sus componentes y equipos, de acuerdo con valores de mercado, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Para determinarlo se utilizará una tasa de descuento del 10% de acuerdo a lo estipulado en LGSE artículo 165°, y las respectivas vidas útiles.

2.3.1.1.1 Valor de Inversión

Como se estipula en las bases el valor de inversión se conforma de las componentes de instalación, estas se valorizarán de acuerdo a su costo puesto y habilitado en terreno, sumado a los costos de las tareas propias en que se debe incurrir para la habilitación del proyecto completo.

Para determinar el costo total se separa el cálculo en los ítems presentados en Tabla 2-3:

Tabla 2-3: Componentes que conforman el costo de instalación

Ítem	Glosa
Costos unitarios de equipos y materiales.	Cu
Otros materiales	OM
Recargo por flete a bodega	FB
Recargo por bodegaje	B
Recargo por flete a obra	FO
Montaje	MO
Recargo por ingeniería	Ing.
Recargo por gastos generales	Gg.
Derechos relacionados con el uso de suelo	T
Intereses intercalarios	Int

Bienes intangibles	BI
Capital de explotación	CE

A partir de la determinación de los ítems anteriores, en adelante “Recargos”, se obtiene el costo total de instalación. Para calcularlo se utiliza la fórmula (2.2) estipulada en las bases técnicas:

$$CI = \{[(Cu + OM) \cdot (1 + FB + B + FO) + MO] \cdot (1 + Ing. + Gg) + T\} \cdot (1 + Int.) + BI + CE \quad (2.2)$$

Los costos unitarios, otros materiales, montaje y servidumbres representan un valor determinado por lo cual no se consideran específicamente como recargos, éstos se pueden determinar a través de estudios de precios y datos históricos.

Cada uno de estos componentes se describe a continuación.

Costos unitarios (Cu)

Corresponde al precio por unidad de cada componente que se encuentra en el inventario el sistema, se determina a través de la obtención de cotizaciones actualizadas o desde bases de datos que contienen información de precios de materiales y equipos, corregidos por índices de precio que apliquen al estudio a realizar.

Otros materiales (OM)

Corresponde a todos aquellos materiales menores que no se encuentran identificados en los inventarios de las Empresas, entre los cuales se pueden tener ferretería, herrajes, coplas, grampas, pernos, elementos de sujeción, entre otros.

Montaje (MO)

El costo de montaje estará compuesto por:

- Costos de montaje, ya sean de contratistas o personal propio;
- Costos de inspector técnico de obras (ITO);
- Costos de supervisión;
- Costo de obras civiles, en el caso de tratarse de instalaciones subterráneas u otras subestaciones; y
- Otros costos de montaje debidamente justificados y respaldados.

En caso que los contratistas encargados del montaje retiren directamente de la bodega de la Empresa los materiales y equipos a ser instalados, se deberá descontar del costo de montaje una estimación del flete a obra.

Se deberán determinar costos unitarios de montaje por unidad de horas-persona, diferenciados para instalaciones aéreas y subterráneas. Dicho costo unitario será determinado como el cociente entre el costo de montaje compuesto por los costos listados anteriormente y el total de horas-persona (hh) usadas en la construcción de obras de subtransmisión durante el mismo período de tiempo, de acuerdo con las normas utilizadas por las Empresas.

Las características generales de las servidumbres se establecerán en la siguiente sección.

A continuación se especifica cada uno de los recargos que se aplican por conceptos de fletes, bodegaje, costos de ingeniería y costos asociados al tiempo de construcción del proyecto en el caso de los intereses intercalarios.

Recargo por flete a bodega (FB)

El recargo por flete a bodega será el cociente entre los costos eficientes de flete a bodega y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de subtransmisión, durante el mismo periodo de tiempo.

Básicamente consiste en determinar los pesos y volúmenes de cada uno de los elementos a transportar, considerando los valores unitarios de los fletes y las distancias reales a recorrer por estos. En general se consideran las distancias desde el lugar en que se obtiene el producto hasta la bodega o la faena dependiendo del caso que se esté analizando.

Recargo por bodegaje (B)

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de adquisición, almacenamiento y transferencia de equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de subtransmisión, considerando:

- Arriendo de bodegas de propiedad de terceros;
- Adquisición de materiales y equipos (personal y otros costos);
- Personal de bodega;
- Transferencia de materiales y equipos entre bodegas de la misma empresa;

- Costos financieros asociados a la permanencia de los equipos y materiales en bodega.

El recargo por bodegaje será el cociente entre los costos eficientes de bodega y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de subtransmisión, durante el mismo periodo de tiempo considerado.

Para el cálculo se debe determinar el volumen de la bodega, su posición geográfica (base para poder determinar los fletes) y el tiempo estimado de bodegaje de cada uno de los elementos a evaluar.

Recargo por flete a obra (FO)

Dentro de estos elementos deberán incluirse el costo de adquisición de los bienes muebles e inmuebles que se incrementan con flete, esto es:

- Equipos de bodega y maestranza;
- Equipos de laboratorio;
- Equipos de comunicaciones;
- Equipos de oficina;
- Equipos de computación; y
- Otros bienes muebles e inmuebles.

El recargo por flete a obra será el cociente entre los costos eficientes de flete a obra y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de subtransmisión, incluidos los listados, durante el mismo periodo de tiempo considerado. Se calcula de manera similar al flete a bodega.

Recargo por ingeniería (Ing)

Los costos de ingeniería estarán compuestos por los siguientes costos:

- Ingeniería de obras de subtransmisión contratada con terceros;
- Estudios y asesorías de proyectos de subtransmisión contratado con terceros;
- Personal propio asignado a ingeniería de obras de subtransmisión; y
- Otros costos de ingeniería debidamente justificados y respaldados.

El recargo por ingeniería se determinará como el cociente entre los costos de ingeniería determinado y el costo total de instalaciones de subtransmisión (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje) construídas durante el mismo período de tiempo considerado.

Recargo por gastos generales (Gg)

Los gastos generales en la construcción de obras de subtransmisión, estarán compuestos por los siguientes costos:

- Administración de obras contratada a terceros;
- Gastos de administración de obras distintos a los anteriores; y
- Otros costos asociados a gastos generales debidamente justificados y respaldados.

El recargo por gastos generales se determinará como el cociente entre los costos eficientes de gastos generales y el costo total de instalaciones de subtransmisión (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje) construidos durante el mismo período de tiempo considerado.

Intereses intercalarios

Entendidos como el costo financiero que se produce en el lapso en que la obra de subtransmisión se construye. Deberán determinarse a partir de tiempos de ejecución de obras y flujos de fondos eficientemente administrados, durante un período de tiempo.

Los intereses intercalarios se aplicarán sobre la totalidad de los costos de obras incluyendo costos de materiales y equipos, fletes, montaje, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres.

Para determinar los flujos de fondo destinados a la construcción de obras de subtransmisión, se considerarán los momentos efectivos de traspaso de fondos a las empresas contratistas para la construcción de obras de subtransmisión, los que deberán estar debidamente respaldados. Los flujos de fondos de costos de materiales deberán considerarse en el momento en que los materiales son retirados de bodega con destino a la faena de construcción.

El tiempo medio de ejecución de obras, se determinará a partir de una muestra representativa de proyectos, para ello deberá considerarse como inicio de la construcción el momento que los materiales y equipos salen de la bodega con destino a la faena.

Bienes intangibles (BI)

La valorización de bienes intangibles, deberá recoger los costos de contratación inicial de personal, gastos de puesta en marcha y estudios previos.

- Los costos de contratación inicial de personal no podrán ser superiores a dos meses de gastos en remuneraciones, sin considerar compensaciones o beneficios, en el año base.
- Los gastos de puesta en marcha estarán conformados por los costos de capacitación, operación y mantenimiento a lo largo de un período no superior a un mes.
- Los estudios previos consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para iniciar las actividades, así como los gastos notariales y similares asociados a la constitución de la sociedad.

Capital de explotación (CE)

El capital de explotación se determinará como dos doceavos ($2/12$) del costo adaptado anual de operación, mantención y administración de la inversión correspondiente, es decir corresponde a dos meses de operación de la empresa subtransmisora.

2.3.1.1.2 Servidumbres

Con la finalidad de posibilitar el establecimiento, así como cautelar la correcta operación y explotación de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, el legislador ha establecido un área o faja de terreno de ancho variable que en forma permanente y continua la rodea, y que se denomina “Franja de Servidumbre”.

Esta Franja de Servidumbre, constituye un área o faja en la cual se establecen una serie de restricciones para el propietario del predio sirviente a favor del constituyente de la servidumbre o de la empresa concesionaria de la línea de energía eléctrica.

Entre las limitaciones más importantes podemos destacar la prohibición de mantener o construir edificaciones dentro de la misma, y la plantación o desarrollo de especies arbóreas cuyo crecimiento exceda la altura definida por la autoridad conforme a las normas legales vigentes o la altura máxima pactada entre el constituyente o concesionario y el propietario en el contrato de constitución de servidumbres que directa y voluntariamente hayan acordado y suscrito. [9]

Las servidumbres se consideran en el cálculo del valor de inversión, como fue estipulado en los recargos establecidos en la sección anterior (Derechos de suelo).

Las servidumbres, de acuerdo al artículo 51° de la LGSE, se crean a favor del concesionario para las siguientes funciones:

- 1.- Para tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas;
- 2.- Para ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación;
- 3.- Para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.

Para efectos de los derechos relacionados con el uso de suelos y su inclusión en el VI respectivo, se considerará las siguientes alternativas según corresponda:

- a) Para aquellas instalaciones calificadas como de subtransmisión existentes a la fecha de publicación de la Ley N° 19.940, ésto es, al 13 de enero de 2004, se considerará como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres, el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleada por la Dirección de Peajes (DP) del respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002 indexado de acuerdo a la variación que hubiere experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) entre la fecha de dichos informes y la fecha del estudio.
- b) Para aquellas instalaciones calificadas como de subtransmisión, existentes a la fecha de publicación del Decreto a que se refiere el artículo 75° de la Ley, y que no hayan sido incorporadas en la valorización realizada por la DP respectiva conforme al literal anterior, se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que hubiere experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) entre la fecha efectiva del pago y la fecha del estudio.
- c) Para aquellas instalaciones que encontrándose en construcción en alguno de los Sistemas de Subtransmisión, se proyecta su entrada en operación en el horizonte de tarificación del estudio o puestas en servicio durante el año 2009, se considerará lo señalado en el literal anterior, previa calificación como de subtransmisión conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N°320 de 2008 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.
- d) Para aquellas instalaciones que resulten de la expansión del Sistema de Subtransmisión adaptado que recomiende el Estudio, se deberá estimar el valor de los derechos relacionados con el uso de suelos, en base a estudios de mercado y/o encuestas representativas del tipo y características del terreno, en el cual se emplaza la instalación respectiva.

2.3.1.1.3 Vidas Útiles

Debido a que el cálculo del aVI se realiza en un horizonte de tarificación determinado se hace necesario establecer con claridad la vida útil de cada uno de los elementos que componen el sistema.

En las bases técnicas del estudio se establecen las siguientes categorías dentro de las cuales se debe enmarcar a cada uno de los componentes del sistema, esta se aprecia en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4: Vidas Útiles

Tipo de Material	Glosa	Años
Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificación	(OCE)	40 años
Equipamiento electromagnético y electromecánico	(EEE)	30 años
Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación	(CSA)	20 años
Equipos de control y telecomando	(ECT)	10 años
Equipamiento computacional	(EQC)	5 años
Vehículos	(VEH)	10 años
Equipamiento de oficina no fungible	(ONF)	15 años
Equipamiento de operación y mantención no fungible	(MNF)	15 años

2.3.1.2 Costos de operación, mantención y administración

Los costos anuales de operación, mantención y administración se establecerán como los valores óptimos para desarrollar las labores respectivas en el Sistema de Subtransmisión adaptado a la demanda y se expresarán agrupados conforme la denominación COMA. Las actividades de operación, mantención y administración deberán ser desempeñadas por una única empresa de subtransmisión diseñada óptimamente para prestar el servicio de subtransmisión en el respectivo sistema, bajo condiciones similares a las existentes, cumpliendo con las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y demás normativa vigente aplicable a estos sistemas.

2.3.1.3 Pérdidas medias de subtransmisión

Se determina considerando los precios de inyección de energía y potencia ponderados por un factor de expansión de pérdidas (proyección de cuanta energía o potencia se perdió en el sistema) y la energía y potencia total retirada del sistema.

Para las pérdidas medias en el horizonte de tarificación se utilizan los factores de expansión de pérdidas medias de energía (FPe) y de potencia (FPp) del sistema, se calculan a través de las fórmulas (2.3) y (2.4) respectivamente.

$$FPe = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{E_i \cdot FPe_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (2.3)$$

$$FPp = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{P_i \cdot FPp_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{P_i}{(1+r)^i}} \quad (2.4)$$

Donde E_i es la Energía retirada del sistema de subtransmisión adaptado en el año i , expresada en MWh y P_i es la Potencia coincidente retirada en el Sistema de Subtransmisión Adaptado, en la hora de la demanda máxima en horas de punta de generación, en el año i , expresada en MW.

Los factores muestran la incidencia de las pérdidas en el año i sobre la energía retirada del sistema, de la misma forma se establece el factor para la potencia.

Para determinar el factor de pérdidas de expansión de energía en un año se determina la energía inyectada en un barra l por sobre la inyectada en una barra k del sistema, esto se hace sobre la suma de todas las barras de inyección y retiro del sistema de subtransmisión. De la misma forma se establece el factor de expansión de potencia en un año, los factores se calculan a través de las fórmulas (2.5) y (2.6) respectivamente.

$$FPe_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} E_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} E_{ik}} \quad (2.5)$$

$$FPp_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} kW_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} kW_{ik}} \quad (2.6)$$

Donde:

FPe_i : Factor de expansión de pérdidas de energía en año i del sistema adaptado ($FPe_i > 1$).

FP_{pi} : Factor de expansión de pérdidas de potencia en año i del sistema adaptado ($FP_{pi} > 1$).

M_i : Número de barras de inyección del sistema adaptado en el año i .

N_i : Número de barras de retiro del sistema adaptado en el año i .

E_{il} : Energía inyectada en la barra l del sistema adaptado en el año i .

E_{ik} : Energía retirada en la barra k del sistema adaptado en el año i .

kW_{il} : Potencia coincidente inyectada al sistema de subtransmisión adaptado en la hora de demanda máxima del sistema de generación, en el período de horas de punta de generación, en la barra l del sistema en el año i .

kW_{ik} : Potencia coincidente retirada desde el sistema de subtransmisión adaptado en la hora de demanda máxima del Sistema de generación, en el período de horas de punta de generación, en la barra k del sistema en el año i .

2.3.2 ADAPTACIÓN DEL SISTEMA

En las bases del estudio para la determinación del VASTx, se define al sistema adaptado como “aquel Sistema de Subtransmisión cuyos costos de inversión, operación, incluyendo pérdidas de energía y potencia, mantención, administración y falla resultan ser los mínimos para abastecer las demandas proyectadas de energía y potencia para un horizonte de diez años, y sujeto al cumplimiento de la normativa vigente y demás restricciones y consideraciones que se establecen en las presentes Bases...”

La función a minimizar, de acuerdo a lo estipulado en las Bases, para calcular el valor presente del sistema adaptado se presenta en la fórmula (2.7).

$$VP = \sum_{i=1}^H \frac{aVI_i + COMA}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^H \frac{CPérdidas}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^H \frac{CFalla}{(1+r)^i} \quad (2.7)$$

En la función se consideran la anualidad del valor de inversión y el costo de operación, mantención y administración ($aVI+COMA$), el costo de las pérdidas medias de subtransmisión ($CPérdidas$) y el costo de falla ($CFalla$) con un horizonte de tarificación de

10 años (H) y una tasa de descuento de un $r = 10\%$, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 165° de la LGSE.

La adaptación de los sistemas considera tres etapas fundamentales para su realización, éstas consisten en Análisis de Prescindencia; Optimización de las instalaciones existentes; y adaptación del sistema de transmisión al periodo de planificación. Este estudio se inicia a partir de instalaciones establecidas por Decreto Supremo y sus modificaciones, respetando su trazado, nivel de tensión y, según corresponda, su capacidad.

Análisis de Prescindencia: se entiende por instalación prescindible aquella cuya eliminación no produce alteraciones significativas ni en la suficiencia ni en la seguridad de abastecimiento de la demanda actual, manteniéndose el suministro de esta demanda en cumplimiento con el estándar exigido en la normativa de seguridad y calidad de servicio en vigencia. Este análisis lleva a la eliminación de las líneas prescindibles para el sistema.

Optimización de las instalaciones: consiste en determinar y optimizar las instalaciones en las que, bajo el nivel de utilización en el horizonte de estudio no justifica el actual nivel de inversiones. En la optimización se considera como punto de partida la red resultante del análisis de prescindencia. En la optimización se transforman las capacidades de las instalaciones, conservando su trazado y nivel de tensión.

Adaptación del sistema: se identifican las instalaciones óptimas requeridas para satisfacer la demanda proyectada y las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Como resultados se tienen aVI+COMA de los elementos que componen las instalaciones óptimas del sistema y con esto se establecen las nuevas inversiones para garantizar la expansión del sistema.

2.3.3 INSTALACIONES COMPARTIDAS

Se entenderá por subestaciones compartidas a las subestaciones que posean dos o más elementos calificados como de subtransmisión asignados en distintos Sistemas de Subtransmisión.

De acuerdo a las bases en el estudio se deben considerar los siguientes puntos para valorizar estas instalaciones compartidas, en los subsistemas que las posean:

- Compartir información y la definición conjunta relativa a la previsión de demanda involucrada en las instalaciones compartidas;

- Compartir información relativa a criterios de dimensionamiento y adaptación para dichas instalaciones;
- Establecer criterios e información comunes relativos a la valoración de las instalaciones; y
- Prorratear el aVI+COMA para las instalaciones compartidas y adaptadas.

Existen casos de subestaciones en las cuales se pueden encontrar no tan solo instalaciones de subtransmisión, si no también troncales o adicionales, para estos casos se definen procedimientos de manera de prorratear correctamente estas instalaciones. Un procedimiento utilizado es el de tránsito de energía.

3 ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En el presente capítulo se analizarán las distintas componentes que forman un sistema de transmisión. Se comienza por una revisión del diseño de las líneas de transmisión, para posteriormente presentar el detalle de cada uno de los elementos básicos que conforman el sistema y que por lo tanto pueden ser incluidos en el proceso de valorización, tanto para líneas como para subestaciones.

3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión se construyen para poder realizar el transporte de energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo.

En el caso de las líneas de subtransmisión, éstas se forman desde los puntos de interconexión con el sistema troncal, hasta las barras de distribución o de clientes libres que realicen los retiros pertinentes, en las cuales se cumplan las condiciones estipuladas en la LGSE.

3.1.1 DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Como se ha descrito previamente, el principal factor al momento de tomar decisiones a nivel de diseño y planificación de una línea es la capacidad de transmisión que la línea debe poseer.

La capacidad de transmisión varía de acuerdo a las características de diseño que se impongan, por ejemplo: nivel de tensión, cantidad de circuitos, número de conductores por fase, etc.

Todos los elementos constructivos de una línea deben ser elegidos, conformados, y construídos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas normalmente esperadas, los niveles de tensión y de corriente en régimen permanente, y al nivel de cortocircuito esperable.

Dependiendo de las características de la línea ésta deberá tener distintas estructuras para soportar el peso de los conductores, aisladores, amortiguadores, etc. Por lo cual el diseño inicial de la línea establecerá en gran medida el valor de inversión requerido para la construcción de ésta.

El diseño debe comprender tanto los requerimientos técnicos como geográficos de la línea, por lo cual es importante conocer la topología con la cual esta pretende ser construida. Las dos configuraciones básicas son: radial y enmallada.

3.1.1.1 Sistema Radial

Los sistemas radiales se caracterizan por que el flujo de potencia nace de un solo nudo. Este nudo principal se reconoce como el alimentador del resto de la red. Un sistema radial se puede apreciar en la Figura 3-1.

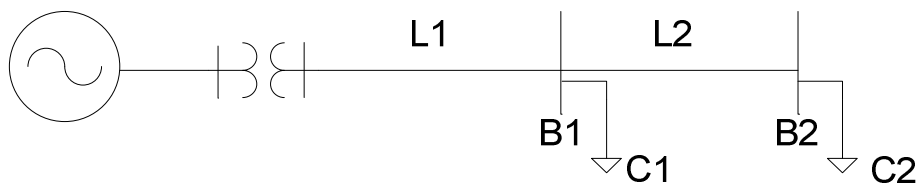


Figura 3-1: Sistema Radial

En el sistema anterior en el caso de producirse una desconexión de la línea L1 los consumos 1 y 2 perderán el suministro proveniente del sistema principal, sólo podrán ser suministrados por eventuales generaciones que pudieran estar conectadas en las barras B1 o B2.

Un ejemplo real de un sistema radial se puede observar en el SIC6 en la conexión eléctrica que se realiza entre la Isla Grande de Chiloé y el continente.

Cuando se está en presencia de un sistema radial las líneas que lo conforman son imprescindibles por definición, ya que la eliminación de una de estas líneas de inmediato genera la desconexión del resto del sistema, formando islas y en consecuencia el desabastecimiento energético de los consumos en el caso de no existir centrales aguas abajo que tengan la capacidad de suplir la demanda.

3.1.1.2 Sistema Enmallado

En este tipo de sistemas el flujo de potencia no proviene directamente desde un solo punto, por lo cual permite alimentar los consumos, aún en el caso de falla de una de las líneas del sistema, un ejemplo se puede observar en la Figura 3-2.

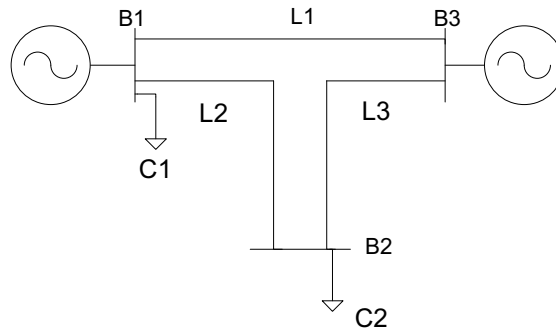


Figura 3-2: Sistema enmallado

Este tipo de sistemas es candidato a realizarle un análisis de prescindencia de las líneas L1, L2 y L3 en el caso en que ellas hayan sido definidas como líneas pertenecientes al sistema de subtransmisión.

3.1.2 ESTRUCTURAS

Las estructuras en conjunto con los conductores son los componentes principales de una línea de transmisión. La función de éstas es mantener a los conductores alejados entre sí y del suelo, de manera de evitar que se generen arcos eléctricos.

Los diferentes tipos de estructuras de soporte de las líneas se clasifican en tres tipos principales [10]:

- Suspensión: Son aquellas cuyo principal objeto es soportar los conductores de modo que mantengan su distancia al suelo. Generalmente deben resistir sólo esfuerzos moderados en la dirección de la línea. Se les emplea normalmente en alineaciones rectas.

- Anclaje: Son los destinados a establecer puntos fijos del conductor a lo largo de la línea para dividir ésta en sectores mecánicamente independientes. Se les emplea tanto en alineaciones rectas como en puntos de ángulo.
- Remate: se les emplea normalmente en los puntos de comienzo y término de la línea.

Además existen otro tipo de estructuras especiales que cumplen otras funciones como por ejemplo de transposición, de seccionalización, etc.

Dependiendo del tipo de terreno en que se disponga el diseño de la línea cabe la posibilidad de que se utilicen postes en vez de torres, los cuales disminuyen considerablemente el valor de inversión de la línea.

Para determinar las características de la estructura que se necesitan para realizar la valorización se utiliza el detalle presentado en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Descripción Estructuras

Parámetro	Descripción
Código	Código de la estructura
Tipo	Torre / Poste
Función	Anclaje / Remate / Suspensión
Material	Material de construcción de la estructura
Descripción General	Características de la estructura

3.1.3 CONDUCTORES

Los conductores son el eje central de toda línea de transmisión, en efecto toda la estructura, obras civiles y ferretería están diseñadas para soportarlos y permitir los niveles de transporte de energía bajo los cuales se diseñó la línea.

En la construcción de líneas aéreas se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos alrededor de un hilo central.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer las siguientes características:

- Presentar una baja resistencia eléctrica, lo que implica bajas pérdidas de energía.
- Presentar elevada resistencia mecánica, de manera de tener la capacidad de soportar esfuerzos permanentes o accidentales.
- Costo limitado.

Los metales que satisfacen las condiciones anteriores y por lo tanto utilizados como elementos conductores son: cobre, aluminio, aleación de aluminio y combinación de metales (aluminio-acero).

3.1.3.1 El cobre

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre, debido a que posee la conductividad eléctrica más alta después del platino, tiene una buena resistencia mecánica la que aumenta al aliarse con otros metales, no se oxida fácilmente y tiene una buena conductividad térmica.

Sin embargo, económicamente no es el conductor preferido actualmente en líneas extensas, debido a que posee un elevado costo respecto al aluminio¹ y su peso es mayor para una capacidad de transmisión determinada², razón por la cual se necesita un número mayor de estructuras para soportar las líneas de cobre, incurriendo en un mayor valor de inversión.

3.1.3.2 El aluminio

El aluminio es, después de del cobre, el metal industrial de mayor conductividad eléctrica. En este último tiempo se ha impuesto como conductor en líneas aéreas de alta tensión, esto ya que posee un precio sensiblemente menor al cobre (ver nota al pie), y por las ventajas del menor peso para igual capacidad de transporte.

Los conductores en base a aluminio utilizados en la construcción de líneas aéreas se presentan en las siguientes formas.

Conductores homogéneos de aluminio puro (AAC)

La presencia de impurezas en el metal reduce rápidamente la conductividad eléctrica de éste. Por lo tanto, para la fabricación de este tipo de conductores se utilizan metales con un porcentaje de impurezas no inferior al 99.7 % [11] condición que también asegura resistencia y protección de la corrosión.

La limitante de este tipo de conductor es que posee bajas características mecánicas, por lo que tiene el campo de aplicación fuertemente restringido. En vanos relativamente grandes

¹ Los promedios de precios mensuales en la bolsa de metales de Londres con fecha Octubre de 2010 son: Cobre = 376,137 (US\$/lb) ; Aluminio = 106,439 (US\$/lb)

² Al utilizar aluminio el peso se reduce aproximadamente un 48%.

se producirían flechas que obligarían a aumentar la altura de las estructuras, como también a fijar distancias considerables entre las fases originando que los cabezales de las estructuras sean de grandes dimensiones. Este tipo de conductor es principalmente utilizado para los vanos de subestaciones o en las líneas con vanos relativamente cortos.

Conductores homogéneos de aleación de aluminio (AAAC)

Este tipo de conductor presenta pequeñas cantidades de silicio y magnesio (0.5, 0.6 % aproximadamente) y gracias a una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos adquieren un carga de ruptura que duplica a la del aluminio puro, perdiendo solamente un 15% de conductividad respecto del metal puro.

Conductores mixtos de aluminio acero (ACSR)

Estos conductores se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambres de aluminio puro. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del cable.

Conductor de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR)

Estos conductores tienen características mecánicas superiores, por lo que se utilizan para vanos muy grandes o para zonas de montaña con importantes sobrecargas de hielo.

Para un mismo peso este tipo de conductor presenta mayor resistencia mecánica y una mayor ampacidad¹ que el ACSR.

El aumentar la resistencia mecánica de los cables implica que pueden soportar mayores esfuerzos con la consecuencia de tener grandes vanos lo que implica un ahorro en torres, aisladores, amortiguadores, etc.

Para determinar las características del conductor que se necesitan para realizar la valorización se utiliza el detalle presentado en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Descripción de conductores

Parámetro	Descripción
Código	Código del conductor
Montaje	Tipo de Montaje
Sección	Sección del conductor en mm ²
Peso	Peso del conductor en kg/km
Tensión a la Ruptura	Tensión a la ruptura en kg

¹ Ampacidad: Máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor eléctrico sin que éste sufra daños.

3.1.3.3 Cable de Guardia

El cable de guardia se utiliza para proteger a los cables conductores de las descargas atmosféricas a las que pueden estar sometidos. La descarga se libera a través de las mallas de tierra que se realizan en las fundaciones de cada torre. Generalmente se utiliza un solo cable de guardia, sin embargo para líneas de mayor importancia al utilizar dos cables de guardia, la posibilidad de que se produzca una descarga atmosférica sobre los conductores se disminuye a valores cercanos a cero. El cable de guardia también es utilizado para las comunicaciones a través de cables de fibra óptica los cuales pueden emitir señales de teleprotección o de control.

Por lo general el material de construcción es cable de acero. La especificación es la misma presentada en la Tabla 3-2.

3.1.4 FERRETERÍA

Todos los elementos que se utilizan para soportar el conductor sobre la estructura se denominan elementos de ferretería. Los más importantes corresponden a los aisladores y amortiguadores, ya que su elección depende de varios factores que influyen en el diseño de la línea (nivel de tensión, nivel de cortocircuito, condiciones ambientales, etc.).

Además existen elementos menores que son parte de la ferretería propia de un sistema de transmisión pero que debido a su baja incidencia en el diseño y costos de inversión de las líneas de transmisión no serán incluidos en el análisis, como es el caso de las balizas, pintura de las torres, señaléticas, etc.

3.1.4.1 Aisladores

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse las líneas al aire libre recorriendo largas distancias, se hace necesario considerar diversos factores para el correcto desempeño de la aislación. Entre estos factores se debe considerar los espaciamientos mínimos línea-estructura, línea-tierra y entre fases, también es un factor importante a considerar el grado de contaminación del entorno.

En general se distinguen tres tipos de aisladores de líneas: suspensión, de barra y “line post”.

Los aisladores de suspensión o disco, son los más empleados en las líneas de transmisión, se fabrican de vidrio o porcelana uniéndose varios elementos para conformar cadenas de aisladores de acuerdo al nivel de tensión de la línea y del grado de contaminación del entorno. Las cadenas están constituidas tanto por los aisladores como por los herrajes, entre estos se encuentran: anilla bola, barilla de protección del conductor, grapa de anclaje del conductor, grillete recto y rótula corta. Estos últimos forman parte de la ferretería del aislador y como tal deben ser considerados en el valor de éste.

Los aisladores de barra constituyen elementos de una sola pieza y se fabrican de porcelana o de materiales sintéticos. Estos aisladores requieren una menor mantención que los de tipo disco, sin embargo en general su costo es más elevado.

Los aisladores tipo “line post” se fabrican con porcelana o materiales sintéticos, éstos se utilizan principalmente en aparatos de subestaciones.

Tabla 3-3: Descripción de Aisladores

Parámetro	Descripción
Código	Código del aislador
Tensión	Tensión de operación en kV
Estructura	Anclaje / Remate / Suspensión
Tipo	Cadena / Line Post
Material	Vidrio / Cerámica / Epóxico
Material Conductor	Cobre / Aluminio
Sección Mínima Conductor	Sección Mínima Conductor en mm ²
Sección Máxima Conductor	Sección Máxima Conductor en mm ²

3.1.4.2 Amortiguadores

Los amortiguadores se hacen necesarios en las líneas de transmisión debido a que están sometidas a esfuerzos mecánicos por causas ambientales. En particular la fuerza del viento sobre los conductores puede provocar vibraciones en éstos, las cuales pueden tener efectos mecánicos considerables.

Las vibraciones pueden generar que el conductor se flecte alternadamente en distintas direcciones, lo cual en los puntos en que está soportado por los aisladores hace que el conductor se caliente, se fatigue y eventualmente se corten las hebras. Al cortarse una o varias hebras se forman puntos calientes que se traducen en pérdidas óhmicas en la línea de transmisión.

Para prevenir las vibraciones de alta frecuencia se utilizan amortiguadores stockbridge. En el caso de estar en presencia de varios subconductores por fase, se utilizan separadores amortiguadores, éstos permiten un movimiento relativo entre los subconductores de cada fase por medio de resortes y/o gomas.

Tabla 3-4: Descripción de Amortiguadores

Parámetro	Descripción
Código	Código del amortiguador
Tensión	Tensión de operación en kV
Sección Mínima Conductor	Sección Mínima Conductor en mm ²
Sección Máxima Conductor	Sección Máxima Conductor en mm ²
Descripción General	Características del amortiguador

3.1.5 FUNDACIONES

Las fundaciones corresponden al otro ítem relevante de costos en la construcción de una línea de transmisión, éstas abarcan todas las obras civiles necesarias para realizar el sustento en el suelo de las torres. El valor de las fundaciones generalmente dependerá del costo del hormigón con que se construya. Éstas dependerán en gran parte del peso de la estructura y del tipo del terreno en el cual se monte.

3.1.6 MALLAS DE TIERRA

Las mallas de tierra se utilizan para poner a tierra las partes metálicas de un equipo que comúnmente no se encuentran energizadas, pero que ante una falla pueden quedar sometidas a la tensión del sistema. Su construcción dependerá del nivel de cortocircuito esperado y del tipo de terreno en el que se esté instalando la estructura.

3.1.7 OTROS COMPONENTES

Además de los componentes mencionados previamente, existen otros elementos menores que se pueden encontrar en un nodo como lo son la pintura, balizas, rejas de protección, letreros de peligro. Estos elementos se considerarán como accesorios de las estructuras.

3.2 SUBESTACIONES

Las subestaciones son el otro elemento fundamental en cualquier sistema de transmisión, éstas son las encargadas de elevar o disminuir la tensión para ser transportada hasta los centros de consumo de manera eficiente tanto técnica como económicamente.

3.2.1 TIPOS DE SUBESTACIONES

Las subestaciones se pueden catalogar dependiendo de la función que cumplen dentro del sistema, este tipo de caracterización permite conocer los equipos básicos que posee ésta.

Subestaciones elevadoras: Generalmente utilizadas en centrales eléctricas, su objetivo es subir niveles de tensión bajos a los cuales se genera a valores de voltajes de transmisión.

Subestaciones reductoras: Se utilizan para disminuir los voltajes de transmisión a niveles de subtransmisión o de distribución. Este tipo de subestaciones son las que más abundan en el sistema de subtransmisión, ya que se utilizan tanto para disminuir el voltaje desde el sistema troncal a subtransmisión, como desde el sistema de subtransmisión al de distribución.

Subestaciones de maniobra: Este tipo de subestación no presenta el transformador como elemento principal, ya que solo tiene por función realizar maniobras de operación o desconexión entre líneas.

Las subestaciones se dividen en distintos componentes que permiten categorizar cada uno de los elementos que la conforman. La estructura general se compone de patios, paños e instalaciones comunes de subestación las cuales tienen equipos u obras civiles que son utilizadas en común por todos los elementos de la subestación.

Los patios se encuentran categorizados de acuerdo al nivel de tensión que éstos poseen y abarcan todos los elementos que operan al mismo nivel. Los paños corresponden a conjuntos específicos de elementos que cumplen distintas funciones, las cuales permiten la correcta operación de la subestación.

3.2.2 TIPOS DE PAÑOS

Dentro de una subestación generalmente se pueden distinguir los siguientes tipos de paños:

- Paños de Línea: Corresponden a los paños a los cuales llega o salen las líneas de transmisión a la que se encuentra conectada la subestación. Estos paños se

componen generalmente por desconectadores, interruptores y equipos de medición y protección. A partir de la disposición de estos elementos se establecerán distintas codificaciones para cada uno de éstos.

- Paños de Distribución: Estos paños son los que conectan los alimentadores de distribución, generalmente tienen la configuración similar a los paños de línea, pero utilizan reconectadores en vez de interruptores.
- Paños de Acoplamiento: Corresponden a los paños que permiten acoplar dos secciones de una barra bajo un mismo nivel de tensión. Se utiliza en barras seccionadas. Generalmente se componen tanto de desconectadores como de interruptores.
- Paños de Transformación: Corresponden a los paños en los cuales se encuentra ubicado el transformador de poder de la subestación.

Como se mencionó, los distintos paños de la subestación poseen elementos específicos que los conforman. Dentro de los paños se pueden apreciar variados elementos dependiendo de la función que cumplan. A continuación se realiza una descripción de los principales equipos divididos en tres grandes secciones: Equipos Mayores, Equipos Medianos y Equipos de Control y Protección.

3.2.3 EQUIPOS MAYORES

Los equipos denominados Equipos Mayores, corresponden a los que tienen una función relevante en la operación de la subestación, y por lo tanto en la del sistema.

3.2.3.1 Transformadores

Los transformadores corresponden al elemento de mayor relevancia dentro de la subestación, permite manejar los niveles de voltaje desde voltajes más altos a niveles de tensión más bajos o viceversa.

El diseño del transformador se debe realizar en función de la tensión a la cual se está conectando la subestación en ambos extremos. En algunos casos también se encuentran transformadores con un enrollado terciario el cual permite alimentar paños de distribución o los mismos servicios auxiliares de la subestación.

Los transformadores principales son denominados Transformadores de Poder. En caso de no poseer con un terciario dentro de una subestación también se pueden encontrar elementos de una menor envergadura que permitan alimentar los servicios auxiliares de la subestación, denominados Transformadores SSAA.

Tabla 3-5: Descripción de Transformadores

Parámetro	Descripción
Código	Código asociado al transformador
Tensión Primario	Tensión del primario del transformador
Tensión Secundario	Tensión del secundario del transformador
Tensión Terciario	Tensión del terciario del transformador
Potencia	Capacidad del Transformador en MVA
Refrigeración	Tipo de refrigeración del transformador
Cambiador de Tap	Indica posesión de cambiador de tap del transformador
Descripción General	Descripción y detalles del transformador

3.2.3.2 Desconectadores

Los desconectadores son los encargados de aislar la subestación o los paños, para poder realizar trabajos dentro de la subestación sin poner en riesgo al personal del trabajo. Los desconectadores no pueden extinguir el arco eléctrico que se genera al desconectar la línea, razón por la cual los interruptores deben estar abiertos para poder maniobrar sobre los desconectadores, o bien asegurarse que los equipos o la línea conectada a éste se encuentre desenergizada.

Tabla 3-6: Descripción de Desconectadores

Parámetro	Descripción
Código	Código asociado al desconectador
Tensión	Tensión nominal de operación
Tierra	Posesión de Tierra o no
Polos	Monopolar / Tripolar
Descripción General	Descripción y detalles del desconectador (motorizado, tipo de montaje)

3.2.3.3 Interruptores

Los interruptores de poder son los elementos encargados de interrumpir la continuidad de la corriente eléctrica ante la generación de una falla dentro del sistema, o en el caso de incurrir en una operación de mantenimiento dentro de la subestación o en la línea.

Éstos tienen la capacidad de interrumpir el arco eléctrico por completo y de no producir inestabilidad dentro del sistema al desconectarse, razón por la cual son equipos de alta complejidad.

Dependiendo del material con el cual se extingue el arco eléctrico existen distintos tipos de interruptores, los cuales quedarán determinados tanto por la tensión de operación, y los niveles de corriente que debe manejar. Éste puede ser en vacío, SF6 u otro material aislante.

Tabla 3-7: Descripción de Interruptores

Parámetro	Descripción
Código	Código asociado al interruptor
Tensión	Tensión nominal de operación
Polos	Monopolar, Tripolar
Aislante	Material aislante Vacío, SF6, otro
Corriente de C.C.	Corriente Nominal de Corto Circuito
Descripción General	Descripción y detalles del interruptor

3.2.3.4 Equipos de Compensación Reactiva

Los equipos de compensación reactiva en los sistemas de subtransmisión, se utilizan principalmente para regular la tensión en las barras del sistema. Los equipos comúnmente encontrados corresponden a Bancos de Condensadores, Reactores y Compensadores Estáticos de Reactivos (CER).

En el sistema se pueden encontrar en unidades monofásicas o trifásicas, y en general van en conjunto con un interruptor de corto circuito.

Tabla 3-8: Descripción de Equipos de Compensación Reactiva

Parámetro	Descripción
Código	Código asociado al equipo de compensación reactiva
Tensión	Tensión nominal de operación
Equipo	Banco de Condensadores / Reactor / CER
Q	Potencia Reactiva en MVar
Unidades por fase	Número de unidades por fase
Descripción General	Descripción y detalles del equipo de compensación reactiva

3.2.4 EQUIPOS MEDIANOS

En otra categoría dentro de la subestación se encuentran los equipos medianos, que si bien no influyen directamente en la operación de la subestación, son de absoluta relevancia para permitir el correcto funcionamiento de ésta.

Los equipos que se encuentran en esta categoría son:

Transformadores de Medida: tanto de corriente como de potencial, los cuales permiten realizar funciones de facturación, o de control para el correcto funcionamiento de los sistemas de protección de la subestación.

Pararrayos: Permiten proteger los equipos de la subestación ante descargas atmosféricas.

Aisladores: Relevantes dentro de la subestación ya que son necesarios para separar los conductores energizados de las estructuras metálicas para evitar descargas y peligro al personal de operación de la subestación. A diferencia de los aisladores para líneas de transmisión éstos en su mayoría corresponden al tipo pedestal.

Servicios Auxiliares: Son todos los dispositivos necesarios para el correcto funcionamiento confiable de la subestación. Como el alumbrado, sistemas de comunicación, sistemas de control, bancos de baterías, grupos electrógenos, etc.

Debido a la gran cantidad de equipos medianos que se encuentran dentro de una subestación la codificación no se realiza por grupos, sino que se establece una sola categoría que los agrupa.

3.2.5 CONTROL Y PROTECCIÓN

Los elementos que conforman los sistemas de protección de un paño son todos aquellos que participan en las maniobras de despeje de una falla, desde los elementos de control hasta los accionadores, entre éstos se encuentran los interruptores, transformadores de medidas, sistemas de baterías, sin embargo en la normalización de elementos sólo se considerará dentro de la categoría control y protección a los relés de protección, relés auxiliares y a los gabinetes de control. Además también se considerarán los sistemas de alarmas de cada uno de los sistemas de protección.

Es importante considerar que los sistemas de control y protección deben estar asociados a los paños que se encuentran protegiendo y no actúan como instalaciones comunes de la subestación, a excepción de las protecciones de barra.

3.2.6 OBRAS CIVILES

Además de los equipos eléctricos que conforman la subestación y que permiten el correcto funcionamiento de ésta, debe existir la estructura física de la subestación por lo que se hace necesario valorizar las obras civiles.

Las obras civiles pueden conformar parte de las instalaciones comunes de subestación, o bien estar consideradas dentro de la valorización de un paño, como lo es en el caso de estar en presencia de la fundación de un elemento que ya ha sido considerado en la valorización de un paño determinado. Por ejemplo en el caso de la fundación de un interruptor de poder o de un desconectador, el valor de ésta queda asociada directamente al paño.

3.2.7 OTROS COMPONENTES

Además de todos los equipos y las obras civiles previamente mencionados, existen diversos elementos dentro de la subestación como los cierres perimetrales, las estructuras que soportan los equipos, el terreno, el cableado entre los equipos de medida y relés, interruptores, sistemas de control, etc.

Cada uno de éstos se puede clasificar en una categoría propia y se debe determinar si pertenecen al paño respectivo, o se consideran como ICSE o ICPAT.

A partir de la descripción general de los equipos, se implementará un modelo que permita relacionarlos y determinar el valor de inversión total tanto de las subestaciones como de las líneas de transmisión.

4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE VALORES DE INVERSIÓN

En este capítulo se desarrolla el modelo teórico planteado para calcular el valor de inversión para los sistemas de subtransmisión. Se establecen las relaciones básicas que permiten la valorización así como los parámetros necesarios para lograr modelar tanto las líneas de transmisión como las subestaciones.

Se describe el proceso de valorización y los resultados entregados por las bases de datos para el posterior análisis.

Además se desarrollan teóricamente funcionalidades adicionales al actual modelo de cálculo desarrollado en GTD Ingenieros Consultores.

Como se especificó previamente el modelo esta desarrollado en Microsoft Access, a través de diseño de Tablas y Consultas que permiten extraer los datos requeridos de manera sencilla y eficaz. En los anexos A y B, se explica con mayor detalle el funcionamiento de las bases y cómo se efectuaron las consultas específicas.

4.1 ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo relacional se establece de distinta forma para las líneas de transmisión y para las subestaciones, ya que ambas necesitan un desarrollo singular por las diferencias en su estructura.

4.1.1 MODELO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El modelo para valorizar líneas de transmisión se basa en dos conjuntos de elementos principales: nodos y subtramos. Cada uno de éstos posee características especiales que permiten describir la configuración y valorización de la línea.

Supongamos la línea de transmisión de la Figura 4-1 que une dos barras del sistema.

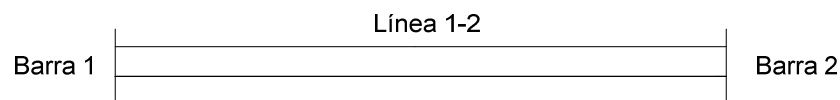


Figura 4-1: Sistema base de línea de transmisión

Para iniciar el proceso de valorización se hace necesario determinar los parámetros básicos de la línea, los cuales permiten determinar las características generales a partir de la cual se estipulará el detalle específico de cada uno de los elementos conformantes, éstos se establecen en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Parámetros de descripción de una línea de transmisión

Parámetro	Descripción
Sistema	Subsistema al que pertenece la línea
Línea	Nombre de la línea a valorizar
Tramo	Tramo específico de la línea a valorizar
Código Tramo	Código del Tramo específico de la línea a valorizar
Empresa	Empresa Propietaria de la línea
Longitud	Longitud en kilómetros
Estructuras de Anclaje	Cantidad de Estructuras de Anclaje
Estructuras de Suspensión	Cantidad de Estructuras de Suspensión
Estructuras de Remate	Cantidad de Estructuras de Remate
Tensión	Tensión de la línea en kV
Capacidad MVA	Capacidad de la línea en MVA
Cantidad de Circuitos	Número de circuitos
Fases	Número de fases
Conductores por fase	Cantidad de conductores por fase
Cable de Guardia	Posesión de cable de guardia
Tipo de Conductor	Conductor General de la línea
SSEE Inicial	Subestación o Tap en el que se inicia el tramo
Extremo Inicial	Paño en el que se inicia el tramo
SSEE Final	Subestación o Tap en el que finaliza el tramo
Extremo Final	Paño en el que finaliza el tramo
Fecha Entrada	Fecha de entrada en servicio
Fecha Salida	Fecha de salida de servicio

Ésta es la descripción que se debe tener como información inicial al momento de comenzar a estructurar la valorización de la línea. Cabe destacar que las características anteriores no son utilizadas por la metodología para obtener el valor de inversión, sino que sólo se

utilizan como referencia e identificación, para eventuales futuras comparaciones con líneas de características similares, además permite evitar incoherencias entre los nodos y los vanos asociados a éstas ya que se realiza una verificación de manera de que cuadren, tanto la cantidad de estructuras como la longitud de la línea en kilómetros.

El tramo quedará detallado en la base de datos a través de un código único. Los demás componentes que conformen la línea deben estar en todo momento asociados al código específico.

Para ejemplificar la descripción de la línea se utilizará una correspondiente al SIC2, que une la S/E Agua Santa con la S/E Laguna Verde, esta línea posee 3 tap off conectados hacia S/E Placeres, S/E Valparaíso y S/E Playa Ancha.

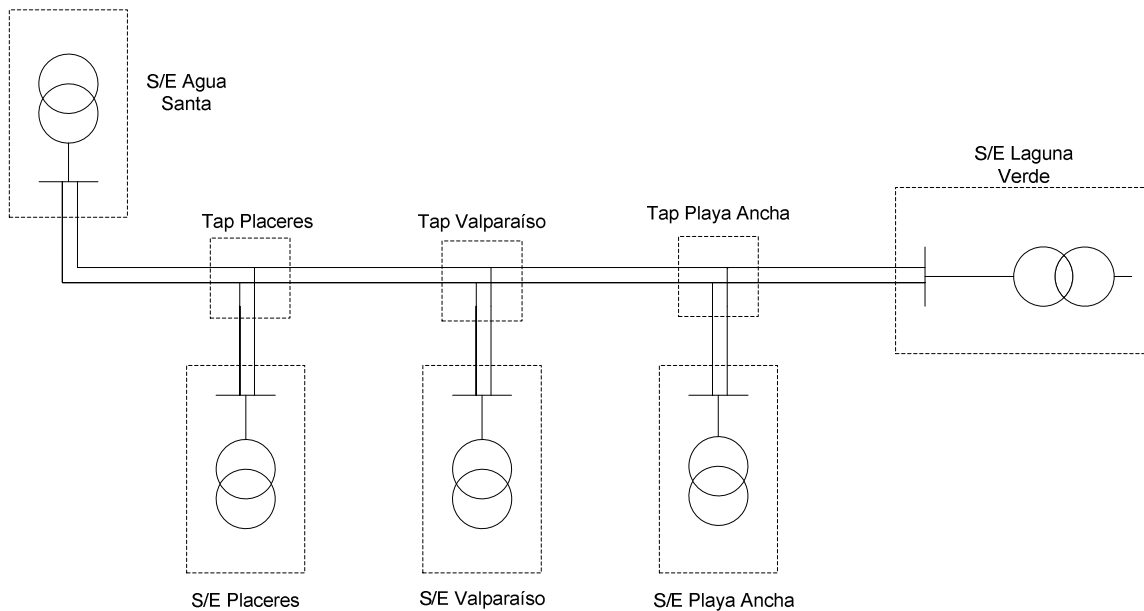


Figura 4-2: Unilínea línea Agua Santa – Laguna Verde SIC2

La metodología a seguir para identificar la línea completa sería:

1. Se identifica como línea de transmisión aquella que une dos subestaciones, por lo que en este caso la línea corresponde a la que una S/E Agua Santa con S/E Laguna Verde.
2. Se identifican los tramos que conforman la línea. Los tramos se van determinando a medida que la línea presenta cambios significativos en sus características o entre sectores de línea como es el caso entre dos Tap Off. En el caso anterior los tramos corresponden a:
 - Agua Santa - Torre 54 4x110 kV
 - Torre 54 - Tap Placeres 2x110 kV

- Tap Placeres - Placeres 2x110 kV
- Tap Placeres - Tap Valparaíso 2x110 kV
- Tap Valparaíso - Valparaíso 2x110 kV
- Tap Valparaíso - Tap Playa Ancha 2x110 kV
- Tap Playa Ancha - Playa Ancha 2x110 kV
- Tap Playa Ancha - Laguna Verde 2x110 kV

3. Una vez determinados los tramos se divide el cálculo del VI en dos ítems: caracterización de nodos y vanos.

Cada una de las estructuras que posee el tramo (anclaje, suspensión o remate) se denominan nodos. El nodo se conforma por la totalidad de los componentes que se encuentren instalados en él. Por lo cual el modelo del tramo se establece como se observa en la Figura 4-3:

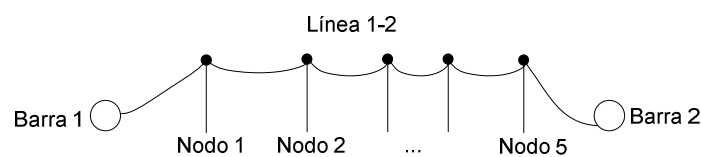


Figura 4-3: Modelo de línea por nodos

Cada nodo tendrá un VI particular dependiendo de su conformación específica. Una vez especificados los nodos se deben determinar los vanos, éstos corresponden a la distancia que existe entre nodo y nodo, lo cual definirá la cantidad total de conductor, como se observa en la Figura 4-4:

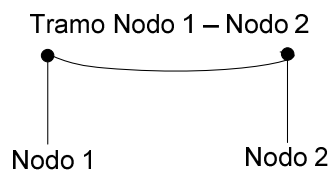


Figura 4-4: Modelo de la línea por vanos

De esta manera la valorización completa de la línea queda establecida por la suma de cada uno de los nodos que la conforman y el valor del conductor de cada vano.

Para determinar la cantidad de conductor necesario se puede realizar una estimación a partir de la distancia existente entre los dos nodos, sumado al tipo de conductor se puede determinar la un factor de recargo a la distancia base en función de la flecha que tendrá el conductor, determinando el largo total de conductor requerido. En general se considera un factor por el efecto de la flecha de 2% en el largo total del conductor.

La descripción nodo a nodo de la línea da la flexibilidad de valorizar distintas secciones de ésta de acuerdo a los requerimientos solicitados, por ejemplo por la CNE, ésto da ventajas al momento de realizar el cálculo del VI ya que evita tener que seccionar tramos de un kilometraje mayor.

Un resumen de la caracterización de la línea se observa en el siguiente esquemático:

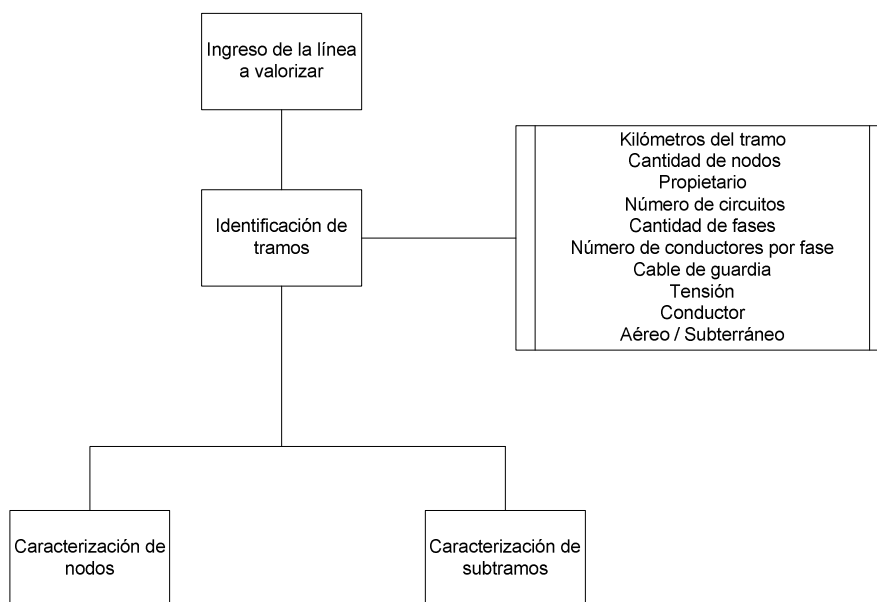


Figura 4-5: Esquema identificación básica de la línea

4.1.1.1 Caracterización de nodos

Para caracterizar cada nodo correspondiente al tramo se deben especificar los elementos que contiene. Los componentes que pueden ser encontrados en un nodo son los siguientes:

- Torres / Postes
- Aisladores
- Amortiguadores
- Tirantes

- Fundaciones
- Mallas de Tierra
- Otros elementos

Para determinar el VI del nodo se necesita conocer tanto el precio unitario como el costo de montaje de cada uno de los elementos, para posteriormente poder aplicar los recargos asociados a cada uno de ellos. El esquema base de la valorización de un nodo es el que se observa en la Figura 4-6:

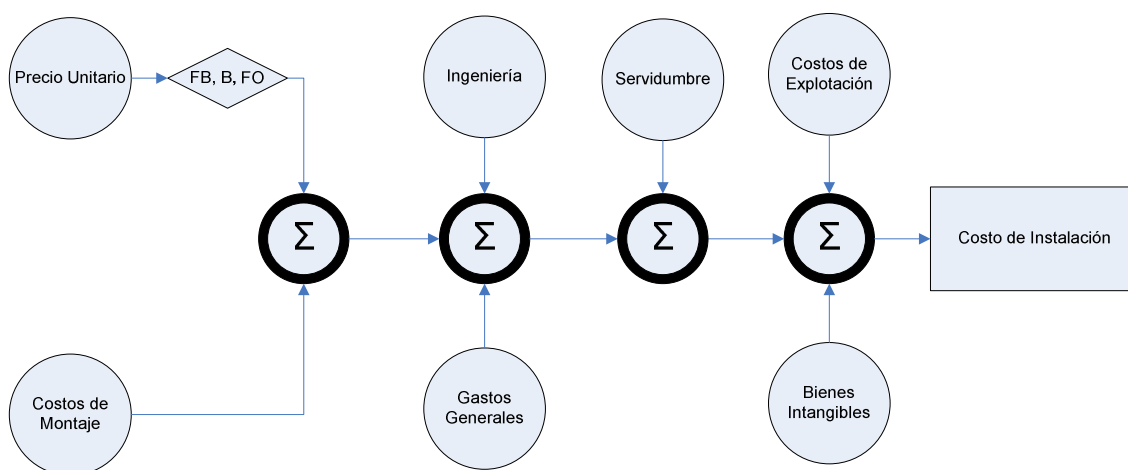


Figura 4-6: Forma de aplicar los recargos

Los recargos se aplican a cada uno de los elementos que conforman el nodo, ya que de esta manera se permite tratar los recargos individualmente, ya que hay ciertos componentes que no están sometidos al mismo proceso de adquisición y puesta en faena que otros.

Los nodos se codifican de manera única, esta codificación se realiza en base al tramo al que pertenecen y al nivel de tensión. La categorización de cada nodo se realiza de acuerdo a la siguiente estructura.

Tabla 4-2: Categorización de los nodos

Parámetro	Descripción
Código Tramo	Código del tramo al cual se encuentra asociado el nodo
Tipo	Anclaje, Suspensión o Remate
ID Nodo	Código del nodo (único en el sistema)

4.1.1.2 Caracterización de los vanos

Para determinar el VI de un vano se hace necesario determinar:

- Tipo de Conductor
- Cable de Guardia en el caso de poseer
- Largo del vano

Con los datos anteriores se obtiene el precio unitario del conductor y el cable de guardia, sin embargo, al igual que en el caso anterior se debe agregar el costo de montaje el cual debe estar valorizado en precio por kilómetro de línea. Sigue el mismo esquema de la Figura 4-6.

Para categorizar los subtramos se utiliza la siguiente especificación:

Tabla 4-3: Categorización Vanos

Parámetro	Descripción
Código Línea	Código de la línea a la que pertenece el tramo
Código Tramo	Código del tramo al que pertenece el subtramo
ID Vano	Código del Vano a valorizar
Conductor	Código del Conductor
Longitud	Longitud del Vano
Cable de Guardia	Código del Cable de Guardia
Nodo Inicial	Código del Nodo inicial
Nodo Final	Código del Nodo final

Para determinar en qué posición de la línea se establece el vano que se está valorizando se debe especificar entre que nodos se encuentra éste, de manera de que si se requiere realizar alguna modificación a la línea, por ejemplo, ante un estudio de optimización sea de fácil acceso el realizar el cambio en el vano.

El resto de los componentes que se encuentran en el nodo, se categorizan de acuerdo a lo especificado en el Capítulo 3, siempre estableciendo el nodo al cual corresponde el elemento a valorizar.

El esquema relacional teórico del modelo para valorizar líneas de transmisión, se observa en la Figura 4-7.

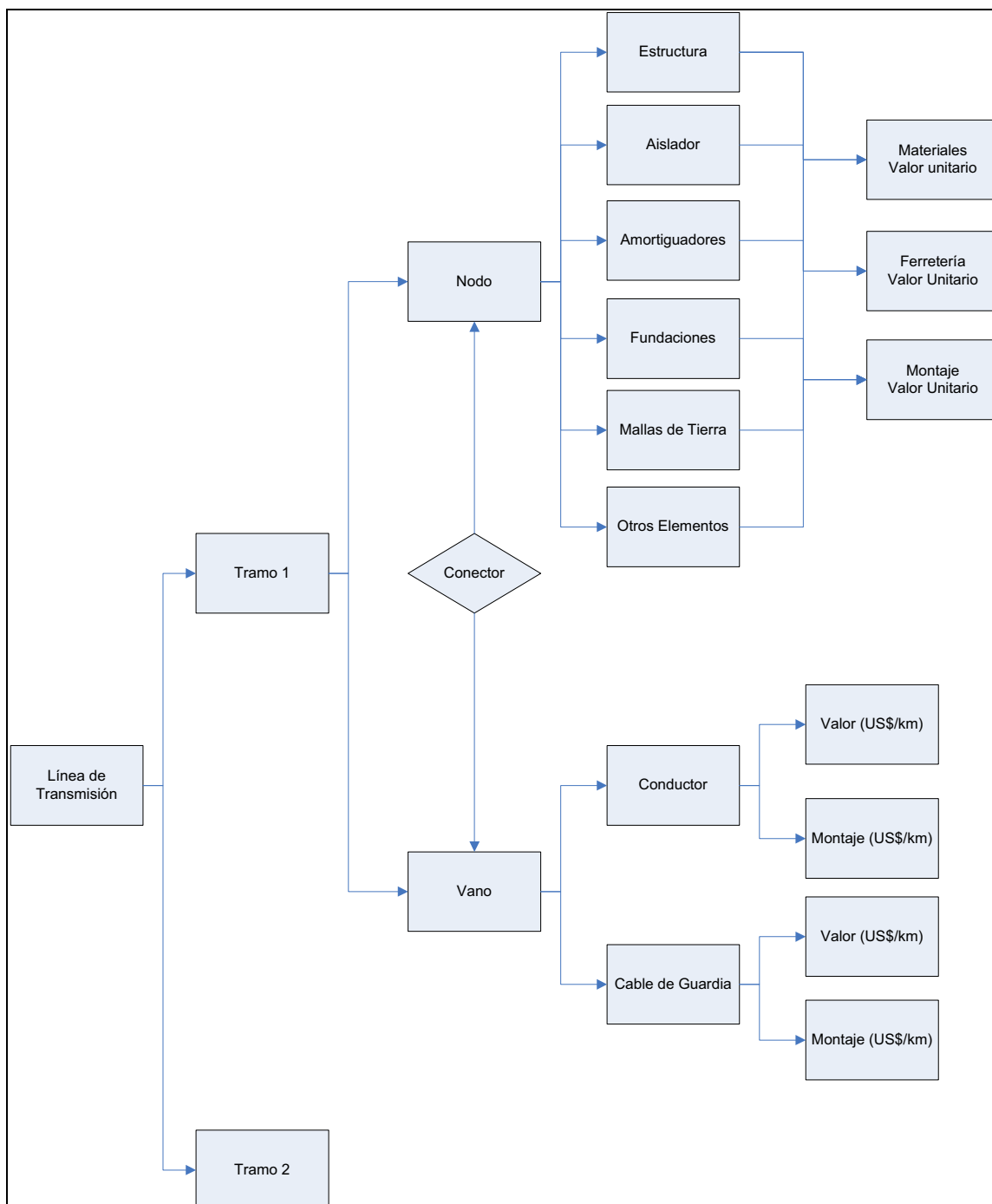


Figura 4-7: Esquema relacional teórico para líneas de transmisión

4.2 MODELO DE SUBESTACIONES

El modelo de subestaciones se basa en determinar el valor total de la subestación, a través de la suma de los distintos paños que ésta posea, en conjunto con las instalaciones comunes de subestación.

Para ésto se deben conocer en primer lugar las características generales de la subestación, ellas se deben establecer de acuerdo a la Tabla 4-4.

Tabla 4-4: Caracterización de subestaciones

Parámetro	Descripción
Nombre	Nombre de la subestación a valorizar
ID SSEE	Codificación utilizada dentro del modelo
Sistema	Subsistema a la cual pertenece
Propietario	Propietario de la subestación
Tipo de SSEE	Tipo de Edificación de la Subestación (Exterior, Interior, Subterránea)
Función SSEE	Función de la subestación (Transformación, Enlace (Tap))
Superficie	Superficie en m ²
Comuna	Comuna en que se encuentra localizada
Valorización	Tipo de Valorización de las instalaciones comunes (VI o Energía)

Posteriormente se deben identificar con claridad dentro de la subestación los patios y las instalaciones comunes de subestación, para poder proceder a declarar cada uno de los paños establecidos en la misma.

Los paños dependiendo de su función se deben clasificar de manera distinta, en particular se distinguirán tres tipos: línea, transformación y otros paños.

Los paños de línea requieren que la línea a la cual se conecta esté claramente especificada, para facilitar la obtención del valor del tramo completo de línea o lo que se denomina valor económico para fines de tarificación. Se indagará en ésto en el punto 4.4.3.

Los paños de transformación, también deben estar codificados de acuerdo al transformador asociado estipulado por la CNE. El tramo debe incluir tanto el transformador como los

paños asociados a él, en alta y en baja tensión, lo cual también es relevante para la obtención de los valores económicos de los elementos de transformación.

A partir de lo anterior se especifican las tablas para clasificar los paños de acuerdo a la estructura presentada en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5: Caracterización paños

Parámetro	Descripción
Código Paño	Código del paño a valorizar
SSEE	Subestación a la que pertenece el paño
Sistema	Subsistema al cual pertenece
Propietario	Propietario del Paño
Instalación Asociada	Línea o Transformador asociado al paño.
Función	Función del paño (Línea, Transformación, Distribución, etc.)
Tensión	Tensión de operación

Tanto los equipos menores y mayores deben ser especificados de acuerdo a lo estipulado en el capítulo 3, asociándolos a los paños respectivos o determinando si forman parte de las ICSE o ICPAT.

El esquema del modelo relacional teórico de subestaciones se observa en la Figura 4-8.

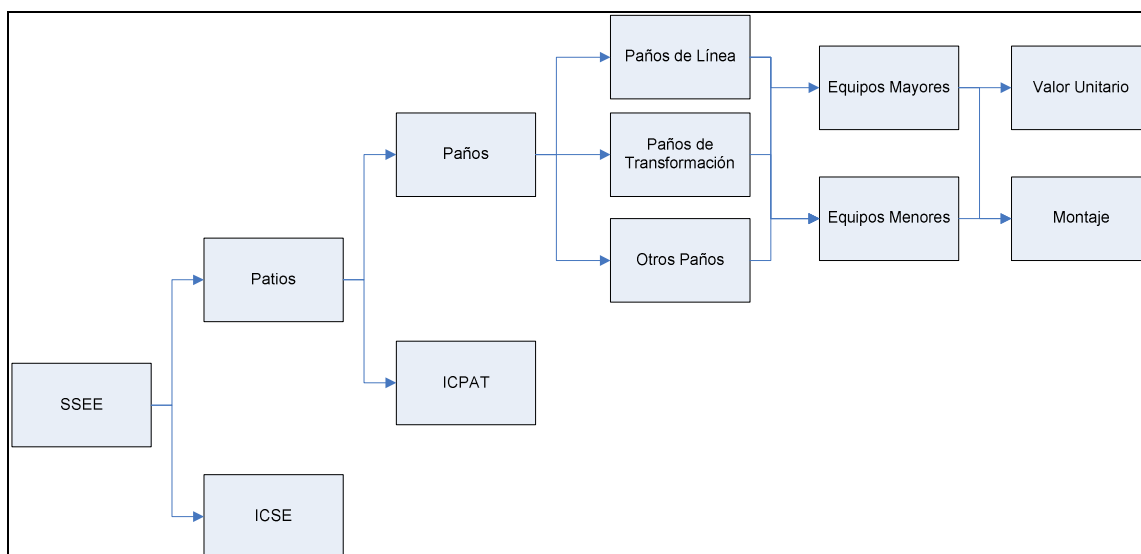


Figura 4-8: Esquema relacional para subestaciones

4.3 FUNCIONALIDADES MODELO ACTUAL IMPLEMENTADAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA

4.3.1 MODELO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Debido a que las diferencias entre los modelos son sólo en los parámetros que se necesitan especificar en la base de datos, la codificación se mantiene fija, por lo cual el proceso de valorización se realiza de la misma manera, a través de consultas que relacionan los distintos elementos asociados a los tramos.

4.3.1.1 Valorización de tramos

La valorización de los tramos se realiza agrupando los componentes asociados a él. Para ello en primer lugar se realiza una consulta a la base de datos que permite determinar el costo de cada uno de los nodos que están incorporados dentro del tramo.

Como se observa en la Figura 4-7 el valor del nodo se determina agrupando todos los materiales que lo conforman, sin embargo, dentro de un mismo nodo coexisten elementos que poseen distintos valores de vidas útiles, como es el caso de las fundaciones, por lo cual no se puede calcular directamente el aVI, sino que se requiere establecer el aVI de las distintos componentes y luego sumarlos para determinar la anualidad total del nodo.

El precio de cada uno de los componentes se entrega resumido en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6: Salida de valorización componentes de un nodo

Parámetro	Descripción
Código Tramo	Código del Tramo al cual pertenece la estructura
Código Nodo	Código del nodo
Tipo Estructura	Anclaje, Suspensión o Remate
Año de Entrada	Año en que el Tramo entra en operaciones
Año de Salida	Año en que el Tramo sale de operaciones
Escenario	Escenario de expansión que se está valorizando
Tensión	Tensión de operación del tramo
Circuitos	Número de circuitos del tramo
Precio Estructura	Precio total de la estructura (US\$)
Precio Fundaciones	Precio de las fundaciones (US\$)
Precio Ferretería	Precio de los elementos de ferretería (US\$)
Precio Aisladores	Precio de los elementos aisladores (US\$)
Precio Elementos Menores	Precio de los elementos menores (US\$)
Precio Unitario Nodo	Total del precio del nodo

Para obtener el valor de inversión, se deben aplicar los recargos para cada una de las elementos de la estructura, de acuerdo a lo estipulado en la ecuación (2.2), estos recargos a excepción del valor del montaje, se encuentran determinados a través de un estudio anexo dentro del proceso de valorización, por lo cual para este estudio solo se utilizan como un parámetro.

Las estructuras no consideran valor de servidumbre. Ya que este valor se incorpora en cada uno de los vanos de la línea.

A partir de los datos se logra sumar el aVI de cada uno de los elementos, considerando la vida útil propia de cada uno de estos. Con la suma total del aVI se puede aproximar la vida útil de la estructura despejándola de las siguientes fórmulas:

$$aVI_i = \sum_{j=1}^{c_j} a_{ij} \cdot VI_{ij} \quad (4.1)$$

$$\frac{1}{a_{ij}} = \frac{1}{r} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+r)^{T_{ij}}} \right] \quad (4.2)$$

Donde:

$$a_{ij} = \text{factor de recuperación del capital}$$

$r = \text{tasa de descuento (10\%)}$

$c_j = \text{Número de componentes de inversión total en el año } i$

Este cálculo se puede realizar a través de la fórmula NPER, que viene incorporada en el gestor de la base de datos Microsoft Access.

Una vez determinado el valor de los nodos, se hace necesario determinar el valor de los vanos. Este cálculo tiene una menor complejidad ya que a partir de la tabla de conductores, relacionándola con la tabla de precios de cada uno de los conductores y del cable de guardia, se puede determinar con sólo el largo del tramo que se está valorizando.

Una vez determinados el valor de cada vano, se realiza la suma sobre el total y se obtiene el precio total del conductor en el tramo.

Los recargos se aplican para cada uno de los vanos que se están valorizando. Al igual que en el caso de los nodos los recargos son un parámetro para el problema.

La servidumbre también se determina de manera singular para cada una de las líneas.

El valor del total de la suma de los subtramos se especifica a través de la siguiente tabla:

Tabla 4-7: Salida valorización de los tramos

Parámetro	Descripción
Tramo	Código del tramo
Sistema	Sistema al que pertenece
Extremo 1	SSEE Extremo Inicial
Extremo 2	SSEE Extremo Final
Circuitos	Número de Circuitos
Conductor	Tipo de Conductor
Longitud	Longitud del tramo
Valor Conductor	Valor del conductor en US\$
Cable de Guardia	Tipo de Cable de Guardia
Longitud	Longitud del Cable de Guardia
Valor CG	Valor del Cable de Guardia en US\$
Franja de Servidumbre	Franja de Servidumbre en metros
Valor Servidumbre	Valor de la Servidumbre
Valor Total	Valor Total del Tramo (Conductor + CG + Servidumbre)
Precio Unitario/km	Precio Unitario del tramo por kilometro (Valor Total/long.)
Montaje	Costo del montaje del conductor
Costo de Instalación	Costo de Instalación del tramo
Tipo de Instalación	Tipo de Instalación a la que corresponde el tramo
Vida Útil	Vida Útil de acuerdo a la Tabla 2-4
aVI Tramo	Anualidad del Valor de Inversión del tramo

Al realizar este cálculo se obtiene el valor total del tramo, con el que se genera un cuadro resumen que detalla cada una de las características de la línea, y las distintas anualidades de cada uno de los componentes de acuerdo a lo especificado en las bases técnicas, en este resumen se especifica además de las anualidades del valor de inversión, los costos de bienes e inmuebles (BMI) y el COMA de cada una de las línea, con lo cual se puede obtener el $aVI + COMA$, lo cual es el objetivo final del estudio.

4.3.2 MODELO DE SUBESTACIONES

Las funcionalidades para el modelo de subestaciones consisten en valorizar el total de la SSEE, a través de la suma de los patios que posee. Permite obtener el valor de inversión de la subestación completa, el de los patios y de los paños.

Además entrega el valor de los transformadores especificando la subestación a la que perteneces cada uno de estos, así como de los equipos de compensación reactiva.

También se ejecuta una consulta, la cual permite establecer el valor de los elementos comunes de patio, y de los elementos comunes de subestación. Ésto debido a que posteriormente se debe realizar la prorrata de cada uno de los elementos dentro de los paños respectivos de cada subestación, con el fin de obtener el valor económico de éstos.

Al igual que en el modelo de líneas de transmisión, el objetivo final de las consultas es establecer el aVI tanto por subestación, como por paño.

4.4 FUNCIONALIDADES ADICIONALES PROPUESTAS PARA EL MODELO

Dentro de las funcionalidades previamente desarrolladas, se proponen tres complementos a la metodología de valorización. Los desarrollos se realizan en función de brindar una mayor versatilidad a la base de datos permitiendo obtener la mayor cantidad de información de ella no tan sólo para el proceso de valorización en sí mismo, sino para futuros proyectos y para fines de tarificación del sistema.

Los complementos propuestos son los siguientes:

Cálculo de Refuerzos: Permite determinar la valorización de un cambio de conductor en la línea, con todos los factores que en éste se ven incluidos (cambio de aisladores, amortiguadores, modificación en el número de estructuras, etc.).

Prorrata de Instalaciones Comunes: Permite determinar de manera efectiva y sencilla la prorrata de las instalaciones comunes tanto de patio como de subestación, de manera de obtener el valor total de los paños a valorizar.

Determinación del valor económico de tramos: Permite determinar el valor de los tramos para efectos de tarificación, lo cual se realiza obteniendo tanto el valor de la línea en estudio como los paños de línea a los cuales se encuentra asociada. Esta función es de utilidad al momento de determinar el valor de los peajes de cada tramo.

La metodología y los algoritmos de cálculo para cada una de las funcionalidades adicionales son detalladas a continuación.

4.4.1 CÁLCULO DE REFUERZOS

El estudio de subtransmisión tiene en sus etapas la optimización del sistema, en la cual se debe determinar si las instalaciones actuales justifican el nivel de inversiones. Uno de los resultados del estudio arroja que los conductores deben ser sustituidos por otros de mayor o menor calibre dependiendo de la capacidad de potencia requerida por el sistema.

El cambio de conductor se realiza manteniendo el nivel de tensión y el trazado previamente dispuesto, además se mantienen las estructuras instaladas.

Para este caso se deben considerar los costos de montaje y desmontaje de los componentes necesarios para el refuerzo. Por su parte se deben considerar los recargos para los materiales, así como la instalación de faenas respectiva.

Las etapas para realizar el cálculo del refuerzo se observan en la Figura 4-9, las cuales son descritas en detalle posteriormente.

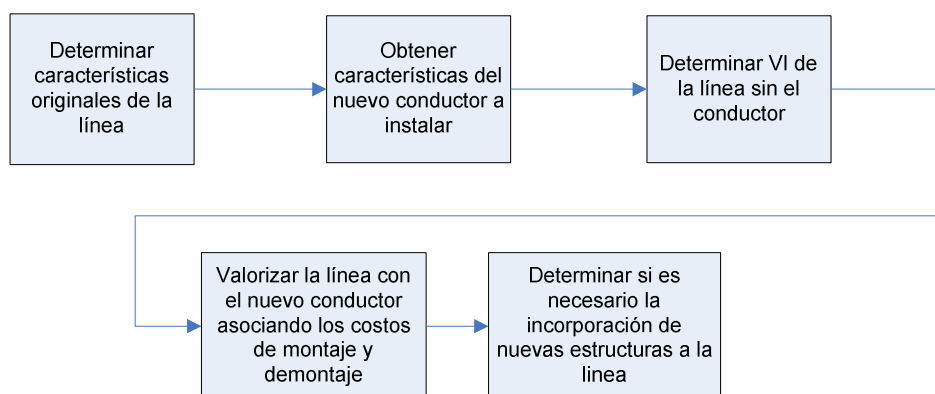


Figura 4-9: Proceso de Cálculo de Refuerzos

Etapa 1

Para caracterizar la línea sujeta al refuerzo en general se desea que ésta se encuentre valorizada al detalle, definiendo claramente los VI de cada uno de los componentes que la conforman, incluyendo la segmentación por tramos de la línea.

En el caso de no tener el detalle de la valorización de la línea se deseará obtener los parámetros necesarios para caracterizarla a través del esquema planteado en el maestro de línea.

Al establecer el número de estructuras y el largo de línea se realiza una aproximación del largo de cada uno de los tramos. La aproximación es necesaria para establecer si el conductor nuevo que se instalará al momento de realizar el refuerzo cumple con la flecha mínima establecida para la línea.

Etapa 2

Caracterizar el nuevo conductor a instalar, en el caso de no estar incorporado previamente al sistema en las bases de datos.

El calibre y el peso del conductor determinarán si es necesario realizar mayores modificaciones a la línea.

El calibre modifica tanto la ferretería como los amortiguadores de la línea, en caso de no presentarse variaciones significativas respecto al calibre del conductor anterior no se procede a realizar cambios en este ítem por lo cual se mantiene su VI.

El peso del conductor determinará la incorporación de nuevas estructuras a la línea de acuerdo al criterio establecido en la etapa 1 de flecha mínima.

Etapa 3

Una vez determinadas las características de la línea y del conductor a montar, se realiza la valorización sin el conductor a desmontar y en caso de ser necesario también se dejan fuera de la valorización la ferretería asociada al conductor antiguo

Etapa 4

Se realiza la valorización del nuevo conductor tomando como cargo de montaje, tanto el montaje del conductor actual como el desmontaje del conductor anterior. En el caso de requerir la incorporación de nueva ferretería se hace necesario repetir el mismo procedimiento de considerar el desmontaje y montaje.

Etapa 5

Finalmente se debe establecer si se hace necesario incorporar nuevas estructuras debido al cambio de conductor requerido por el refuerzo de la línea. Para ello se hace necesario calcular cual será la nueva flecha que se obtendrá con el nuevo conductor.

Para esta etapa es relevante disponer del largo de los tramos ya que por lo general dentro de una línea por la configuración geográfica del trazado existen distintas distancias entre los nodos.

Para determinar la flecha que generara el nuevo conductor se utiliza la siguiente fórmula:

$$flecha = \frac{Pa^2}{8T} \quad (\text{en km}) \quad (4.3)$$

Donde:

$P =$ *Peso del conductor aproximado (en kg/km)*

$a =$ *largo del vano (en km)*

$T =$ *Tensión de Ruptura (en kg)*

La tensión de ruptura se calcula a través del parámetro de carga a la rotura del conductor (Q) dividido por un criterio de seguridad (n), el cual dependerá de las condiciones de operación y geográficas bajo las cuales se encuentre instalada la línea en estudio.

$$T = \frac{Q}{n} \quad (\text{en kg}) \quad (4.4)$$

Cabe considerar que el cálculo de la flecha corresponde a un valor estimado, utilizado solamente para validar que el cambio de conductor no generaría conflictos en el diseño de la línea. El cálculo detallado no se realiza ya que queda como parte del diseño propio de la línea y no forma parte de la valorización de ésta.

El cálculo se realiza bajo los siguientes supuestos:

- Condiciones climáticas ideales (sin presencia de hielo, vientos, etc.)
- Estructuras a la misma altura
- La flecha se modela como una parábola

4.4.2 PRORRATA DE INSTALACIONES COMUNES

Como se especificó anteriormente, dentro de una subestación existen instalaciones comunes para todos los paños de la subestación, por lo cual para lograr determinar el valor específico de cada paño es necesario prorratear estas instalaciones de una manera

adecuada. El algoritmo permite determinar la prorrata tanto de las ICPAT como de las ICSE.

Para ésto se proponen dos métodos dependiendo de la posición topológica en la cual se encuentre la subestación:

- a) Subestaciones inmersas en el sistema de subtransmisión.
- b) Subestaciones límites, en que se encuentran paños de otros subsistemas, o paños clasificados como troncales o adicionales.

4.4.2.1 Subestaciones inmersas en el sistema de subtransmisión

Estas subestaciones están íntegramente dentro del sistema de subtransmisión por lo cual no tienen paños que correspondan a otros sistemas.

Las instalaciones comunes de patio se prorratan proporcionalmente a la cantidad de paños que posea el patio. El algoritmo del cálculo se presenta en la Figura 4-10.

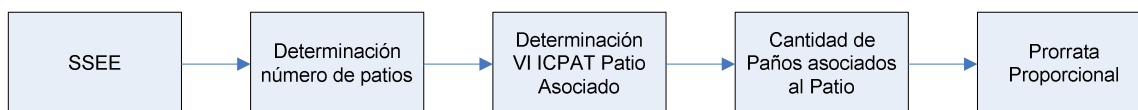


Figura 4-10: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICPAT en sistemas inmersos

Para repartir las instalaciones comunes de subestación se realiza en función del VI de cada paño y se prorratan de acuerdo al peso de cada uno. El algoritmo de cálculo se presenta en la Figura 4-11.

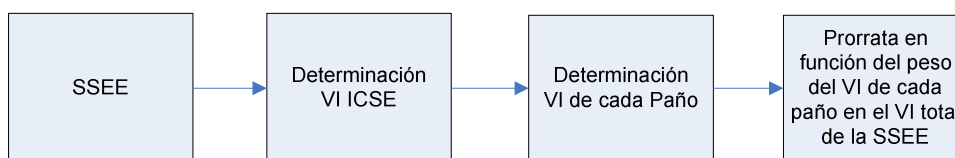


Figura 4-11: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICSE en sistemas inmersos

Una vez determinadas las prorratas tanto de las ICSE como de las ICPAT se reparten en cada uno de los paños y se obtiene el valor final.

4.4.2.2 Subestaciones compartidas con instalaciones de transmisión troncal

Estas subestaciones comparten instalaciones con otros sistemas razón por la cual se deben especificar claramente como se distribuyen entre los paños de subtransmisión, troncal y adicional respectivamente.

La CNE propone en las bases técnicas del estudio prorratearlas de acuerdo al volumen total de energía que maneja la subestación:

“Las instalaciones comunes de subestación, serán prorrateadas entre los patios en función del volumen de energía manejado por éstos, en relación al volumen total de energía manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados corresponderán a los registrados por el CDEC respectivo desde el primero de enero al 31 de diciembre de 2009.

Las instalaciones comunes de subestación, dentro de un mismo patio, deberán ser prorrateadas de manera proporcional al número de paños del patio correspondiente.”

Para determinar el tránsito de energía se establece a partir del promedio de las medidas mensuales que entrega la CNE a través del año indicado en las bases técnicas. Los valores absolutos de energía determinan la proporción en la cual se prorratean las instalaciones comunes de subestación en cada uno de los patios.

En la base de datos además debe estar claramente especificado a qué sistema pertenece cada uno de los paños (troncal, subtransmisión o adicional). Una vez determinado, se establece la proporción del VI de las ICSE que deben ser prorrateadas entre los paños.

El algoritmo de cálculo se especifica en la Figura 4-12.

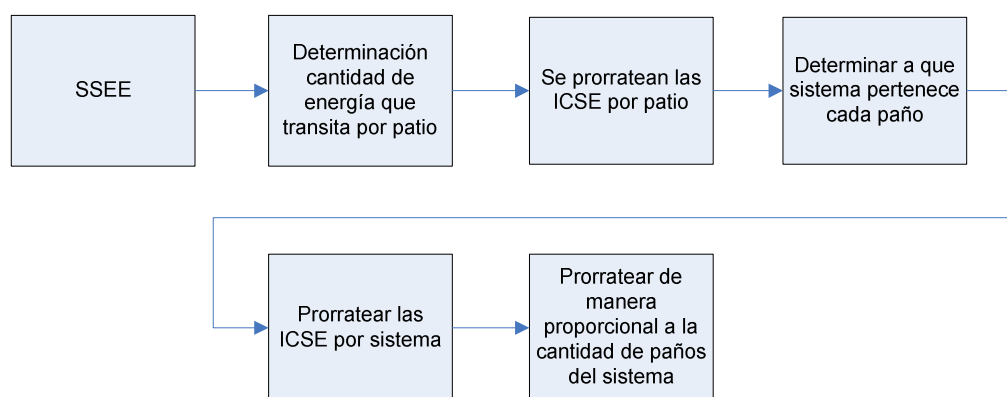


Figura 4-12: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICSE en sistemas compartidos

Para repartir las instalaciones comunes de patio se determinan la cantidad de paños de cada sistema, y se realiza en función proporcional a cada uno de éstos. El algoritmo se especifica en la Figura 4-13.



Figura 4-13: Proceso de Cálculo de la prorrata para ICPAT en sistemas compartidos

De esta manera se logra repartir tanto las ICSE como las ICPAT en cada uno de los paños.

En el caso de estar valorizando un subsistema, y se requiera que el valor de la subestación solo incluya las instalaciones del subsistema en estudio se debe descontar del valor total de la subestación los paños prorratedados pertenecientes a los demás sistemas.

4.4.3 TRAMOS ECONÓMICOS

Para efectos de tarificación es relevante identificar los tramos económicos que permiten determinar el valor del peaje por el uso de las instalaciones de subtransmisión..

Existen dos tipos de tramos económicos a determinar, el tramo de línea que considera la línea y los paños de línea asociados a ella en las subestaciones extremo y el tramo de transformación, que aparece dentro de una misma subestación, en este caso los elementos relevantes son el transformador y los paños alta y baja del equipo correspondiente.

Como se especificó en el modelo cada uno de los paños se encuentra asociado a un tramo determinado, razón por la cual determinar el valor económico del tramo se puede realizar a través de una consulta de la base de datos, en la cual se establecerán los costos asociados. Los tramos con los cuales se debe categorizar cada uno de los paños, son los determinados por la CNE.

El algoritmo para obtener el valor económico para línea se especifica en la Figura 4-14.

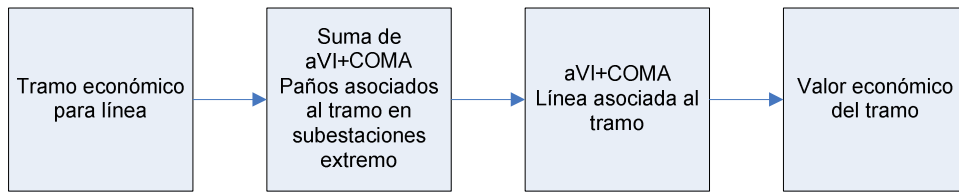


Figura 4-14: Proceso para determinar el valor económico de un tramo de línea

El algoritmo para obtener el valor económico para transformadores se especifica en la Figura 4-15.

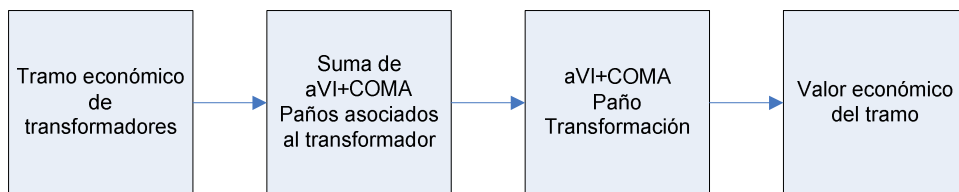


Figura 4-15: Proceso para determinar el valor económico de un tramo de transformador

Además se desarrolla otra consulta en la cual se establece cada uno de los tramos económicos con los paños asociados y el aVI + COMA respectivo de cada paño.

5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO Y RESULTADOS

En este capítulo se desarrolla la metodología propuesta a través de la aplicación de ésta en una instalación real dentro del sistema eléctrico chileno. Este sistema se valoriza y posteriormente se le aplican las funcionalidades adicionales propuestas en el capítulo anterior. Los resultados serán comparados con los obtenidos en el proceso de subtransmisión 2011 – 2014.

5.1 SELECCIÓN DEL TRAMO A VALORIZAR

La selección del tramo a valorizar se realizó buscando una combinación donde se posibilitara la aplicación de las funcionalidades adicionales propuestas, en consecuencia se estableció un tramo en el que una de las subestaciones estuviera inmersa en el sistema de subtransmisión y en que el otro extremo fuera subestación límite entre el sistema de subtransmisión y el troncal, por lo cual se debe aplicar el criterio de tránsito de energía para determinar la prorrata de las instalaciones comunes.

El tramo seleccionado corresponde a la Línea 66 kV Los Lagos - Valdivia, propiedad de STS, perteneciente al SIC6. Se escoge una línea perteneciente al SIC6 ya que éste fue uno de los subsistemas valorizados por GTD Ingenieros Consultores.

Las instalaciones se ubican en la Región de Valdivia. En la Figura 5-1 se aprecia el diagrama unilineal simplificado de las instalaciones a valorizar. En este caso las instalaciones de la S/E Los Lagos forman parte íntegramente del sistema de subtransmisión SIC6, la S/E Valdivia por su parte posee instalaciones clasificadas como troncales, las que se conectan con la línea de 220 kV hacia S/E Puerto Montt.

A continuación se da una descripción general de las características tanto de la línea como de las subestaciones y de los principales equipos que deben ser valorizados.

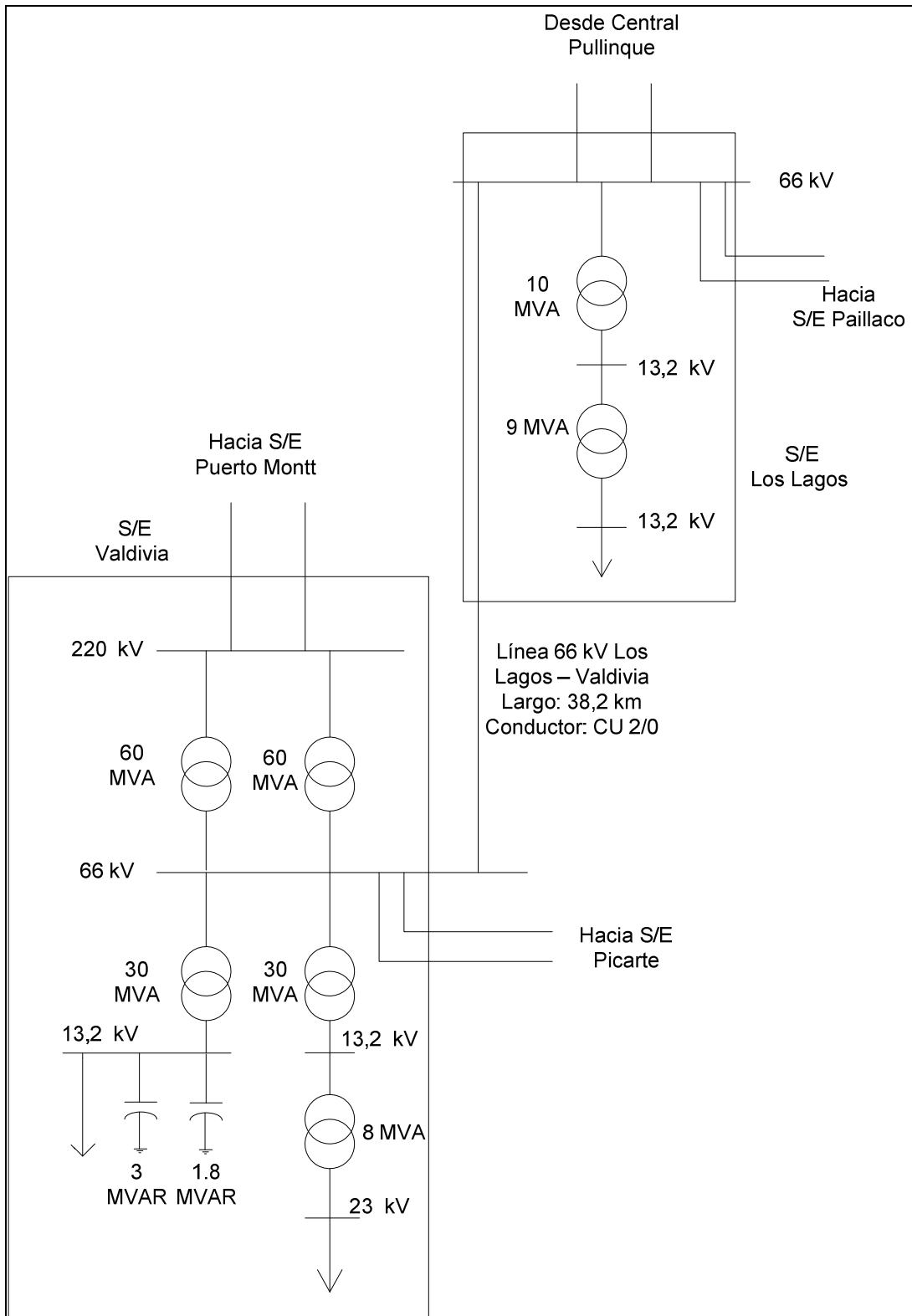


Figura 5-1: Diagrama Unilineal Simplificado de las instalaciones

5.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

La Línea 66 kV Los Lagos – Valdivia, se conforma de 186 nodos, principalmente diseñada con postes y en menor medida con torres diseñadas para la tensión de transmisión. La línea es de simple circuito, sin cable de guardia, en su totalidad diseñada con conductor de cobre Cu 2/0. El largo total de la línea es de 38,2 km. Debido a que la línea no posee Tap Off ni cambios de conductores, se considera como un solo tramo y consta de 36 estructuras de anclaje y 150 estructuras de suspensión.

El tramo económico de la línea considera el valor de inversión de los patios de línea B1 en S/E Valdivia y B2 en S/E Los Lagos con las instalaciones comunes de subestación y de patio ya prorrateadas y el valor de inversión de la línea.

La posición geográfica de la línea se observa en la Figura 5-2.



Figura 5-2: Mapa geográfico SIC6

5.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN LOS LAGOS

La S/E Los Lagos, se compone de dos patios: 66 y 13,2 kV. El patio de 66 kV conecta la Línea 66 kV Los Lagos – Valdivia, la línea de doble circuito desde la Central Pullinque y la Línea 66 kV Los Lagos – Pichirropulli. En el patio de 13,2 kV se conectan los alimentadores de Antilhue, Temsa y Socoepea, además conecta un patio de transformación hacia los servicios auxiliares de la subestación. El patio de transformación posee un transformador de 10,2 MVA conectado en Dy1 y un transformador regulador en el lado de baja tensión del transformador principal. Cada uno de estos paños tiene asociados sus dispositivos de protección y control.

Las instalaciones son propiedad de STS, a excepción de los paños que llegan desde la Central Pullinque los cuales son propiedad de Transelec, estos paños se encuentran clasificados como parte del sistema de transmisión adicional.

5.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VALDIVIA

La S/E Valdivia, se compone de tres patios: 220, 66 y 13,8 kV. El patio de 220 kV tiene instalaciones catalogadas como troncales, por lo cual la repartición de instalaciones comunes, en este caso, se debe realizar a través del método de tránsito de energía. Este patio tiene como paños principales la conexión con las líneas troncales hacia S/E Puerto Montt y sus dos transformadores de 60 MVA, 230/69/13,8 kV, denominados en adelante T1 y T4 de la S/E Valdivia. Desde el terciario del T1 se conectan los servicios auxiliares de la subestación, los cuales tienen su propio transformador que alimenta los consumos en baja tensión de 200 kVA, 13,8/0,4 kV.

El patio de 66 kV posee los paños de línea hacia S/E Picarte (circuitos 1 y 2). Además conecta los consumos de Champullo y la línea hacia S/E Los Lagos. Conectados a la barra de 66 kV se encuentran 2 transformadores de 30 MVA, 69/24/13,8 kV que conectan hacia los alimentadores de la zona de Valdivia en 13,8 kV: Masisa, Las Animas, Balmaceda y Avda. España. Además posee 2 bancos de condensadores conectados directamente a la barra de 13,8 kV. El primer banco se forma de 10 unidades por fase de 300 kVAR cada uno, y el segundo de 6 unidades por fase de 300 kVAR cada uno. Cada uno de estos paños tiene asociados sus dispositivos de protección y control.

5.2 CATEGORIZACIÓN DE PAÑOS DE LAS S/E

Los paños que se deben valorizar están estipulados en el estudio por la CNE, sin embargo, es conveniente, que previo al inicio de la valorización se clasifiquen cada uno de éstos y se les asigne una identificación de manera de lograr estructurar los datos para valorizar los equipos.

La primera categoría se debe realizar por función y tensión del paño, en este caso se adoptará la simbología se especifica en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Simbología Tensiones

Tensión [kV]	Letra
500	K
220	J
154	A
110	H
66	B
23	E
13,8	C

La numeración de los paños se obtiene a partir de los planos unilineales de éstas, como ejemplo en la subestación Los Lagos, existen 4 paños de línea en 66 kV, los cuales se denominan:

- Paño de Línea B1 – Circuito 2, Línea 66 kV Pullinque – Los Lagos
- Paño de Línea B2 – Línea 66 kV Los Lagos – Valdivia
- Paño de Línea B3 - Circuito 1, Línea 66 kV Pullinque – Los Lagos
- Paño de Línea B4 - Línea 66 kV Los Lagos – Pichirropulli

En este caso los paños de línea B1 y B3 conectan la Central Pullinque con el SIC por lo que son líneas consideradas como adicionales, por lo cual no serán valorizadas para el presente estudio.

Para los paños de transformación se tendrá un paño en baja tensión, otro en alta tensión y otro conectado al terciario, en caso de haberlo. En este caso los paños deben ser nombrados con la tensión a la que están conectados seguidos por la letra T y el número de transformador que se está clasificando.

En el caso de S/E Los Lagos, existe solo un transformador de 66/13, 2 kV por lo cual sus paños asociados serán:

- Paño de Transformación BT1 – Lado de alta tensión del transformador
- Paño de Transformación CT1 – Lado de baja tensión del transformador

Además la S/E posee 3 alimentadores en 13,2 kV, los cuales son considerados paños de distribución, éstos se denominan:

- Paño de Distribución C1 – Alimentador Socoepea
- Paño de Distribución C2 – Alimentador Antilhue
- Paño de Distribución C3 – Alimentador Temsa

A lo anterior se le suman el paño de servicios auxiliares, los cuales se categorizan con la letra de la tensión que le corresponda seguidos por la sigla “SA”.

- Paño de Servicios Auxiliares CSA – Servicios Auxiliares de la S/E

De esta manera se encuentran todos los paños de la subestación categorizados cada uno de los componentes que no conformen parte de las instalaciones comunes de subestación o de patio, deben ser asociados a un paño particular.

Dependiendo del paño existen configuraciones estándares a través de las cuales se puede determinar los elementos que pertenecen a ésta. Por ejemplo en los paños de línea generalmente se tiene la siguiente configuración:

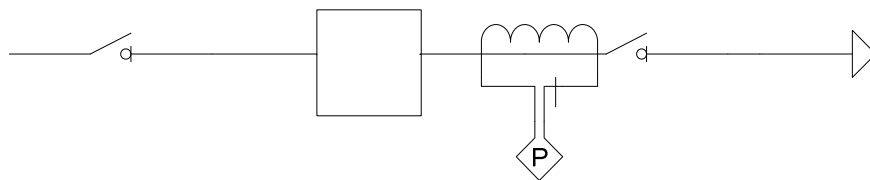


Figura 5-3: Ejemplo de un paño 1L-BKP

Ésta posee desconectadores a ambos extremos del paño, equipos de protección con sus respectivos equipos de medición asociados (TC y TP) y el interruptor. Este tipo de configuración se denomina 1L – BKP. Otras configuraciones pueden observarse en las Bases del Estudio.

En este caso, en la valorización del paño además de los equipos se deben considerar las obras civiles necesarias para la instalación de cada uno de éstos.

Por ejemplo la valorización del paño B2, paño que permite la llegada a la S/E Los Lagos de la Línea 66 kV Los Lagos – Valdivia, el cual es del tipo L – BKP, considera lo siguiente:

- 1 Desconectador Manual con puesta a tierra
- 1 Desconectador Manual sin puesta a tierra
- 1 Interruptor de poder 72,5 kV
- 3 Transformadores de corriente.
- 1 Equipo de medida
- 2 Sistemas de protección de distancia
- 1 Gabinete de sistemas de control, medida y protecciones.
- Cables de control
- Conductores
- Portal de llegada de la línea
- Estructura metálica para el desconectador
- Fundaciones para el portal metálico, interruptor de poder, seccionadores y la puesta a tierra de los equipos.

Cada uno de estos elementos se encuentra previamente inventariado a través de la revisión de los planos unilineales de la S/E y una visita a terreno en la cual se deben constatar que se encuentren cada uno de los elementos inventariados.

La metodología consiste en clasificar cada uno de los principales componentes del paño de acuerdo a la denominación propuesta por la CNE y asociar cada uno de los componentes adicionales que son necesarios para su instalación al equipo principal, por ejemplo en el caso de un interruptor de poder 72,5 kV las fundaciones necesarias para su instalación serán asociadas directamente a éste y no como un componente adicional.

Además la base de datos posee la flexibilidad de adicionar a elementos a los paños de manera de valorizar cada uno de los componentes reales que posee el sistema.

Para realizar la valorización real del sistema se debe inventariar la subestación completa de manera de obtener el detalle de los elementos que la conforman, y calcular los recargos asociados a cada uno de éstos.

El proceso de llenado de datos, y utilización de las consultas para determinar el valor de inversión de una subestación determinada, se encuentra especificado en el Anexo 1, correspondiente al manual de uso de la base de datos para valorizar subestaciones en sistemas de subtransmisión.

A partir de los datos de elementos y costos entregados en el último estudio de subtransmisión 2011 -2014, se calcula que el valor de inversión de las S/E Los Lagos y Valdivia, valorizadas por sus instalaciones reales se especifica en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: VI S/E Los Lagos y Valdivia

Valor Total SSEE			
Sistema	SSEE	Propietario	VI S/E (US\$)
SIC6	Los Lagos	STS	\$ 2.248.319,33
SIC6	Valdivia	STS	\$ 12.073.610,21

5.3 CATEGORIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La categorización de los elementos que conforman las líneas de transmisión tiene un desarrollo menos complejo que el especificado previamente para subestaciones, ya que no realizan categorías para determinar qué tipo de línea se está valorizando.

La especificación de los vanos y de los nodos se realiza de acuerdo a lo estipulado en el capítulo 4.

Para clasificar los elementos se definen las principales características de éstos, de manera de poder asociarlos de manera sencilla a la línea que se encuentra en estudio. Entre estos valores se encuentran: la tensión, calibre del conductor, y características constructivas de las estructuras.

Cabe mencionar que para realizar la clasificación de los elementos, no se especifica en detalle las obras civiles, por encontrarse esta actividad fuera del alcance trabajo, por lo que sólo se adoptan los precios promedios que se obtuvieron en el actual estudio de subtransmisión 2011-2014.

Al igual que en el caso de las subestaciones, las obras civiles quedan directamente asociadas a un elemento particular, por ejemplo para un poste de cañería de acero de 15 metros, su la fundación respectiva se encontrará asociada al código del poste.

La valorización se divide en dos procesos distintos, la de los vanos y la de los nodos. En la valorización de los vanos se considera el costo de los conductores y del cable de guardia. Para la valorización de los nodos se asocian todos los elementos que se encuentran asociados a éste de acuerdo a como se estipuló en la Figura 4-7: Esquema relacional teórico para líneas de transmisión.

El proceso de llenado de los datos se especifica de mejor manera en el Anexo 2: Manual de uso de las bases de datos para la valorización de líneas de transmisión.

Los resultados de la valorización de la Línea 66 kV Valdivia – Los Lagos se detalla en la Tabla 5-3:

Tabla 5-3: VI Línea 66 kV Valdivia – Los Lagos

Valor Final Línea				
Sistema	Línea	Código Tramo	Longitud (km)	Valor Línea
SIC6	66 kV Valdivia-Los Lagos	66_Valdivia_LosLagos	38,4	\$ 4.494.602,36

5.4 RESULTADOS DE LAS FUNCIONALIDADES ADICIONALES

5.4.1 CÁLCULO DE REFUERZOS

A modo de ejemplo se realizará el cambio de conductor de la Línea 66 kV Valdivia – Los Lagos. Como conductor original se tenía cable de cobre Cu 2/0 AWG, para ejemplificar se instalará un nuevo conductor de cobre Cu 3/0 AWG.

Las características de cada uno de los conductores se aprecian en la Tabla 5-4:

Tabla 5-4: Características de los conductores

CONDUCTOR	MATERIAL	SECCIÓN (mm ²)	PESO (kg/km)	Ruptura (kg)	PRECIO (US\$/KM)	MONTAJE (US\$/km)
AASC - AZUSA	ALUMINIO	62,48	171	2023	\$ 523,54	\$ 4.700,00
CU - 2/0 AWG	COBRE	67,49	611,44	2107	\$ 5.398,34	\$ 4.200,00

Debido a que ambos conductores poseen secciones similares, no se aplicará cambio de aislador en la línea, por lo que sólo se necesita calcular el costo de inversión de los vanos, ya que el valor de los nodos se mantendrá igual.

Si se requiere hacer un cálculo exhaustivo de la flecha en cada uno de los vanos, este se puede realizar a través de una consulta en la base de datos (Cálculo de Flecha).

Para determinar las características de la flecha se utilizan las fórmulas detalladas en el capítulo 4, a partir de éstas se obtienen los resultados detallados en la Tabla 5-5 para cada uno de los conductores.

Tabla 5-5: Cálculo de flecha para ambos conductores

Línea	Conductor	Largo (km)	Vano Medio (km)	Flecha (m)	Porcentaje
66 kV Valdivia - Los Lagos	AASC - AZUSA	36,2	0,194	0,008	0,0041%
66 kV Valdivia - Los Lagos	CU - 2/0 AWG	36,2	0,194	0,0274	0,0141%

Como se observa la flecha se reduce al reemplazar por un conductor más liviano, por lo que no se hace necesaria la implementación de nuevas estructuras en la línea.

Luego el costo total del cambio de conductor queda dado por:

Tabla 5-6: Resultados cambio de conductor en la línea

Valor Final Línea							
Sistema	Línea	Código Tramo	Longitud (km)	Valor Estructuras	Valor Nuevo Conductor	Valor Montaje	Valor Final (US\$)
SIC6	66 kV Valdivia- Los Lagos	66_Valdivia_ LosLagos	38,4	\$ 1.562.522,71	\$ 1.388.881,42	\$ 361.138,60	\$ 3.312.542,73

Se observa que la línea con el nuevo conductor de aluminio resulta con un valor inferior, debido principalmente a la diferencia de valor entre ambos. En la actualidad utilizar acero en las líneas de transmisión resulta más económico, sin tener que perder los niveles de potencia que se transmiten por los cables de cobre.

Este cálculo se puede realizar para cualquier conductor siguiendo el procedimiento detallado en el Anexo B.

5.4.2 PRORRATA INSTALACIONES COMUNES

Para realizar la prorrata de instalaciones comunes se implementaron los dos métodos propuestos, obteniendo en ambos resultados satisfactorios y permitiendo obtener el valor final de cada uno de los paños.

Para utilizar esta funcionalidad se deben utilizar las consultas “Prorrata ICSE ICPAT”, “Prorrata ICSE VI” y “Prorrata ICSE E”. Además se debe tener correctamente especificado el volumen de energía que transita por los patios a través de la tabla de Parámetros “Energía”.

Se detallan los resultados para la subestación Los Lagos, los resultados de la S/E Valdivia en el caso de querer ser analizados se pueden observar directamente desde la base de datos entregada.

Tabla 5-7: Prorrata Instalaciones comunes de patio S/E Los Lagos

Prorrata ICPAT					
SSEE	Categoría	Patio	N°Paños	VI ICPAT	Prorrata
Los Lagos	ICPAT	B	3	\$ 218.429,47	\$ 72.809,82
Los Lagos	ICPAT	C	5	\$ 87.645,64	\$ 17.529,13

Tabla 5-8: Prorrata Instalaciones Comunes de Subestación por VI S/E Los Lagos

Prorrata ICSE VI							
SSEE	Sistema	Id Paño	Valor ICSE	Cu (US\$)	Valor Total Paños	Prorrata VI	Prorrata ICSE
Los Lagos	SIC6	B2_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 176.659,96	\$ 1.541.425,12	11,46%	\$ 27.918,19
Los Lagos	SIC6	B4_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 176.659,96	\$ 1.541.425,12	11,46%	\$ 27.918,19
Los Lagos	SIC6	BT1_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 102.991,20	\$ 1.541.425,12	6,68%	\$ 16.276,06
Los Lagos	SIC6	C1_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 83.996,79	\$ 1.541.425,12	5,45%	\$ 13.274,30
Los Lagos	SIC6	C2_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 83.996,79	\$ 1.541.425,12	5,45%	\$ 13.274,30
Los Lagos	SIC6	C3_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 83.996,79	\$ 1.541.425,12	5,45%	\$ 13.274,30
Los Lagos	SIC6	CSA_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 234.972,51	\$ 1.541.425,12	15,24%	\$ 37.133,52
Los Lagos	SIC6	CT1_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 33.509,11	\$ 1.541.425,12	2,17%	\$ 5.295,56
Los Lagos	SIC6	T1_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 518.991,31	\$ 1.541.425,12	33,67%	\$ 82.018,00
Los Lagos	SIC6	TR_LosLagos	\$ 243.596,77	\$ 45.650,71	\$ 1.541.425,12	2,96%	\$ 7.214,34

Tabla 5-9: Valor Prorrteado de los paños de la S/E Los Lagos

Valor Total Paño						
SSEE	Id Paño	Tensión	Cu (US\$)	Prorrata ICPAT	Prorrata ICSE	Valor Final Paño
Los Lagos	B2_LosLagos	B	\$ 176.659,96	\$ 72.809,82	\$ 27.918,19	\$ 277.387,96
Los Lagos	B4_LosLagos	B	\$ 176.659,96	\$ 72.809,82	\$ 27.918,19	\$ 277.387,96
Los Lagos	BT1_LosLagos	B	\$ 102.991,20	\$ 72.809,82	\$ 16.276,06	\$ 192.077,07
Los Lagos	C1_LosLagos	C	\$ 83.996,79	\$ 17.529,13	\$ 13.274,30	\$ 114.800,23
Los Lagos	C2_LosLagos	C	\$ 83.996,79	\$ 17.529,13	\$ 13.274,30	\$ 114.800,23
Los Lagos	C3_LosLagos	C	\$ 83.996,79	\$ 17.529,13	\$ 13.274,30	\$ 114.800,23
Los Lagos	CSA_LosLagos	C	\$ 234.972,51	\$ 17.529,13	\$ 37.133,52	\$ 289.635,16
Los Lagos	CT1_LosLagos	C	\$ 33.509,11	\$ 17.529,13	\$ 5.295,56	\$ 56.333,80
Los Lagos	TR_LosLagos	C	\$ 45.650,71	\$ 17.529,13	\$ 7.214,34	\$ 70.394,18

De esta manera se logra determinar el valor de inversión para determinar el valor económico de cada uno de los paños de la subestación, valores que son utilizados para la tarificación del sistema.

5.4.3 DETERMINACIÓN DEL VALOR ECONÓMICO DE TRAMOS

Al especificar claramente los paños de inicio y término de los tramos, se hace sencillo determinar el valor económico de éstos. Para esto se realiza una consulta que exporta los resultados del valor total de las líneas, a la base de datos de subestaciones, en la cual se realiza la consulta específica que suma los valores prorrateados de los paños y el valor del tramo de línea que se requiere.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 5-10: Resultados Valor de Inversión final para los paños de la línea

Valor Total Paño						
SSEE	Id Paño	Tensión	Cu (US\$)	Prorrata ICPAT	Prorrata ICSE	Valor Final Paño (US\$)
Los Lagos	B2_LosLagos	B	\$ 176.659,96	\$ 72.809,82	\$ 27.918,19	\$ 277.387,96
Valdivia	B1_Valdivia	B	\$ 176.659,96	\$ 50.207,26	\$ 104.888,55	\$ 331.755,77

Tabla 5-11: Valor final de la línea para determinar el VI del valor económico del tramo

Valor Final Línea				
Sistema	Línea	Código Tramo	Longitud (km)	Valor Línea (US\$)
SIC6	66 kV Valdivia-Los Lagos	66_Valdivia_LosLagos	38,4	\$ 4.494.602,36

Con lo que se obtiene un valor de inversión para determinar el valor económico del tramo de US\$ **5.103.746,09**.

De esta manera se lograron implementar las funcionalidades propuestas a través de las bases de datos para calcular la prorrata tanto de las instalaciones comunes de patio y de subestación, con la finalidad de obtener el valor de inversión que se debe utilizar para el cálculo del valor económico de cada uno de los tramos. Este procedimiento se puede utilizar para cualquier subestación que quiera ser valorizada, por lo que se estima es buena herramienta para el consultor.

6 CONCLUSIONES

El presente trabajo de título se realizó con la finalidad de diseñar una metodología para determinar los valores de inversión en un sistema de subtransmisión. La metodología tiene como fin ser utilizada tanto por las empresas del rubro, consultores o inversionistas que requieran determinar los costos que se verán retribuidos en el periodo en que la instalación esté en servicio.

La actual legislación chilena retribuye a los participantes del sector de transmisión eléctrica en función de su participación dentro del sistema, por lo cual mantener actualizados y detallados cada uno de los elementos que componen sus instalaciones se hace relevante para cada uno de los actores, ya que en función de éstos se determina como irán variando sus ingresos a través del tiempo en que se realiza el estudio.

La tarificación del sistema de subtransmisión se basa en la anualidad del valor de inversión y en los costos de operación, mantención y administración, por lo que mantener criterios adecuados de valorización del sistema se hace relevante tanto para los inversionistas como para los entes reguladores, a fin de realizar una correcta planificación del sistema eléctrico, de manera que opere de la manera óptima, tanto para los productores como para los consumidores.

La metodología actual tiene como base determinar tanto los costos reales en el escenario base como determinar los mínimos costos posibles para las subestaciones del sistema de subtransmisión, a través de subestaciones modelos. Con lo cual se permite obtener una referencia respecto al valor de las instalaciones de las empresas subtransmisoras.

En el análisis de los datos se observó una diferencia relevante en la manera en que las distintas empresas del rubro informan el detalle de sus instalaciones, en especial en la cantidad de elementos que se entregan en el inventario a las empresas consultoras. Si bien es trabajo del consultor considera verificar la presencia de cada uno de los componentes que se inventariaron y determinar mediante muestras si efectivamente se encuentran en la subestación, al analizar los datos se aprecian claras diferencias al comparar los datos entregados por las diversas empresas. Se observan diferencias principalmente respecto al detalle y al número de elementos que se entregan al consultor para valorizar. Este efecto puede incidir en cómo se reparten los ingresos entre las distintas empresas de subtransmisión, por lo que para futuros estudios de subtransmisión se hace relevante homologar las características constructivas para las instalaciones, de manera de poder obtener un símil entre las distintas empresas.

Respecto a la metodología implementada, ésta permite mantener el orden de los elementos y de los equipos que se deben incorporar a la base de datos, por lo que facilita la posterior localización de los datos en el caso de que se requiera hacer alguna modificación. Además permite clasificar elementos de características similares, de manera de poder realizar reemplazos por equipos de menor costo. También permite manejar los datos de manera más ordenada que al trabajar con grandes cantidades de datos en planillas de cálculo, lo cual hace más fácil el acceso al usuario y disminuye el tiempo en el cual se realiza el proceso de valorización, factor fundamental debido a que la cantidad de tiempo en la que se debe entregar el estudio es limitado y el volumen de información que se maneja al valorizar un sistema completo de subtransmisión es elevado.

El principal aporte de este trabajo de título es dar al usuario una herramienta simple pero eficaz de utilizar, de manera de acelerar el proceso de valorización de instalaciones en el próximo proceso de estudio del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Así también, como detectar las principales falencias que se encontraron en la forma de realizar la valorización en el estudio recientemente realizado por el consultor.

Como trabajos futuros, se propone realizar una metodología para determinar los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), de manera de complementar el cálculo del VASTx.

También se propone desarrollar un análisis y desarrollo del proceso de adaptación de los sistemas de subtransmisión, el cual incorpore el análisis de prescindencia y de optimización y que sumado a las metodologías para determinar el valor de inversión y el COMA, logren determinar el sistema adaptado.

Estas herramientas permitirán tanto a las empresas subtransmisoras, consultoras y futuros inversionistas mantener una visión general de cómo se realizan las distintas etapas del proceso de cálculo del VASTx.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **CNE**. “La Regulación del segmento transmisión en Chile”, Documento de Trabajo, 2005.
- [2] **Daniel Kirschen, Goran Strbac** “Fundamentals of Power System Economics”, Wiley Editorial, 2004
- [3] **Eliana María Cura Capurro**. “Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios”, Tesis para optar al grado Magister en Ciencias de la Ingeniería. Santiago, Chile: Universidad Católica de Chile, 1998.
- [4] **CNE/GTZ**. “Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno”, 2009.
- [5] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**. DFL 4. Ley 20.018, Ley General de Servicios Eléctricos, 2006
- [6] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**. Decreto Supremo N°320, Fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, 2009.
- [7] **CDEC-SING**. Estadísticas de operación 2000 – 2009, 2010.
- [8] **CDEC-SIC**. Estadísticas de operación 2000 – 2009, 2010.
- [9] Estudio de Costos de Servidumbres para los sistemas de subtransmisión del sistema interconectado central (SIC), 2006.
- [10] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**. Norma de Seguridad 5 – 71. Reglamento de Instalaciones Eléctricas de corrientes fuertes.
- [11] **Patricia Arnera, Amelio Giacopinelli, Alfredo Rifaldi**. Apuntes de “Diseños de líneas eléctricas”, Universidad Nacional de la Plata, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia, 1999.

1 ANEXO A

Manual de uso base de datos para calcular el valor de inversión en subestaciones del sistema de subtransmisión.

1.1 INTRODUCCIÓN

El siguiente documento anexo tiene por finalidad el definir las propiedades de la base de datos para calcular el valor de inversión de subestaciones en el sistema de subtransmisión. Se explican cada uno de los datos que se deben ingresar y la estructura de las tablas que conforman la base de datos. Además se especifican cada una de las consultas que permiten obtener el valor final de inversión y los tramos económicos.

1.2 OBJETIVOS

- Definir una guía para el usuario de manera de facilitar el uso de la base de datos de manera que pueda ser utilizada en trabajos futuros.
- Definir la codificación y la estructura de las tablas necesaria para realizar el correcto llenado de la base de datos.

1.3 CODIFICACIÓN

La base de datos posee una codificación particular para poder valorizar cada uno de los elementos necesarios de manera de determinar la estructura de cada uno de los paños, y poder calcular el mínimo costo de cada uno de estos.

La codificación se base en agrupar los elementos por familias en base a que cumplan funciones similares dentro de la estructura de la subestación, sin considerar por ejemplo que ambos elementos tengan distintas tensiones, sin embargo cumplen la misma función en cada uno de los paños. Esto permite generar paños que posean equipos similares pero que tengan distintos niveles de tensión.

Cada uno de los elementos además de tener un código general, posee un código único que permite determinar sus características propias, además del precio unitario de cada uno de estos.

1.4 TABLAS

Las tablas son la estructura base del sistema de valorización, para esto se crean cuatro grupos en los cuales se clasifican las distintas tablas, estos son:

Equipos: Aquí se detallan cada una de las características principales de los equipos que se están valorizando, el ingreso a las bases de datos se debe realizar incluyendo todas las características descritas en el punto siguiente. En el caso de no poseer alguna se debe dejar el campo en blanco.

Parámetros Generales: Se utilizan como tablas base para valorizar, manejan diversos parámetros los cuales son útiles a través de todo el proceso de valorización y son constantes para cual cálculo. En el caso de necesitar algún otro parámetro adicional a los propuestos se puede crear una tabla adicional que los contenga.

Inventarios: En esta categoría se establecen los listados de elementos que se encuentran asociados a cada uno de los paños, o instalaciones comunes, se especifica tanto el elemento como la cantidad. Además también se encuentra el listado de precios con su respectivo valor de montaje.

Maestros: Esta categoría se utiliza para generar las relaciones entre los distintos grupos de manera de poder realizar las consultas de manera sencilla. El establecer relaciones correctas ayuda a que el programa realice los cálculos de manera expedita.

1.4.1 EQUIPOS

Para agrupar las familias de elementos comunes se establecen tablas de acuerdo a lo estipulado en el capítulo 3 del actual trabajo de título. Las tablas que se encuentran en la base de datos son las siguientes.

Conductores

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el conductor, puede ser conductor de poder o cable de control
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Tipo	Tipo de Conductor
Calibre	Calibre del conductor con su respectiva unidad
N° de hebras	Cantidad de hebras que forman el conductor

Control y Protección

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el equipo de control y protección, puede ser equipos de medición, sistemas de protección, Gabinetes de control y protección, etc.
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Función	Función de la protección o sistema de control (Distancia (21), Sobrecorriente (51), etc.
Marca	Marca del dispositivo
Modelo	Modelo del dispositivo
Tensión	Tensión de uso del dispositivo en caso de haberla

Desconectadores

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el desconectador (con puesta a tierra, sin puesta a tierra, desconectador fusible, etc.)
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Tensión	Tensión del dispositivo
Polos	Cantidad de polos que posee el desconectador
Marca	Marca del dispositivo
Modelo	Modelo del dispositivo
Descripción General	Otras características relevantes para la identificación del equipo

Equipos de compensación reactiva

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el equipos de compensación reactiva (condensador estático, reactor, CER, etc)
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Tensión	Tensión del dispositivo
Equipo	Condensador estático, Reactor, CER, Condensador Síncrono
Potencia Reactiva	Potencia Reactiva total del equipo
Unidades por fase	Nº de Unidades por fase
Descripción General	Otras características relevantes para la identificación del equipo

Equipos medianos

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el equipos mediano (transformador de potencial, aislador, etc.)
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Equipo	Transformador de Potencial, Aislador, Pararrayos, Transformador de Corriente
Tensión	Tensión del dispositivo
Tipo	Marca o Material
Razón	En el caso de los transformadores razón de vueltas
Descripción General	Otras características relevantes para la identificación del equipo

Estructuras

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica la estructura
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Equipo	Equipo asociado a la estructura
Tipo	Tipo de estructura (Portal, Viga, Poste, Estructura)
Tensión	Tensión del dispositivo asociado a la estructura
Largo	Largo de la estructura
Descripción General	Otras características relevantes para la identificación del equipo

Interruptores

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el interruptor (interruptor, Reconectador)
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Tensión	Tensión del dispositivo
Polos	Monopolar (1) o Tripolar (3)
Aislante	Tipo de Aislante (Aire, SF6, etc.)
Corriente CC	Corriente de Corto Circuito en kA
Marca	Marca del dispositivo
Modelo	Modelo del dispositivo
Descripción General	Otras características relevantes para la identificación del equipo

Obras Civiles

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica la fundación
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Equipo	Equipo asociado a la fundación
Tensión	Tensión del dispositivo asociado a la fundación

Transformadores

Glosa	Descripción
Familia	Familia en la que se clasifica el transformador (Transformador de Poder, Transformador SSAA)
Código	Código único utilizado para identificar el elemento
Tensión Primaria	Tensión Primaria del Transformador en kV
Tensión Secundaria	Tensión Secundaria del Transformador en kV
Tensión Terciaria	Tensión Terciaria del Transformador en kV
Potencia [MW]	Potencia del transformador
Marca	Marca del transformador
Refrigeración	Tipo de Refrigeración
Cambiador de Tap	Posesión de Cambiador de Tap

1.4.2 PARÁMETROS GENERALES

Una vez definidos los equipos se especifican tablas con parámetros generales para valorizar las subestaciones, éstas se definen a continuación.

Energía

Glosa	Descripción
SSEE	Subestación dada por la CNE
C [%]	Porcentaje de transito de energía por el patio de 13,2 kV
D [%]	Porcentaje de transito de energía por el patio de 23 kV
B [%]	Porcentaje de transito de energía por el patio de 66 kV
H [%]	Porcentaje de transito de energía por el patio de 110 kV
J [%]	Porcentaje de transito de energía por el patio de 220 kV

Codificación equipos

Glosa	Descripción
Familia	Código Familia
Descripción General	Descripción de la Familia

Recargos

Glosa	Descripción
Recargo	Código del recargo asociado
FB	Recargo por Flete a Bodega
B	Recargo por Bodegaje
FO	Recargo por Flete a Obra
Ing	Recargo por Ingeniería
GG	Recargo por Gastos Generales
II	Recargo por Interés Intercalarios
BI	Bienes Inmuebles
CE	Costos de Explotación

Servidumbres

Glosa	Descripción
SSEE	Código Subestación
Superficie	Superficie de la Subestación (m2)
VI	Valor de la Servidumbre (US\$)

Tensión

Glosa	Descripción
Código	Código (C, D, B, H, J)
Tensión [kV]	Tensión (13,2; 23;66;110;220 kV)

1.4.3 INVENTARIOS

Las tablas de inventario se utilizan para poder especificar cada uno de los elementos que se encuentran en los paños o como instalaciones comunes. Cada uno de los elementos asociados debe estar especificado según su código y cantidad a utilizar en el proceso de valorización. Se hace una distinción entre los elementos asignados a los paños, a las instalaciones comunes de patio y las instalaciones comunes de subestación.

En los inventarios se asocia cada uno de los componentes al recargo específico para cada uno de los elementos.

Inventario Paños

Glosa	Descripción
SSEE	Subestación a la que pertenece el paño
Paño	Código único del paño
Equipo	Código equipo asociado al paño
Cantidad	Cantidad de equipos o elementos asociados
Unidad	Unidad del equipo o elemento
Tensión	Tensión del paño
Recargo	Recargo asociado al equipo

Inventario ICPAT

Glosa	Descripción
SSEE	Subestación a la que pertenece el patio
Tensión	Tensión del patio
Elemento	Código elemento asociado al patio
Cantidad	Cantidad de equipos o elementos asociados
Unidad	Unidad del equipo o elemento
Categoría	ICPAT
Conjunto	Conjunto al que pertenece el elemento
Recargo	Recargo asociado al equipo

Inventario ICSE

Glosa	Descripción
SSEE	Subestación a la que pertenece la instalación común
Categoría	ICSE
Elemento	Código elemento asociado a la subestación
Cantidad	Cantidad de equipos o elementos asociados
Unidad	Unidad del equipo o elemento
Recargo	Recargo asociado al equipo

Precio CU

Glosa	Descripción
Familia	Familia del elemento
Código	Código único del elemento o equipo

Precio Unitario	Precio Unitario (US\$)
Unidad	Unidad del elemento
Montaje	Valor Montaje del elemento (US\$)
Unidad	Unidad del montaje del elemento

1.4.4 MAESTROS

Las tablas denominadas maestros se utilizan para poder generar las relaciones entre todos los elementos que conforman la subestación. Permite determinar la relación entre los paños, los patios y las subestaciones.

Maestro Subestaciones

Glosa	Descripción
SSEE	Código Subestación a valorizar
Sistema	Sistema al que pertenece la subestación
Propietario	Propietario de la subestación
Tipo de SSEE	Intemperie (I), GIS, etc.
Función de SSEE	Transformación (T) o Enlace (E)
Superficie	Superficie de la Subestación (m2)
Comuna	Comuna a la que pertenece la subestación
Valorización	Forma de valorizar las instalaciones comunes (VI o E)

Maestro Patios

Glosa	Descripción
SSEE	Subestación a la que pertenece el patio
Patio	Tensión del Patio
N° de Paños	N° de Paños de subtransmisión que posee el patio

Maestro Paños

Glosa	Descripción
Id Paño	Código del Paño
SSEE	Subestación a la que pertenece el paño
Tipo	Tipo de Paño
Sistema	Sistema al que pertenece el paño
Propietario	Propietario del paño
Instalación asociada	Línea o Transformador asociado
Función	Línea, transformación, distribución, etc.
Tensión	Tensión del Paño

1.5 CONSULTAS

Las consultas son la base del sistema para determinar el valor de inversión a través de las bases de datos, estas permiten calcular los recargos de cada uno de los elementos, así como el valor total de los paños y las subestaciones.

A través de consultas también se realiza la prorrata de las instalaciones comunes tanto de subestación como de patio, a continuación se da una explicación del funcionamiento lógico de éstas. El cálculo del valor económico de los tramos también se realiza a través de consultas.

Para realizar la valorización se utilizan las consultas llamadas “Valoriza elementos” existen tres consultas distintas denominadas:

- Valoriza Elementos de Paño
- Valoriza Elementos de Instalaciones Comunes de Patio
- Valoriza Elementos de Instalaciones Comunes de Subestación

Estas determinan los elementos asociados a cada una de las instalaciones nombradas, busca el precio, la cantidad y aplica los recargos para poder obtener el costo unitario final de acuerdo a lo estipulado en las Bases del Estudio.

Para realizar las prorratas existen cuatro consultas:

Prorrata ICPAT: Esta consulta prorratea las instalaciones comunes de patio entre los paños de cada uno de éstos, a través del método planteado en el capítulo 4. Determina la proporción final en US\$ que se debe agregar a cada paño.

Prorrata ICSE VI: Esta consulta prorratea las instalaciones comunes de subestación, a través del método del VI como se especificó en el capítulo 4. Permite determinar la proporción final en US\$ que se debe agregar a cada paño por este concepto.

Prorrata ICSE E1: Esta consulta determina la prorrata de las instalaciones comunes de subestación por el tránsito de energía por patios. Se debe utilizar como paso inicial para poder determinar la prorrata en US\$ que se debe agregar a cada paño.

Prorrata ICSE E2: Utiliza los resultados obtenidos en la consulta anterior, y prorratea los US\$ que se calcularon por patio, en el número de paños que cada patio posea. De esta manera se obtiene la proporción final en US\$ que se debe incorporar a cada paño por este concepto.

Las siguientes consultas se utilizan a modo informativo, para obtener cuadros resúmenes:

Valorizador Paños: Muestra el VI de cada paño previo a la incorporación de la prorrata de las ICPAT y las ICSE.

Valorizador Paños Total: Muestra el VI de la suma de todos los paños de la subestación previo a la incorporación de la prorrata de las ICPAT e ICSE.

Valorizador Paños Final: Muestra el VI inicial del paño y las prorratas asociadas a este, con lo cual se puede determinar el valor final del paño, para utilizarlo para determinar los tramos económicos.

2 ANEXO B

Manual de uso base de datos para calcular el valor de inversión en línea de transmisión del sistema de subtransmisión.

2.1 INTRODUCCIÓN

El siguiente documento anexo tiene por finalidad el definir las propiedades de la base de datos para calcular el valor de inversión de líneas de transmisión en el sistema de subtransmisión. Se explican cada uno de los datos que se deben ingresar y la estructura de las tablas que conforman la base de datos. Además se especifican cada una de las consultas que permiten obtener el valor final de inversión.

2.2 OBJETIVOS

- Definir una guía para el usuario de manera de facilitar el uso de la base de datos de manera que pueda ser utilizada en trabajos futuros.
- Definir la codificación y la estructura de las tablas necesaria para realizar el correcto llenado de la base de datos.

2.3 CODIFICACIÓN

La codificación de los elementos se realiza de manera secuencial a medida que se van agregando a las tablas correspondientes. En este caso no se maneja una codificación especial de elementos en familia, ya que no se construyen modelos típicos de líneas de transmisión, por la amplia diversidad y formas de construcción que estas poseen.

2.4 TABLAS

Las tablas son la estructura base del sistema de valorización, para esto se crean cuatro grupos en los cuales se clasifican las distintas tablas, estos son:

Elementos: Aquí se detallan cada una de las características principales de los elementos que se están valorizando. Se indica su código único y se detalla el elemento completo de acuerdo a su categoría (Aislador, Amortiguador, Fundaciones, Mallas de Tierra, Estructuras)

Parámetros Generales: Se utilizan como tablas base para valorizar, manejan diversos parámetros los cuales son útiles a través de todo el proceso de valorización y son

constantes para cual cálculo. En el caso de necesitar algún otro parámetro adicional a los propuestos se puede crear una tabla adicional que los contenga.

Inventarios: Los inventarios se definen en las tablas denominadas Nodos y Vanos, en las cuales se especifican cada uno de los elementos que tienen cada uno de éstos.

Maestros: Esta categoría se utiliza para generar las relaciones entre los distintos grupos de manera de poder realizar las consultas de manera sencilla. El establecer relaciones correctas ayuda a que el programa realice los cálculos de manera expedita.

Debido a que la codificación es similar al caso de las subestaciones, se deja para el lector analizar cada una de las tablas que se encuentran en la base de datos de líneas de transmisión. En la pestaña propiedades se detalla cada uno de los campos que se debe llenar.

2.5 CONSULTAS

Debido a que para el cálculo del valor de inversión de la línea no se requiere hacer de prorratas, como en el caso de las subestaciones, es más sencillo determinar el VI, a través de la suma de la valorización de cada uno de los elementos. El programa utiliza las tres siguientes consultas para determinar el VI final de la línea:

Valoriza Vanos: Muestra el VI de cada vano con sus respectivos recargos.

Valoriza Nodos: Muestra el VI de cada nodo de la línea con sus respectivos recargos.

Valorizador Final Línea: Muestra la suma del VI de los nodos y los vanos, obteniendo de esta forma el valor total de la línea.

El resto de las consultas se enfoca en determinar el cálculo del VI del cambio de conductor, procedimiento que se explica en detalle a continuación.

2.6 PROCEDIMIENTO CÁLCULO DE REFUERZOS

El procedimiento de cálculo de refuerzo es bastante sencillo, ya que solo se debe llenar la tabla denominada “Conductores2” con el nuevo conductor que se requiere utilizar (se debe tener la precaución de que éste se encuentre ya ingresado en la base de datos de elementos, con su respectivo código).

Una vez realizado esto se debe ejecutar la Consulta Cálculo de flecha, en esta se determinará cada una de las flechas de los vanos, con lo que se puede hacer el análisis para incorporar nuevas estructuras o no.

En el caso de incorporar una nueva estructura, se debe agregar a la tabla “Nodos” como una estructura adicional con sus respectivos componentes.

Una vez realizado este paso se debe ejecutar la Consulta “Valoriza Vanos CC” la cual determinará el valor de los nuevos vanos.

Finalmente se debe ejecutar la Consulta “Valor Final CC” en la cual determinara el costo del montaje y desmontaje del conductor y lo sumara al valor de inversión de los nodos y los vanos previamente calculados.