

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

# **METODOLOGÍA PARA TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN**

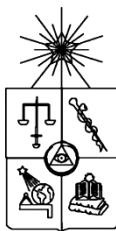
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELECTRICISTA

MILKO JONATHAN PADILLA MUÑOZ

PROFESOR GUÍA:  
GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
LUIS VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE  
MAYO DE 2009



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

# METODOLOGÍA PARA TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELECTRICISTA

MILKO JONATHAN PADILLA MUÑOZ

<b>COMISIÓN EXAMINADORA</b>	NOTA (N°)	<b>CALIFICACIONES</b>	
		(LETRAS)	FIRMA
Profesor Guía: Sr. GUILLERMO PEREZ DEL RIO.	: .....	.....	.....
Profesor Co-Guía: Sr. RODRIGO PALMA BEHNKE.	: .....	.....	.....
Profesor Integrante: Sr. LUIS VARGAS DÍAZ.	: .....	.....	.....
CALIFICACIÓN FINAL	: .....	.....	.....

SANTIAGO DE CHILE  
MAYO DE 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: MILKO JONATHAN PADILLA MUÑOZ  
FECHA: 12/05/2009  
PROF. GUIA: Sr. GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

## METODOLOGÍA PARA TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

La modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 2004, conocida como la Ley Corta I, junto con establecer lo que se entiende por sistemas de subtransmisión, incorpora una detallada normativa para regular la valorización de dichos sistemas. Esta normativa no incluye el detalle de la estructura tarifaria de peajes mediante los cuales los propietarios de las instalaciones de subtransmisión pueden recuperar los costos de inversión (AVI) y los de operación, mantenimiento y administración (COMA).

Lo anterior motiva al objetivo principal de esta memoria, el cual es estudiar alternativas de tarificación que permitan asignar de manera eficiente los costos de los sistemas de subtransmisión a los consumidores. Cabe señalar que este tema es particularmente relevante de resolver en sistemas enmallados, que es el caso del sistema de subtransmisión SIC 3, constituido fundamentalmente por instalaciones de propiedad de Chilectra, sistema en el cual se simulan las alternativas desarrolladas.

El estudio comienza presentando una revisión de los mercados eléctricos y las características que tienen los sistemas de transmisión en este tipo de esquemas. Se muestra la importancia que tiene la regulación de la transmisión en permitir un correcto funcionamiento de un mercado eléctrico. Luego se señala el proceso de tarificación de sistemas de transmisión y las cualidades que son deseables que éste posea. Se realiza posteriormente una síntesis de como ha sido tarifada la subtransmisión en Chile en los últimos años.

Se desarrollan dos alternativas para asignar el uso de la red. La primera identifica los tramos comprometidos basándose en un análisis topológico de la red y el principio de proporcionalidad. En ella se identifican los caminos por los que es abastecido cada consumo desde una barra del sistema troncal. Se establecen dos formas de efectuar el pago, una a través del costo efectivo de los tramos y la otra por medio de cargos base que consideran el costo medio de las instalaciones. La segunda alternativa obtiene las participaciones que un consumo tiene sobre un tramo, utilizando los factores generalizados de distribución de carga (GLDF).

Ambas metodologías incorporan un análisis estocástico al considerar diversas condiciones de operación que permitan reflejar aún mejor el uso del sistema. Para evaluar las alternativas, éstas se aplican al sistema de subtransmisión SIC3, con datos de demanda de punta de invierno del año 2007 y 6 condiciones de operación que consideran hidrologías seca, media y húmeda y el despacho o no de la central Renca.

Los resultados obtenidos muestran que las condiciones de operación no tienen gran incidencia en los valores finales. También se aprecia que el empleo de costos efectivos de instalaciones y el uso de factores GLDF, produce señales de localización similares al entregar cargos más altos en zonas donde las instalaciones tienen mayores costos. No obstante, en este caso se tiene el inconveniente de que se genera una gran dispersión de precios para un área geográfica acotada. Por otra parte, la alternativa que considera los costos medios, si bien obtiene cargos menos representativos de los costos del sistema, tiene la ventaja de ser muy sencilla de aplicar. Por las razones señaladas se recomienda aplicar la primera metodología empleando costos medios.

Se propone para futuros trabajos abordar el tema del pago de centrales generadoras que inyectan su producción en subtransmisión.

*A mis Padres*

# Agradecimientos

Especiales agradecimientos a mi profesor guía Don Guillermo Pérez del Río por su orientación, apoyo y buena disposición durante la realización de este trabajo de título.

Gracias a Don Rodrigo Palma por su orientación brindada como profesor co-guía.

Se agradece el financiamiento de Chilectra S.A, también a todo el personal de la Gerencia de Regulación y Gestión de Energía por el apoyo otorgado y por haberme integrado a las actividades realizadas. Se agradecen los aportes, ayudas y comentarios entregados por Daniel, Tomas, Patricio y Simón que facilitaron el desarrollo de este trabajo. Gracias también a Margarita por su atención, buen humor y por incentivar el deporte. Gracias al amigo Lucho por su ayuda como colega memorista y al amigo Loro por colaborar con las correcciones al documento final.

Gracias también a la unidad de Estudios de Explotación, en particular a Felipe por haber colaborado con las simulaciones en DigSilent.

Finalmente agradezco a todos mis amigos y compañeros eléctricos con quienes compartí los últimos años de carrera, como olvidar las caóticas horas de estudio, asados y celebraciones varias, gracias por los buenos y gratos momentos que pasé con ustedes.

# Índice de Contenidos

Agradecimientos.....	i
Índice de Contenidos .....	ii
Índice de Ilustraciones.....	iv
Índice de Tablas .....	vi
Nomenclatura .....	viii
1. Introducción.....	1
1.1 Motivación .....	1
1.2 Alcances.....	2
1.3 Objetivos .....	2
1.4 Estructura de la Memoria .....	2
2. Sistemas de Transmisión .....	4
2.1 Antecedentes de Desregulación del Sector Eléctrico .....	4
2.2 El Mercado Eléctrico .....	5
2.3 El negocio de la Transmisión .....	6
2.4 El Mercado Eléctrico Chileno .....	8
3. Tarificación .....	14
3.1 Cualidades deseables de la tarificación .....	14
3.2 Esquemas de Tarificación de Sistemas de Transmisión .....	16
4. Tarificación de la Subtransmisión en Chile.....	25
4.1 Tarificación Subtransmisión Transmisión años 90, antes de Ley Corta 1 (13).....	25
4.2 Situación Actual, a partir de Ley Corta 1.....	33
4.3 Decreto Subtransmisión(18) .....	38
4.4 Comentarios .....	50
5. Alternativas de Tarificación .....	52

5.1	Alternativas de Tarificación N°1: Identificación de Tramos Comprometidos.....	52
5.2	Alternativa de Tarificación “N°2”: Identificación basada en factores GLDF .....	62
6.	Aplicación de Alternativas .....	65
6.1	Aplicación de Alternativas de Tarificación a Sistema de 5 Barras.....	65
6.2	Aplicación de Alternativas de Tarificación a SIC3 .....	70
6.3	Evaluación de cualidades deseables .....	92
7.	Conclusiones.....	97
7.1	Trabajo Futuro.....	99
	Referencias .....	100
	Apendice A. Datos SIC3.....	102
	Flujos por Líneas y Subestaciones .....	102
	Apendice B. Datos Alternativa 1.....	105
	Caminos por identificación de flujos de tramos comprometidos .....	105
	Cargos y pagos con costos medios de líneas y subestaciones.....	108
	Cargos y pagos con costos reales de líneas y subestaciones.....	110
	Apendice C. Datos Alternativa 2.....	114
	Apendice D. Datos Camino de mínima distancia eléctrica.....	117
	Apendice E. Derivación Factores GLDF.....	123

# Índice de Ilustraciones

Ilustración 2-1: Esquema de la Desregulación del sector eléctrico.....	5
Ilustración 3-1: Ejemplo principio proporcionalidad.....	22
Ilustración 4-1: Ejemplo de camino de mínima distancia eléctrica.....	41
Ilustración 4-2: Ejemplo de tramo no reconocido.....	51
Ilustración 5-1: Ejemplo de Punto de Corte. ....	54
Ilustración 5-2: Sistema con 3 puntos de inyección en donde se identifican 3 puntos de corte en los consumos Pc, Pf y Pi .....	55
Ilustración 5-3: Sistema luego de abrir los puntos de corte .....	56
Ilustración 5-4: Sistema radializado. ....	57
Ilustración 6-1: Caso 5 Barras.....	66
Ilustración 6-2: Puntos de Corte.....	67
Ilustración 6-3: Sistema 5 barras Radializado .....	67
Ilustración 6-4: Modelo de SIC 3 empleado en evaluación de alternativas .....	71
Ilustración 6-5: Sistema SIC3 en DigSILENT .....	78
Ilustración 6-6: Sistema Radializado.....	79
Ilustración 6-7: Gráfico Cargos por potencia de alternativa 1 con costos medios en los 6 escenarios. ....	83
Ilustración 6-8: Gráfico de % Pago Alternativa 1 con costos Medios en los 6 escenarios .....	84
Ilustración 6-9: Grafico de % Pago Alternativa 1 con costos efectivos en los 6 escenarios.....	85
Ilustración 6-10: Cargos por potencia de alternativa 1 con costos efectivos en los 6 escenarios. ....	85
Ilustración 6-11: Comparación del % de pago usando costo medio y costo efectivo de las instalaciones. ....	86
Ilustración 6-12: Gráfico Cargos por potencia de los retiros en los 6 escenarios usando GLDF. ....	87
Ilustración 6-13: Grafico de % Pago efectivos en los 6 escenarios usando GLDF .....	87
Ilustración 6-14: Comparación de Alternativas de radialización por identificación de tramos usando costo efectivo y alternativa que usa GLDF.....	88
Ilustración 6-15: Cargos por potencia de usando camino de distancia eléctrica mínima costos medios en los 6 escenarios. ....	89



Ilustración 6-16: Grafico de % Pago efectivos en los 6 escenarios camino de mínima distancia eléctrica.....	89
Ilustración 6-17 Porcentaje de Pagos alternativa 1 con costo medio y por camino de distancia eléctrica mínima. ....	90
Ilustración 6-18: Histograma de Cargos .....	91
Ilustración 6-19: Histograma de Pagos.....	91
Ilustración 6-20: Cargos en retiros ubicados entre Lo Boza y san Cristóbal y entre La Dehesa y Los Domínicos .....	92
Ilustración 6-21: Cargos en retiros ubicados entre Pudahuel y Sta. Marta .....	93
Ilustración 6-22: Cargos en retiros ubicados entre Club Hípico y La Florida y entre la Florida y Andes .....	93
Ilustración 6-23: Cargos en retiros ubicados entre San Bernardo y Panamericana.....	93
Ilustración 6-24: Cargos en retiros ubicados entre Altamirano y Lord Cochrane I .....	94
Ilustración D-1: Retiros asociados a cada troncal con mínima distancia eléctrica.....	119

# Índice de Tablas

Tabla 2-1: Sistemas de Subtransmisión Chilenos (10).....	11
Tabla 4-1: Valores variable C .....	28
Tabla 4-2: Valores parámetros D y E .....	29
Tabla 4-3: Valores base para Índices(18).....	48
Tabla 4-5: Coeficientes de Indexación.....	49
Tabla 6-1: Reactancia y flujo por líneas caso 5 barras.....	66
Tabla 6-2: Demandas caso 5 barras.....	66
Tabla 6-3: Caminos caso 5 barras .....	67
Tabla 6-4: Participaciones por retiro Caso 5 Barras .....	68
Tabla 6-5: Factores GSDF Caso 5 Barras .....	68
Tabla 6-6: Factores GLDF Caso 5 Barras .....	69
Tabla 6-7: Participaciones GLDF por Retiro Caso 5 Barras .....	69
Tabla 6-8: Caminos de mínima distancia eléctrica sistema 5 barras.....	69
Tabla 6-9: Hidrologías (19).....	71
Tabla 6-10: Disponibilidad Central Nueva Renca .....	72
Tabla 6-11: Probabilidad de ocurrencia de Escenarios.....	72
Tabla 6-12: Transformación y AVI+COMA de Subestaciones .....	73
Tabla 6-13: Taps.....	74
Tabla 6-14: Características de Líneas(21) .....	74
Tabla 6-15: Demandas por barra de Retiro .....	77
Tabla 6-16: Puntos de Corte para Condiciones de Operación con Centrales Renca .....	79
Tabla 6-17: Puntos de corte para Condiciones de Operación sin Centrales Renca.....	80
Tabla 6-18: Superposiciones en escenarios con centrales Renca .....	81
Tabla 6-19: Superposiciones en escenarios sin centrales Renca .....	81
Tabla 6-20: Cargos Base.....	82
Tabla A-1: Flujos de potencia por las líneas .....	102
Tabla A-2: Flujos de potencia por subestaciones. ....	104
Tabla B-1: Caminos asignados con alternativa 1 .....	105
Tabla B-2: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación.....	108

Tabla B-3: % de Pago de cada Retiro por condición de operación .....	109
Tabla B-4: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación .....	110
Tabla B-5: % de Pago de cada Retiro por condición de operación .....	112
Tabla C-1: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación .....	114
Tabla C-2: % de Pago de cada Retiro por condición de operación .....	115
Tabla D-1: Caminos asignados con mínima distancia eléctrica .....	117
Tabla D-2: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación .....	119
Tabla D-3: % de Pago de cada Retiro por condición de operación.....	121

# Nomenclatura

AVI	: Anualidad de Valor de Inversión
CBLE	: Cargo Base por transmisión de Energía (\$/kWh)
CBLP	: Cargo Base por transmisión de Potencia (\$/kW-mes)
CBTE	: Cargo Base por Transformación de Energía (\$/kWh)
CBTP	: Cargo Base por Transformación de Potencia (\$/kW-mes)
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga
CNE	: Comisión Nacional de Energía
COMA	: Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
COyM	: Costos de Operación y Mantenimiento
FAIE	: Factor de Ajuste de Inyección de Energía
FAIP	: Factor de Ajuste de Inyección de Potencia
FPLE	: Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transmisión
FPLP	: Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transmisión
FPTE	: Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transformación
FPTP	: Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transformación
GLDF	: Generation Load Distribution Factor
GSDF	: Generation Shift Distribution Factor
ISO	: Independent System Operator
MINECON	: Ministerio de Economía
PBEP	: Precio base de la energía en la subestación principal (\$/kWh)
PBPP	: Precio base de la potencia en la subestación principal (\$/kW/mes)
PNET	: Precio de nudo de energía (\$/kWh)
PNPT	: Precio de nudo de potencia (\$/kW/mes)
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado Norte Grande
SSEE	: Sub Estaciones
STT	: Sistema de Transmisión Troncal
STx	: Subtransmisión
VASTx	: Valor Anual de Subtransmisión

# Capítulo 1.

## Introducción

### 1.1 Motivación

Con la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 2004 a través de la Ley 19.940, más conocida como Ley Corta I, se hace una separación del sistema de transmisión en sistema de transmisión troncal, sistema de subtransmisión y sistema de transmisión adicional. Se añade una detallada normativa para regular la valorización de los sistemas de subtransmisión, pero no se incluye la estructura tarifaria de peajes con los cuales los propietarios de las instalaciones de subtransmisión podrán recuperar los costos de inversión (AVI) y los de operación, mantenimiento y administración (COMA).

La metodología actualmente utilizada para construir los peajes de subtransmisión si bien recupera el (AVI+COMA) total del sistema, no logra reflejar al usuario las particularidades físicas y de costo de la red, especialmente en sistemas enmallados. Esto tiende a producir subsidios cruzados en el pago que remunera los tramos de la red de subtransmisión, alejándose de las señales tarifarias centrales de la regulación de la transmisión chilena.

Lo anterior motiva a que en este trabajo se estudien dos alternativas de tarificación que permitan sincerar el pago de los peajes de manera que se pueda cubrir el AVI+COMA de las instalaciones en relación a las señales físicas de los flujos de potencia en el sistema. La primera alternativa hace uso de un análisis topológico de los flujos de potencia por la red. La segunda alternativa emplea los factores generalizados de distribución de carga (GLDF) para identificar el uso que los consumos hacen de la red.

## 1.2 Alcances

En este trabajo de memoria se estudia el proceso de tarificación de la subtransmisión y se implementan dos alternativas de tarificación enfocándose principalmente en el pago que realizan los retiros del sistema de subtransmisión.

El uso por parte de los retiros es estudiado en el sistema de subtransmisión SIC 3, el cual pertenece en su mayoría a Chilectra S.A. empresa patrocinadora de este trabajo de título.

Quedan fuera de los alcances de esta memoria dos temas que en si son de gran envergadura y que pueden ser parte de trabajos futuros. El primero de ellos es el pago a efectuar por parte de empresas generadoras que inyectan directamente su producción en el sistema de subtransmisión, tema que ha generado discrepancias entre los participantes del proceso de tarificación de la subtransmisión; el segundo tema corresponde al estudio de cómo influye la metodología de tarificación en la planificación de los sistemas de subtransmisión.

## 1.3 Objetivos

El objetivo general de este trabajo de título es elaborar una metodología de tarificación que asigne de forma eficiente los costos del sistema de subtransmisión.

### 1.3.1 Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se persiguen con este trabajo son:

- Revisión de metodologías de tarificación de sistemas de transporte de energía eléctrica.
- Dar a conocer los conceptos de tarificación de Sistemas de Subtransmisión en Chile.
- Implementar modelo de tarificación aplicable a sistemas de subtransmisión enmallados.
- Implementar modelo de tarificación que haga uso de factores GLDF para determinar el uso de las redes de subtransmisión.
- Analizar las alternativas presentadas.

## 1.4 Estructura de la Memoria

El Capítulo 2 llamado Sistemas de Transmisión hace una introducción a los sistemas de transmisión de energía en un mercado eléctrico desregulado para enfocarse en el sector eléctrico Chileno y en la Subtransmisión.

En el Capítulo 3 se da una explicación a grandes rasgos del proceso de tarificación de un sistema de transmisión, características que lo definen y dando a conocer las cualidades deseables que debería

## *CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN*

cumplir un esquema de tarificación. Además se entrega una muestra de los métodos más empleados para asignar el uso que los usuarios hacen del sistema de transmisión.

En el Capítulo 4 se presenta una revisión de cómo ha sido abordado el tema de la tarificación de la Subtransmisión en Chile en los últimos años. Se comienza mostrando la metodología usada por la Comisión Nacional de Energía en los años 90, luego se prosigue con lo planteado en la llamada Ley Corta 1 y se finaliza con lo contemplado en el Decreto de Subtransmisión de reciente publicación (Decreto N°320 de 2008).

En el Capítulo 5 se desarrollan las dos alternativas de tarificación propuestas, explicando en cada una el procedimiento de cálculo de las tarifas.

En el Capítulo 6 se analizan las alternativas descritas en el capítulo anterior, se comienza validándolas en un sistema reducido de 5 barras, posteriormente se aplican al sistema de subtransmisión SIC3 y se evalúan los resultados obtenidos.

Finalmente en el Capítulo 7 se concluye acerca del trabajo realizado en esta memoria de título.

## Capítulo 2.

# Sistemas de Transmisión

### 2.1 Antecedentes de Desregulación del Sector Eléctrico

A comienzos del siglo XX la iniciativa privada apoya fuertemente al desarrollo del sector eléctrico para su uso en la industria. Así comienzan a emerger sistemas eléctricos aislados que abastecen a estos consumos industriales. La aparición de estos múltiples sistemas, más la necesidad de mejorar la seguridad del suministro eléctrico propició la creación de sistemas interconectados que integran los sectores de generación, transmisión y distribución, esto es lo que se conoce como integración vertical.

A partir de la depresión de los años 30' el Estado toma un rol protagonista al intervenir fuertemente en la industria eléctrica, participando en la construcción de nueva infraestructura y en algunos casos tomando control de la generación, transmisión y distribución (1)(2). De esta forma en algunos países se crean grandes empresas estatales integradas verticalmente, que proveen el servicio eléctrico en un marco considerado el más adecuado socialmente. Por ejemplo en Chile se creó ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad de Chile), en Francia la EDF (Electricité de France), en Bolivia ENDE (Empresa Nacional Eléctrica), en Inglaterra CEGB (Central Electricity Generating Board), en Brasil ELETROBRAS (Empresa Eléctrica Brasileña) (3). En otros países se sigue el modelo de la empresa integrada verticalmente, pero a cargo de empresas privadas que deben actuar bajo marcos regulatorios que orientan su actividad, este es el caso de Estados Unidos, Alemania y Japón.

Ya en la segunda mitad del siglo XX estas empresas integradas verticalmente comenzaron a mostrar ciertas ineficiencias de servicio y económicas producto de la carencia de incentivos que las obliguen a operar de forma eficaz. Aparece también una tendencia global hacia la liberalización de la economía. Lo anterior produce un cambio a nivel mundial a partir de los años 80' en la organización del sector eléctrico, cambiándose a un nuevo paradigma en donde el sector eléctrico se desintegra en generación, transmisión y distribución, quedando cada una en manos de varias empresas privadas que compiten entre sí y que son reguladas por el estado. En este cambio de paradigma Chile fue



pionero al liberalizar el sector eléctrico en el decreto con fuerza de Ley DFL N°1 del año 1982. Tiempo después le siguió Inglaterra y Nueva Zelanda, luego la Unión Europea, así este cambio se ha ido extendiendo en el resto del mundo.

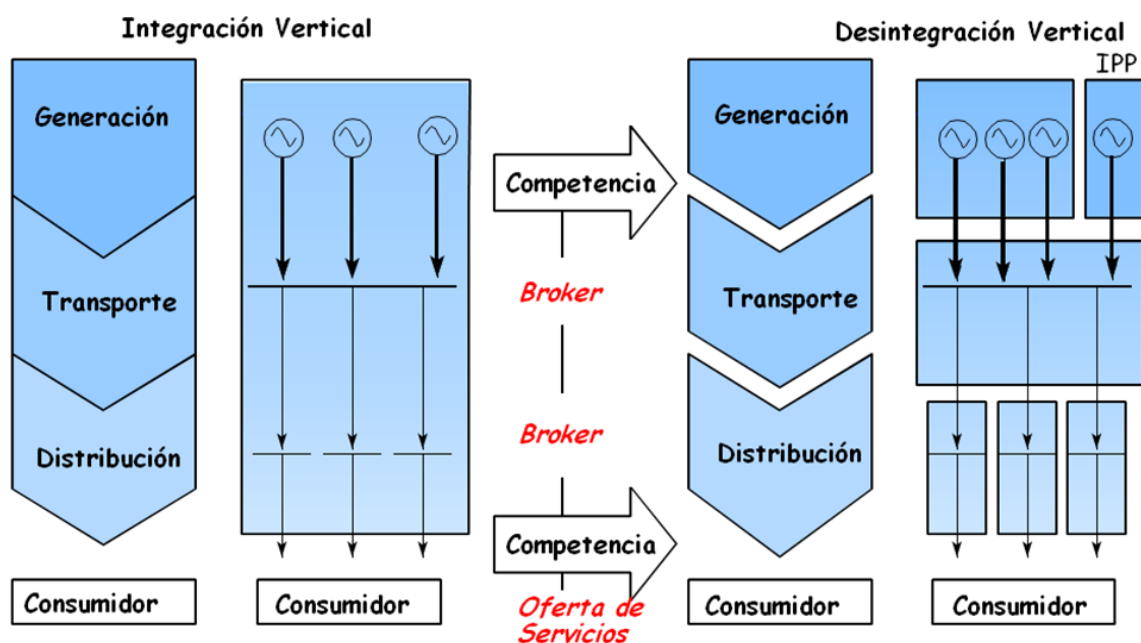


Ilustración 2-1: Esquema de la Desregulación del sector eléctrico, a la izquierda se muestra un sistema integrado y a la derecha luego de la incorporación de competencia un sistema desregulado en donde aparecen nuevos actores como los productores independientes (IPP) y los intermediarios (brokers) que facilitan formación de contratos. Fuente (4)

## 2.2 El Mercado Eléctrico

No existe una solución única para la organización del mercado con el paradigma de desintegración del sector eléctrico, así cada país ha implementado un camino distinto para coordinar el mercado competitivo, regular las actividades monopólicas de la Transmisión y Distribución, fijar los precios a pagar por cada servicio y establecer los niveles aceptables de integración vertical.

Los actores de este mercado presentan las siguientes características

- La Generación es un sector que se caracteriza por la existencia de una amplia diversidad de fuentes de generación, que requieren de inversiones intensivas de capital y de largo plazo. Esto nos lleva a que sea un sector en donde no hay presencia de economías de escala significativas y donde es viable la privatización.

- En la Transmisión las tecnologías empleadas para la construcción de líneas presentan marcadas economías de escala las cuales hacen que los sistemas de transmisión se caractericen por ser monopolios naturales. Por lo anterior este sector debe ser regulado con el fin de permitir la existencia de mercados competitivos.
- La Distribución también presenta la característica de ser un monopolio natural, pero no por tener economías de escala sino más bien por presentar economías de ámbito. Por esta razón este sector también debe ser regulado.

Para poder controlar los aspectos monopólicos que se presentan en transmisión y distribución e incentivar la competencia, algunos países han optado por una coordinación centralizada de la operación del sistema con el fin de simular una competencia perfecta en el sector de generación y donde la transmisión y distribución aparecen como recursos comunes a los cuales se tiene libre acceso. La coordinación es llevada a cabo por un ente independiente conocido como operador del sistema o ISO (de sus siglas en Inglés Independent System Operator). Este tipo de esquema es conocido como Pool, y es el que predomina a nivel sudamericano. El operador es el que establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad. Este precio es resultado de la realización de un despacho económico centralizado, por parte del operador de mercado basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados (5). En el caso chileno esta coordinación es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Una variación a este esquema corresponde el caso de la bolsa de energía.

Otros países han optado por esquemas descentralizados, por ejemplo en un mercado de contratos bilaterales físicos, suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial de forma directa o mediante un intermediario conocido como comercializador. La duración, condiciones de entrega y precios son negociados libremente por ambas partes. En este caso la eficiencia económica es promovida por los consumidores quienes escogen la opción de generación menos costosa.

### **2.3 El negocio de la Transmisión**

La representación del mercado eléctrico desintegrado verticalmente deja a los sistemas de transmisión en el centro del negocio eléctrico, pues son el medio único y necesario para la existencia del mercado entre generadores y consumidores. Además, el éxito de la creación de un mercado competitivo en el sector generación depende de las políticas que se adopten en el sector transmisión donde el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión es uno de los temas fundamentales para la generación de competencia en el sector de generación.

En un mercado eléctrico el negocio de la transmisión tiene las siguientes características (6):

## *CAPÍTULO 2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*

- Existe por el motivo de que generadores y consumos que usan la red de transmisión se encuentran separados por grandes distancias La ubicación de las centrales de generación está fuertemente determinada por el tipo de tecnología, por ejemplo las centrales hidroeléctricas deben situarse cerca de un río que cuente con las características para su uso. Por otro lado, los consumidores están ubicados geográficamente de acuerdo a su actividad económica.
- Es un monopolio natural caracterizado por la presencia de economías de escala y por la especificidad de los activos que utiliza. Por este motivo existe la necesidad de su regulación en los aspectos de acceso y tarificación con motivo de que no interfiera en la competencia entre generadores.
- Presenta economías de escala en el hecho de que los costos de inversión de líneas de transmisión en función de su potencia disminuyen con el aumento de la tensión, existe la necesidad de redundancia para cumplir con los criterios de seguridad, además estas inversiones son indivisibles.
- Requiere fuertes inversiones de capital. La transmisión de electricidad segura y eficiente sobre largas distancias requiere conductores y equipos de alto costo además de la construcción de subestaciones. Dentro de estos equipos se encuentran transformadores, switchgears, compensadores de reactivos, etc.
- Largo periodo de vida útil. Las líneas y equipos tienen periodos de vida de 20 a 40 años o incluso más. Durante este largo periodo muchas cosas pueden cambiar a nivel de generación y consumo. Por este motivo las líneas deben ser muy bien planificadas y considerar todos los imprevistos y escenarios que pueden ocurrir en el futuro.
- Inversiones irreversibles, pues una vez incurrido la inversión de una nueva línea el periodo de recuperación del capital es bastante grande. Si el dueño de la línea se ve obligado a salir del mercado antes de ese periodo entonces los equipos en que invirtió resultan inutilizables para otros sectores por los altos costos involucrados en desmantelar y transportar estos elementos, la inversión representa entonces un costo hundido. Esta característica representa una barrera de entrada al mercado de la transmisión.
- La interconexión de varios generadores a través de la red de transmisión provee seguridad de suministro a los consumidores. Por otro lado, permite a los generadores cumplir con los contratos de suministro de energía establecido con consumidores ubicados en distintos puntos de la red.

Dadas estas características se hace necesaria la regulación de la transmisión de manera que permita a la generación desarrollarse en forma competitiva, y satisfaciendo adecuadamente la demanda de los consumidores finales a precios concordantes con el nivel de servicio entregado y que de señales económicas para que la transmisión se desarrolle.

En (7) 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 de un sistema de transmisión.

## **2.4 El Mercado Eléctrico Chileno**

El sector eléctrico chileno es conformado por cuatro sistemas independientes, estos son el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), El Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Los dos primeros son los más importantes.

En la actualidad el sector eléctrico chileno es formado exclusivamente por empresas privadas. La ley que rige el sector distingue las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad.

La ley identifica también dos tipos de clientes:

- Clientes Libres o Grandes Clientes: son quienes pactan libremente un contrato de suministro de energía a precio libre de forma directa con los generadores o distribuidores sin ser sometidos a regulación. Son clientes libres todos los usuarios con una potencia conectada mayor a 2MW.

## *CAPÍTULO 2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*

- **Cientes Regulados:** son quienes reciben suministro de energía sujeto a regulación de precios. Corresponde a usuarios que tienen una potencia menor o igual a 2MW dentro de zonas de concesión de distribución. La misma Ley Corta I estableció que usuarios regulados con potencia conectada superior a 500kW pueden optar por ser clientes libres (letra d artículo 147 DFL N° 4).

El Estado se encarga de las funciones de normar y regular el sector. Las instituciones encargadas de hacer esto pueden ser clasificadas en dos grupos. En el primero se encuentran los entes que participan en la regulación; el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECON); la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC); en el segundo grupo se encuentran instituciones cuyas funciones de regulación van más allá de la regulación eléctrica y de carácter más transversal con otras industrias: la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros y organismos de defensa de la competencia.

A continuación se presentan las funciones, en el ámbito del sector eléctrico, que cumplen los principales organismos encargados de la regulación:

- **Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (MINECON):** su función es la dictación de normas sobre electricidad y fijación de precios regulados a proposición de la CNE.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Su principal función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía, tanto en su producción y uso como en la promoción del uso eficiente de ésta.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Su principal función es la fiscalización de las empresas eléctricas y el control de seguridad de las instalaciones y productos eléctricos.
- **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC):** Organismo encargado de determinar la operación óptima del sistema eléctrico de modo que el costo de abastecimiento sea el mínimo posible y que sea compatible con una seguridad prefijada. Algunas de sus funciones son: planificar la operación de corto plazo del sistema; calcular costos marginales instantáneos de unidades generadoras; reunir y tener a disposición la información relativa a valores nuevos de reemplazo de las instalaciones bajo su supervisión, costos de operación y mantenimiento y otros aspectos aplicables al cálculo de peajes básicos y adicionales en los distintos tramos del sistema.

### 2.4.1 Sistema de Transmisión

El 13 de marzo del año 2004 se publicó la Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (conocida como Ley Corta 1), la que principalmente perfecciona la regulación de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Ésta establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (8). Específicamente, el Título III de la Ley N° 19.940 se refiere a los sistemas de transporte de energía (9).

En el Artículo 73º de la Ley se define el sistema de transmisión como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la Norma Técnica (actualmente 23kV) y cuya operación debe coordinarse, según lo dispuesto en el Artículo 81º de la Ley. Fuera de entregar una definición de sistemas de transmisión, el citado artículo hace una separación de las instalaciones de transmisión en tres sistemas: sistema de transmisión troncal, sistema de subtransmisión y sistema de transmisión adicional.

La entidad responsable de clasificar los sistemas de transmisión es el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual previo a un informe técnico de una Comisión define su clasificación mediante la publicación de un decreto supremo, el cual tienen una vigencia de cuatro años.

La Ley en el artículo 77º ahora establece que estos tienen la característica de ser sistemas de “acceso abierto”. Esto significa que las redes pueden ser usadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Los propietarios de instalaciones no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

#### 2.4.1.1 Transmisión troncal

Según el Artículo 74º de la Ley, el Sistema de Transmisión Troncal (STT) se define como “el conjunto de 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, considerando las exigencias de calidad y seguridad presentes en la Ley, los Reglamentos y Norma Técnica”.

Las líneas del STT deben mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kV, además, la magnitud de los flujos no debe estar determinada por el consumo o producción de potencia de un número reducido de agentes y debe tener tramos con flujos bidireccionales relevantes.

### 2.4.1.2 Transmisión Adicional

Los sistemas de transmisión adicional son definidos en el Artículo 76º de la ley como “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 objeto principal 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”.

### 2.4.1.3 Subtransmisión

El Artículo 75º del DFL4 señala que los sistemas de subtransmisión “estarán constituidos 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 no deben pertenecer al sistema troncal y su utilización no debe ser exclusiva del consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o un grupo reducido de centrales generadoras.

Para efectos del primer proceso de tarificación de la subtransmisión la CNE distinguió 7 sistemas:

Tabla 2-1: Sistemas de Subtransmisión Chilenos (10)

SISTEMA INTERCONECTADO	SISTEMA SUBTRANSMISIÓN	DESCRIPCIÓN SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN
SING	SING-1	I y II Región
SIC	SIC-1	III, IV Región, y al norte de la V Región,
SIC	SIC-2	V Región costa y cordillera
SIC	SIC-3	Región Metropolitana
SIC	SIC-4	VI y VII Región
SIC	SIC-5	VIII Región
SIC	SIC-6	IX Región, hasta la Isla de Chiloé

#### 2.4.1.3.1 Participantes del proceso de tarificación de la subtransmisión

Las principales instituciones que participan en el proceso de tarificación de sistemas de subtransmisión son:

- Comisión Nacional de Energía
- Empresas Subtransmisoras, que corresponden a los dueños de instalaciones eléctricas calificadas como de subtransmisión

- Panel de Expertos, organismo integrado por profesionales de amplia trayectoria profesional o académica expertos en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico. Su función es pronunciarse mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas sometan a su conocimiento.
- Participantes del Proceso de Tarificación, corresponde a empresas generadoras, empresas distribuidoras y clientes libres.

#### **2.4.1.3.2 Cronograma del proceso de tarificación**

Este se indica en el artículo 111° de la Ley (8)

- Trece meses previos al término del periodo de vigencia de los peajes de subtransmisión la Comisión deberá dar a conocer las bases del estudio para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión a las empresas subtransmisoras, a los participantes (empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios), usuarios e instituciones interesadas.
- Dentro de los quince días siguientes a la recepción de las bases las empresas pueden efectuar observaciones a éstas.
- La Comisión acogerá o rechazará las observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los diez días siguientes.
- De mantenerse discrepancias las empresas pueden solicitar la opinión del Panel de Expertos dentro de un plazo de diez días luego de conocidas las bases definitivas.
- El Panel de Expertos deberá resolver las discrepancias en un plazo de quince días contado desde el vencimiento del plazo anterior.
- Vencido el plazo anterior o una vez resueltas las discrepancias la Comisión debe formalizar las bases técnicas definitivas.
- Para cada sistema de subtransmisión el estudio deberá ser efectuado por una empresa consultora seleccionada de una lista acordada previamente con la comisión.
- Seis meses antes del término del periodo de vigencia de los peajes las empresas subtransmisoras deberán presentar a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión (resultado del estudio) y con las fórmulas de indexación propuestas.
- En un plazo de quince días desde la recepción del estudio la Comisión convocará a una audiencia pública, donde las empresas consultoras expondrán los resultados.



## *CAPÍTULO 2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*

- En el plazo de quince días contados desde la celebración de la audiencia las empresas podrán hacer observaciones al estudio presentado.
- Con un plazo de 3 meses, CNE revisará y estructurará las tarifas, remitiendo un informe técnico.
- Si existen discrepancias, con un plazo de 15 días se podrá solicitar la opinión del Panel de Expertos.
- En un plazo de 30 días el Panel presentará su dictamen.
- En un plazo de 15 días CNE debe remitir al MINECOM el informe técnico con las tarifas de subtransmisión.
- En un plazo de 15 días el Ministro fija las tarifas de subtransmisión con sus respectivas formulas de indexación y las publica.

En el Capítulo 4 se explica con más detalle cómo se realiza actualmente el proceso de tarificación del sistema de subtransmisión.

## Capítulo 3.

# Tarificación

La desintegración vertical del sector eléctrico deja al sistema de transmisión en el centro del negocio de la venta de electricidad entre generadores y consumidores. Para la existencia de una real competencia en el sector de la Generación es necesario que el acceso a los sistemas de Transmisión sea libre y no discriminatorio.

Los costos de las empresas transmisoras pueden clasificarse en dos grandes grupos: el primero, es el costo de inversión que incluye la construcción de las líneas, subestaciones y centros de control; y el segundo corresponde a los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), que incluye al personal vinculado a la operación de estas instalaciones, los gastos para el mantenimiento de las instalaciones, la administración, seguridad y otros.

La tarificación de la transmisión debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Los precios y pagos que se efectúan para la transmisión no deben interferir en las decisiones de inversión de los generadores ni las decisiones de operación de éstos. Tampoco debe distorsionar las decisiones de los consumidores conectados a la red.

### **3.1 Cualidades deseables de la tarificación**

Pese a no existir un acuerdo general sobre la forma más adecuada en que debe ser realizada la tarificación de los sistemas de transmisión, sí se tiene claro las cualidades que debería tener el esquema de tarificación usado. En los siguientes puntos se presentan los requisitos que debe presentar un esquema de tarificación según(5)(6)(7)(11). Hay que destacar que muchos de estos requisitos son contradictorios entre si, por lo que se busca un que exista un cierto compromiso entre ellos al momento de escoger el esquema de tarificación a utilizar.

### **3.1.1 Eficiencia de la Operación del Mercado Eléctrico**

La eficiencia de la operación del mercado eléctrico en el corto plazo, se logra a través de un despacho económico que persiga la operación del sistema eléctrico a mínimo costo, generadores y consumos deben enfrentar el mismo precio en un nodo del sistema. Este despacho no sólo debe considerar los costos de los generadores, también debe considerar los costos marginales de la transmisión, incluyendo tanto las pérdidas del sistema como el costo de oportunidad de las restricciones de transmisión que presente el sistema.

### **3.1.2 Entregar señales de Localización**

El esquema que se escoja para tarifcar los servicios de transmisión debe asegurar que cuando se toman las decisiones de localización de generación y de consumo, se consideren los costos de transmisión y se incluyan al tomar la decisión. Si los costos marginales de corto plazo no incluyen los costos de la transmisión, se puede utilizar otros mecanismos de precios que entreguen una señal de localización pero estas deberán minimizar su efecto sobre las decisiones de despacho del sistema para no disminuir la eficiencia de corto plazo del sistema.

### **3.1.3 Señal de Inversión en el Sistema de Transmisión**

El precio debería entregar una señal respecto del momento óptimo para realizar una inversión. En el caso de la transmisión eléctrica si se considera que la elevación de los precios es una señal para decidir una inversión, puede llevar a que se produzcan problemas. No es posible hacer inversiones que aumenten la capacidad de un sistema en forma marginal, por lo general las inversiones en transmisión producen cambios significativos en los flujos y las diferencias de precios ex-ante de una inversión suelen atenuarse, con lo cual una inversión podría ser no rentable con los precios ex-post. Otro problema que se genera con la tarifcación marginalista es que cuando hay líneas muy cargadas que causan restricciones y hay muchas pérdidas se produce un ingreso sobrenormal del tramo sobrecargado. Los dueños de ellos tendrán incentivos “perversos” para no invertir, evitando que se optimice el sistema global. Si el ingreso total es regulado, el transmisor pierde el incentivo de dejar de invertir y así aumentar sus ingresos a costa de generar restricciones en el sistema de transmisión.

### **3.1.4 Financiar Activos del Sistema de Transmisión Existente**

Al instaurar un esquema de precios en un sistema se debe velar por que las instalaciones ya existentes reciban la remuneración adecuada. Si esto no ocurre se puede interpretar como una mala señal para la inversión en nuevas instalaciones de transmisión. Por el contrario resulta un incentivo para la inversión en expansión y para la entrada de capitales privados a la industria de la transmisión eléctrica.

### **3.1.5 Simplicidad y Transparencia**

El esquema de precios que se escoja debe ser comprensible por los actores de manera que éstos sepan cuanto están pagando exactamente por el servicio de transmisión eléctrica. El método de determinación de los precios debe ser conocido por todos los agentes del mercado, tanto los datos como los procedimientos de cálculo deben estar disponibles para que sean ampliamente conocidos por los actores del mercado.

### **3.1.6 Ser Políticamente Implementable**

Al decir que un esquema debe ser políticamente implementable, se está considerando que la mayoría de las veces deben realizarse cambios en sistemas ya establecidos y que existirán agentes del mercado que puedan verse perjudicados. Estos podrían tener el poder político suficiente para intervenir e impedir o demorar la implementación de un nuevo esquema. Es por esto que las propuestas deben considerar muchas veces periodos de transición que permitan implementar cambios sin perjudicar los intereses de aquellos que ya participan en un sistema.

### **3.1.7 Estabilidad de Precios**

Se prefiere evitar cambios repentinos de precios ya que se espera disponer de una buena estimación de los precios que permita tomar decisiones operativas adecuadas relacionadas con nuevas inversiones.

## **3.2 Esquemas de Tarificación de Sistemas de Transmisión**

De la revisión bibliográfica se ha verificado que cada país ha diseñado un esquema de tarificación de la transmisión en concordancia con la realidad de su sistema, no existe un acuerdo internacional que permita definir cuál esquema es mejor que otro desde una perspectiva económica y técnica.

### **3.2.1 Definiciones**

Al plantear el esquema de tarificación de los sistemas de transmisión se debe tener en cuenta las siguientes definiciones (2)(5) que permiten describir el esquema utilizado:

#### **3.2.1.1 Componentes de costo**

Se realiza una división del sistema de transmisión de acuerdo a niveles de tensión o "capas de Red" y "áreas eléctricas del sistema". Esta división se denomina componente de costo, y se relaciona con la actividad económica y conectividad eléctrica. En casos reales existe un grado de ambigüedad importante en la definición de cada componente de costo. La definición de las componentes de costo incluyen el criterio de valorización de las instalaciones: histórico, valor nuevo de reemplazo, contable.

En el caso chileno la división de acuerdo a capas de red corresponde a la clasificación que se hace del sistema de transmisión en troncal, subtransmisión y adicional

### 3.2.1.2 Componentes de tarifas

Los costos relacionados con las distintas componentes de costo de un sistema, son divididos en distintas componentes de tarifas, las que posteriormente son asignadas a los usuarios del sistema. Estas componentes consideran el uso de infraestructura (inversión) y servicios de red (pérdidas, calidad de servicio, etc.).

### 3.2.1.3 Acceso a la Red

Define cuáles agentes del sistema (generador, consumidor, comercializadores, etc.) y en qué forma genérica son responsables de realizar pagos por el uso de la red, de acuerdo con sus componentes de costo y de tarifas. A nivel internacional, existe una primera gran división que distingue entre aquellos sistemas que relacionan el acceso con las transacciones entre compradores y vendedores, y aquellos sistemas que definen el acceso independientemente de las transacciones.

- **Tarifa por retiro o de Punto-Retiro:** Los pagos del sistema de transmisión se definen exclusivamente en función del punto de conexión de los retiros de energía. El uso del sistema se define exclusivamente en función de los consumos. Como consecuencia, el pago realizado por un consumo es independiente de la localización de su suministrador. El criterio central de este modelo es que, con el pago, el consumidor adquiere el derecho a ser abastecido desde cualquier punto del sistema.
- **Tarifa por inyección o de Punto-Inyección:** Los pagos del sistema de transmisión se definen exclusivamente en función del punto de conexión de las inyecciones de energía (el uso del sistema se define exclusivamente en función de los generadores). Como consecuencia, el pago realizado por un generador es independiente de la localización de sus consumidores. El criterio central de este modelo es que, con el pago, el generador adquiere el derecho a abastecer consumidores ubicados en cualquier punto del sistema. En el caso chileno se da que los generadores pagan de acuerdo al uso que sus flujos inyectados hacen del sistema, lo cual les permite comercializar su energía y potencia en el mercado de grandes consumidores, en el mercado de las empresas distribuidoras y con el CDEC del respectivo sistema.
- **Tarifa por retiro e inyección o de Retiro-Inyección:** Este tipo de modelo considera los pagos del sistema en función de los puntos de inyección y de retiro. Sin embargo, los pagos son independientes de los contratos existentes entre suministradores y consumidores. Frecuentemente este tipo de tarifas corresponden a una combinación de una tarifa Punto-Retiro con otra de Punto-Inyección. El ejemplo clásico de este tipo de tarifa es la aplicación de la teoría marginalista, donde para el cálculo de los costos

marginales por barra se requiere información sobre los consumos y las inyecciones. Los costos de barra determinan el ingreso tarifario para el sistema de transmisión.

- **Tarifa de Punto a Punto:** Este tipo de tarifas determina los pagos del sistema en función de las transacciones existentes entre los agentes. Se considera la inyección y retiro simultáneo de energía en puntos específicos del sistema. Ejemplos clásicos de aplicación de este concepto de acceso son MW-kilómetro (MW-Mile) y Camino de Contrato (Contract-Path).

#### 3.2.1.4 Principio de uso de la red

Corresponde a la metodología básica elegida en un sistema para la identificación del uso que realiza un agente de una componente de costo del sistema para una componente de tarifa determinada. En la literatura se presentan variadas alternativas de definición del uso de red. Generalmente se confunde este principio de uso con el esquema completo de tarificación propuesto.

### 3.2.2 Metodologías de Tarificación

A continuación se presentan y analizan diversas metodologías usadas en la tarificación de la transmisión.

#### 3.2.2.1 Tarificación Marginalista

En esta metodología el ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas. Los costos marginales de corto plazo representan el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema, tanto activos de generación como de transmisión.

La tarificación a costo marginal con precios diferenciados espacialmente es utilizada tanto en Chile como en Argentina, Bolivia y Perú en el caso de tarificación del sistema de transmisión troncal. Sin embargo de esta forma se cubre sólo una pequeña parte de la remuneración total requerida, En (7) se señala que mediante simulaciones de los sistemas de algunos de estos países se observa que en Chile el ingreso marginal cubre aproximadamente el 20% de la remuneración requerida por el sistema de transmisión troncal, mientras que en Bolivia es menos del 4%, esto se explica por la presencia de economías de escala en el sector transmisión.

Pese al inconveniente recién mencionado la tarificación marginal posee buenas cualidades como entregar señales de localización e inversión y permitir la identificación de congestiones. Por estas razones es una metodología bastante utilizada que requiere de otra metodología para determinar cómo distribuir el pago adicional o peaje requerido entre los usuarios del sistema. Así se han

establecido sistemas de tarificación con pagos en dos partes: ingreso marginal e ingreso que cubra los costos medios del sistema.

### 3.2.2.2 Identificación de Flujos

Se busca identificar responsabilidades de los agentes a través de la comparación de estudios de flujos de potencia. Se identifican los cambios de flujos en los tramos del sistema de acuerdo a variaciones en la generación y/o demandas del sistema. Este tipo de métodos requieren disponer una cantidad de información importante en la medida que se requiera representar en detalle la red. Tiene un amplio espectro de aplicación adaptándose a un uso en conceptos de acceso Punto-Retiro, Punto-Inyección o Inyección-Retiro (5)(12).

#### 3.2.2.2.1 Factores de Distribución de Desplazamiento de Generación (GSDF)

Son clasificados como factores lineales o como sensibilidades de primer orden de una red operando en estado estacionario. Este principio de uso se relaciona con conceptos de acceso punto-inyección punto-retiro y punto a punto.

El conjunto de factores de distribución de desplazamiento de la generación se relaciona con un análisis de sensibilidad en una red eléctrica. Estos pueden ser definidos como:

$$\Delta P_{\ell \rightarrow K} = A_{\ell \rightarrow K} \Delta G_g \quad (3-1)$$

$$\Delta G_g + \Delta G_R = 0 \quad (3-2)$$

Donde  $\Delta G_g$  es la variación de generación en el generador  $g$  excluido el generador de referencia;  $\Delta P_{\ell \rightarrow K}$  es la variación de flujo de potencia activa en la línea que une los nodos  $k$  y  $\ell$  debida a la variación de generación;  $A_{\ell \rightarrow K}$  es una constante de proporcionalidad o factor GSDF para la línea  $\ell \rightarrow K$  y asociado al generador  $g$ ; y  $\Delta G_R$  es la variación de generación en el generador de referencia  $R$ .

La linealidad que presenta la ecuación anterior permite el uso de superposición, para evaluar el efecto de realizar variaciones de generación en el sistema. Lo anterior debe respetar la condición de que la carga total del sistema permanezca inalterada. Esta restricción puede expresarse a través de la siguiente ecuación:

$$\sum_{g \text{ generadores}} \Delta G_g = \sum_{i \text{ consumos}} L_i = \text{constante} \quad (3-3)$$

La aplicación del principio de superposición permite expresar la variación de flujo por una línea como:

$$\Delta P_{\ell \rightarrow K} = \sum_{g \text{ generadores}} A_{\ell \rightarrow K} \Delta G_g \quad (3-4)$$

#### Derivación de los factores GSDF

De un modelo de flujo DC se establece una relación simplificada entre potencia y ángulo de las tensiones en cada nodo, de este modelo se cumple

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3-5)$$

Donde B' es la matriz de admitancia nodal en el modelo lineal P- $\theta$ , para una línea que une los nodos  $\ell$  y k se cumplirá:

$$\Delta P_{\ell \rightarrow K} = \frac{\theta_\ell - \theta_k}{x_{\ell \rightarrow K}} \quad (3-6)$$

Con  $\theta_\ell$  el ángulo de voltaje en el nodo  $\ell$  y  $x_{\ell \rightarrow K}$  la reactancia serie de la línea, matricialmente puede expresarse como:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \end{bmatrix} = [X] \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} \quad (3-7)$$

Donde [X] es la matriz de reactancia del sistema. De la ecuación (3-4), efectuando una aproximación infinitesimal se llega a:

$$A_{\ell \rightarrow K} = \frac{\partial P_{\ell \rightarrow K}}{\partial G_g} \quad (3-8)$$

Empleando (3-6), la expresión (3-8) puede transformarse en:

$$A_{\ell \rightarrow K, g} = \frac{X_{\ell g} - X_{kg}}{x_{\ell \rightarrow K}} \quad (3-9)$$

Donde  $X_{\ell g}$  y  $X_{kg}$  son elementos de la matriz de reactancias X y  $x_{\ell \rightarrow K}$  es la reactancia de la línea  $\ell \rightarrow K$ . La matriz de reactancias X resulta de invertir la matriz de admitancia del modelo DC habiendo eliminado la fila y columna correspondiente a la barra de referencia.

### Principio de uso de factores GSDF

Para el concepto punto inyección, una alternativa de cálculo de principio de uso corresponde a considerar el factor  $A_{\ell \rightarrow K, i} G_i$  que define la participación de un generador i en la variación  $P_{\ell \rightarrow K}$  del flujo en la línea de transmisión producto de su efecto incremental pero considerando la potencia inyectada en la condición de operación estudiada. Para ello normalmente se define como barra de referencia una barra representativa del centro de carga del sistema, lo que representa las variaciones incrementales de flujo que provoca un generador al suministrar un MW adicional hacia el centro de carga del sistema. Así para una condición de operación determinada la participación en la línea  $\ell \rightarrow K$  del generador i se calcula como sigue:



$$Participación_{\ell \rightarrow K}^{GSDF} = \frac{A_{\ell \rightarrow K, i} G_i}{\sum_g A_{\ell \rightarrow K, g} G_g} \quad (3-10)$$

Una crítica a los GSDF es su dependencia de la barra de referencia del sistema (su valor cambia al variar la barra de referencia), aspecto que ha generado problemas en algunos sistemas donde se han aplicado debido a quienes se sienten perjudicados por la referencia seleccionada. Ha sido utilizado en sistemas reales: aplicaciones en variantes MW Mile en Estados Unidos de Norteamérica y definición de áreas de influencia en el caso de Chile hasta el año 2004.

### 3.2.2.2.2 Factores Generalizados de Distribución de Carga (GLDF)

Se diferencian de los factores de distribución GSDF al suponer variaciones totales de flujo, y no incrementales.

Los GLDF o factores E son definidos de la siguiente forma:

$$P_{\ell \rightarrow K} = \sum_{c \text{ consumos}} E_{\ell \rightarrow K, c} L_c \quad (3-11)$$

Donde  $L_c$  es la carga total del consumo  $c$ ;  $P_{\ell \rightarrow K}$  es el flujo total en la línea que une los nodos  $k$  y  $\ell$ , debida a las generaciones;  $E_{\ell \rightarrow K, c}$  es el factor GLDF para la línea  $\ell \rightarrow K$  y asociado al consumo  $c$ .

El factor  $E_{\ell \rightarrow K, c}$  define para una condición de operación determinada la participación de la inyección un generador  $g$  en el flujo  $P_{\ell \rightarrow K}$  de una línea de transmisión. De esta forma se puede calcular para una condición de operación (topológica) determinada la participación en la línea  $\ell \rightarrow K$  del consumo  $i$ , como:

$$Participación_{\ell \rightarrow K}^{GLDF} = \frac{E_{\ell \rightarrow K, i} L_i}{\sum_c E_{\ell \rightarrow K, g} L_c} \quad (3-12)$$

#### Derivación de los factores GLDF

Se derivan a partir de los factores GSDF de la siguiente forma:

Para la barra de referencia

$$E_{\ell \rightarrow K, R} = \frac{P_{\ell k} + \sum_{p \neq R} (A_{\ell \rightarrow K, p} L_p)}{\sum_q L_q} \quad (3-13)$$

Para el resto de las barras

$$(E_{\ell \rightarrow k, c} - E_{\ell \rightarrow k, R}) = -A_{\ell \rightarrow k, c} \quad (3-14)$$

Una ventaja de estos factores con respecto a los factores GSDF, es la independencia de la barra de referencia. Son únicos para una condición de operación dada del sistema, dependen de la configuración de la red, de sus parámetros y de la condición de operación.

### 3.2.2.2.3 Método de Bialek

Este método asigna una participación en los flujos de potencia de cada tramo a los agentes del sistema basándose en factores de distribución topológicos como herramienta de asignación. De esta forma el problema es modelado como un problema general de transporte y se basa en el principio de proporcionalidad para identificar los flujos.

El principio de proporcionalidad establece que la responsabilidad de un porcentaje de retiros de un nodo se reparte en la misma proporción que tienen los flujos que llegan a ese nodo. A modo de ejemplo se presenta la Ilustración 3-1, en el nodo B ingresan los flujos P1 y P2 y se retiran los flujos P3 y P4. El principio dice que el flujo de P3 se compone de  $\frac{P1}{P1+P2} \cdot P3$  del flujo P1 y de  $\frac{P2}{P1+P2} \cdot P3$  del flujo P2. Lo mismo puede hacerse para las inyecciones allí se tendría que el flujo P1 se compone de  $\frac{P3}{P3+P4} \cdot P1$  del flujo de P3 y de  $\frac{P4}{P3+P4} \cdot P1$  del flujo de P4.

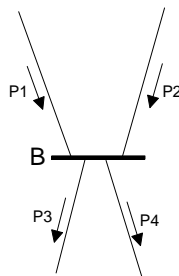


Ilustración 3-1: Ejemplo principio proporcionalidad

En base a lo anterior el método va calculando las responsabilidades, esto puede hacerse de dos formas, considerando inyecciones en un nodo o considerando los retiros de un nodo.

El método tiene como ventaja su simplicidad y transparencia. Se le critica su alejamiento de la representación eléctrica de la red por el hecho de considerar un mecanismo de transporte como base.

### 3.2.2.3 Tarificación de Transacciones Bilaterales ("Wheeling")

Se denomina "wheeling" al transporte bilateral de energía eléctrica desde el vendedor al comprador utilizando una red de transmisión perteneciente a un tercero. El peaje típicamente se basa en un precio unitario por kWh de energía o kW de potencia suministrada, considerando el costo total de capacidad de transmisión del sistema, más un posible término adicional de pérdidas. Este

concepto fue originado en EE.UU, donde se aplica principalmente para asignar valores correspondientes a la transmisión en empresas donde están integrados verticalmente los negocios de generación, transmisión y distribución.

Se distinguen dos formas básicas para asignar el costo de transmisión a transacciones wheeling. Estas son: Rolled in allocation y Mega Watt Mile allocation.

#### 3.2.2.3.1 Rolled in Allocation

En esta metodología los costos totales de la red, sin considerar costos de expansión de la misma, se agregan en espacio y tiempo. Luego, estos costos totales se asignan a cada transacción wheeling, en base al uso del sistema que haga la transacción en proporción a una medida de utilización global de la red. La medida de utilización global puede ser demanda de punta del consumo, energía total suministrada, potencia vendida, etc. A continuación se describen algunas formas alternativas en que puede plantearse la esta metodología de asignación (11).

- **Estampillado (Postage Stamp):** consiste en agregar todos los costos existentes de la red de transmisión y cargar una cantidad fija por unidad de utilización, potencia (kW) o energía (kWh) vendida, independiente de la distancia o de instalaciones específicas involucradas en el abastecimiento debido a una transacción.
- **Camino de Contrato (Red Line o Contract Path Allocation):** se busca un camino “razonable” por donde se considera que circula la potencia que es objeto del contrato. Se reparten los costos totales correspondientes a las instalaciones de dicho camino, a prorrata entre los distintos usuarios de él, en proporción a alguna medida de utilización como energía total suministrada, potencia vendida, etc. Esta metodología no toma en consideración las condiciones de operación del sistema.
- **Asignación en Base a la Distancia:** asigna los costos globales de transmisión en base a la magnitud de la potencia involucrada en la transacción y la distancia geográfica (no un camino eléctrico) entre los puntos de despacho y de entrega de la potencia asociada a la transacción

En general, las metodologías de Rolled in Allocation no son capaces de indicar restricciones de capacidad que hacen más costoso el sistema de transmisión y no consideran las pérdidas que existen en los sistemas, por lo que en términos de dar una señal a los usuarios del sistema presentan bastantes deficiencias.

#### 3.2.2.3.2 Mega Watt Mile Allocation

Esta metodología se basa en considerar que la capacidad de transmisión de una red es una función de la magnitud, el camino recorrido y la distancia que recorre la potencia transmitida por las instalaciones de esa red. El método consiste en determinar la magnitud máxima de flujo en una línea,

### *CAPÍTULO 3. TARIFICACIÓN*

producto de una transacción “wheeling”, mediante un flujo de potencias DC. El flujo máximo en cada línea se multiplica por el largo de la línea y por un factor que refleja el costo por unidad de capacidad de la línea (cantidad de potencia transmitida y longitud en la cual se transmite) (11).

## Capítulo 4.

# Tarificación de la Subtransmisión en Chile

En el presente capítulo se hace un recorrido por las distintas metodologías que han sido utilizadas para tarificar la Subtransmisión en Chile. Se comienza mostrando la metodología utilizada en los años 90, luego se continúa exponiendo como se tarifica a partir de la Ley Corta 1 de 2004 y se finaliza con la nueva metodología planteada por la CNE en el Decreto N°320 (publicado en enero de 2009) que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación. A través de esta revisión se aprecia cómo se han mantenido conceptos centrales de acceso abierto a redes de transmisión, remuneración de instalaciones adaptadas y pago prorrateado de las instalaciones por los usuarios de ella.

Se presenta para cada una de las metodologías los aspectos legales por los que esta se rige, también se menciona como se determina el costo del sistema adaptado, como se construyen las tarifas y el principio de uso empleado en cada una de ellas.

### **4.1 Tarificación Subtransmisión Transmisión años 90, antes de Ley Corta 1 (13)**

Se muestra la metodología empleada por la CNE en los años 90 para tarificar la Subtransmisión

#### **4.1.1 Aspectos Legales**

En estos años la legislación diferencia dos sistemas que componen el sector eléctrico:

- Sistema Generación-Transmisión
- Sistema Distribución

A su vez la CNE diferencia el sector transmisión en el Sistema troncal (constituido por líneas y subestaciones que unen centros de generación con los de distribución en la más alta tensión (500,

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

220 y 154kV) y el Sistema de Subtransmisión (compuesto por líneas y subestaciones que van de 220kV a 23kV y que permiten conectar el sistema troncal con el de distribución).

Si bien la legislación no contemplaba la división entre troncal y subtransmisión, en la práctica la forma de calcular los precios de nudo en las distintas barras del sistema hacia una separación tácita de sistemas que se aproximaban a lo que actualmente se conoce como troncal y subtransmisión. En efecto, mientras que en un conjunto de barras calculaba los precios de nudo sobre la base de modular el precio básico de la energía mediante factores de penalización, en otras lo hacía adicionando costos medios. Las primeras conformaban el antecedente de la actual subtransmisión. Las segundas, la subtransmisión.

La estructura de precios a nivel de distribución considera los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución y el valor agregado por concepto de distribución adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de esos valores de modo que el costo corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos de generación, transporte y distribución. Los precios de nudo deben reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo.

A nivel de la red troncal se establece el precio básico de la energía y potencia en una subestación de referencia y para el resto se utilizan “factores de penalización” o pérdidas marginales de energía y potencia.

Para obtener los precios de nudo en una subestación primaria de distribución, se adicionan los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos de subtransmisión, es decir entre las barras de más alta tensión de las subestaciones de la red troncal y todos los puntos de conexión de los sistemas de distribución de cada empresa concesionaria de servicio público de distribución.

### **4.1.2 Reconocimiento de costos incurridos en el servicio de subtransmisión**

La remuneración de los sistemas de subtransmisión se determinaba a través de estándares unitarios de costos o cargos base. Estos cargos base son:

#### **Cargos bases por transformación**

Existen dos tipos:

CBTE: Cargo base por transformación de energía [%].

CBTP: Cargo base por transformación de potencia [\$/kW/mes].

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

El cargo base CBTE permite recuperar una parte de los costos de inversión y de operación y mantenimiento. La otra parte lo hace el CBTP. Esto es diferente al caso de la distribución, donde los recargos por energía reconocen sólo las pérdidas de distribución, quedando la totalidad de los costos de inversión y de COyM reconocidos en los recargos por potencia.

### Cargos Bases por Transporte

Existen dos tipos:

- CBLE: Cargo base por transporte de energía [%/km].
- CBLP: Cargo base por transporte de potencia [\$/kW/mes/km]

En este caso, CBLE reconoce sólo pérdidas.

La obtención de precios de nudo en las subestaciones troncales o principales en niveles diferentes de tensión a los publicados en los decretos tarifarios y en el resto de las subestaciones del sistema eléctrico, se calculan incrementando los precios de la energía y potencia de punta en el nivel troncal en cargos por concepto de transformación y transporte resultantes de la aplicación de las siguientes expresiones y verificando además que no se exceda los costos de conexión directa:

### Cargo por concepto de transformación y transporte de energía

$$PBEP \cdot \left[ \left( 1 + \frac{CBTE}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i \cdot CBLE_i \cdot km_i}{100} \right) - 1 \right] \quad (4-1)$$

### Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia

$$\left[ CBTP + \sum_{i=1}^n C_i \cdot CBLP_i \cdot km_i \right] \quad (4-2)$$

Los cargos aplicados a la energía son multiplicativos y los aplicados a la potencia son aditivos, así los precios por energía y potencia son:

### Precio energía

$$PBEP \cdot \left[ \left( 1 + \frac{CBTE}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i \cdot CBLE_i \cdot km_i}{100} \right) \right] \quad (4-3)$$

### Precio Potencia

$$PBPP + \left[ CBTP + \sum_{i=1}^n C_i \cdot CBLP_i \cdot km_i \right] \quad (4-4)$$

Donde,

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

PBEP: Precio base de la energía en la subestación principal.

PBPP: Precio base de la potencia en la subestación principal.

CBTE: Cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio base en la subestación principal al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo.

CBTP: Cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio base en la subestación principal al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo.

n: Número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.

$CBLE_i$ : Cargo base por transporte de energía correspondiente al tramo i.

$CBLP_i$ : Cargo base por transporte de potencia correspondiente al tramo i.

$C_i$ : Factor a aplicar en el tramo i.

$km_i$ : Es la longitud de cada tramo i.

La aplicación de estos cargos consideran que:

1. Precios de nudo en subestaciones primarias de distribución no consideran cargos de transporte y transmisión de energía y potencia de los niveles de tensión de distribución.
2. Para el establecimiento de precios de nudo en subestaciones de generación transmisión distinta a las principales se emplea la subestación principal que en conjunto con los sistemas de subtransmisión correspondientes minimice el costo medio de abastecimiento para factor de carga mensual de 55%.
3. El valor de la variable C depende de los MW\*km totales retirados desde el sistema de subtransmisión considerado durante el periodo de facturación. Su valor es el siguiente:

**Tabla 4-1: Valores variable C**

C	RETIROS DE SUBTRANSMISIÓN
1	$\sum MW \cdot km \leq D$
0.7	$D < \sum MW \cdot km < E$
0.3	$E \leq \sum MW \cdot km$



## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

Tabla 4-2: Valores parámetros D y E

TENSIÓN SISTEMA DE TRANSMISIÓN	D	E
200 a 240 kV	15000	20000
130 a 199 kV	6500	8000
80 a 129 kV	3000	4000
25 a 79 kV	1000	1250
Inferior a 25 kV	150	190

- Los precios de nudo en subestaciones de generación transmisión no principales con niveles de tensión inferiores a 154kV ubicadas en zonas geográficas donde existen líneas de 154kV o 220kV, están limitados a los precios máximos que resulten de la evaluación de las alternativas de conexión directa a las líneas de 154 o 220kV que unan las subestaciones principales más cercanas.
- Los MW\*km totales retirados desde el sistema de subtransmisión correspondiente a la subestación de generación-transmisión no principal considera que se debe sumar los MW\*km de todos los retiros individuales retirados desde el sistema de subtransmisión entre dicha subestación y la subestación principal. Los MW retirados se establecen determinando la potencia máxima retirada en horas de punta en cada punto de retiro en los últimos 12 meses. Los km asignados a cada retiro corresponden a la distancia entre el punto de retiro y la subestación principal definida en cada punto de retiro, medida a través de las líneas que permiten la interconexión.

### 4.1.3 Metodología

El cálculo de los costos estándares de transformación y transporte es realizado por medio de un modelo matemático que permite encontrar la solución óptima técnica-económica de transporte y transformación conjunta entre dos puntos singulares del sistema.

La metodología se desarrolla en tres etapas:

#### 4.1.3.1 Etapa 1

- Diseño de subestaciones y línea de transmisión típicas a utilizar para la modelación del sistema real.  
Se usa el criterio de valor económico o valor nuevo de reemplazo (costo de reposición de las obras asociadas al servicio que se presta, evitando aquellas consideradas innecesarias).

## *CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE*

En consecuencia no son analizadas las instalaciones reales, sino que se modelan instalaciones típicas. Posteriormente estos costos se asignan al abastecimiento de una zona determinada considerando tensión tipo de subestación y nivel de demanda a suplir. Así las instalaciones empleadas para determinar los costos pueden diferir de las reales en tanto más adecuadamente reflejen el costo económico.

- b) Determinación de los costos de inversión, mantenimiento y operación incluyendo costos de pérdidas de energía y potencia para dichas instalaciones típicas suponiendo un uso óptimo de ellas.

### **4.1.3.2 Etapa 2**

- a) Recopilación de la información detallada relativa a los niveles de consumo en las subestaciones de la red troncal.
- b) Recopilación de información detallada relativa al uso de los sistemas de transmisión que unen la red troncal con los sistemas de distribución: Potencias y Energías transferidas.

### **4.1.3.3 Etapa 3**

Se preparan cuadros de costos de transporte por Km de línea y de transformación por nivel de tensión en cada sistema interconectado y subestación de la red troncal de los distintos sistemas interconectados.

## **4.1.4 Desarrollo del Modelo**

### **4.1.4.1 Costo de Subestaciones**

Este es dividido en dos partes

- a) **Costo Fijo:** Corresponde a infraestructura y equipamiento necesarios para permitir la operación de hasta 3 transformadores de poder. Se incurre en este costo en la puesta de servicio inicial y cada vez que la demanda no se puede abastecer con la seguridad adecuada.

Se excluyen los costos de equipos de conexión de líneas y de los transformadores de poder.

En las subestaciones troncales su costo fijo incluye el costo equivalente a 6 conexiones de línea y esquema de doble barra en alta tensión.

En algunas subestaciones de distribución rurales se acepta en el modelo que su costo se defina como 30% del costo fijo más un 70% del costo por transformadores.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

- b) **Costo por Transformadores:** Se incorporan progresivamente en el tiempo al crecer la demanda cumpliendo con la seguridad de servicio definida.

Los costos de las subestaciones se obtienen para distintas tensiones de los patios AT y BT. Así también se calculan los costos de transformadores de poder para distintas capacidades y tensiones primarias.

### 4.1.4.2 Costo de Líneas

Se compone de 2 partes.

- a) **Valor unitario por Km.:** Se incurre en el sólo al habilitar la línea.
- b) **Costo por Conexión a Subestación:** Se incurre en dicho costo cada vez que se supera el límite térmico o la capacidad de transporte de la línea por regulación de voltaje.

Los costos de inversión por unidad de longitud se obtienen para:

- Diferentes voltajes de transmisión
- Diferentes configuraciones (Simple o doble, torre o poste).
- Diferentes tipos de conductores

Esto permite que el modelo calcule las capacidades de transporte de energía y potencia sujetas a las restricciones de límite térmico y regulación de voltaje

### 4.1.4.3 Desarrollo

Una vez que se han evaluado los costos de inversión para todas las alternativas de líneas y subestaciones diferentes por separado, se generan conjuntos de familias de curvas de costos mínimos de transformación y transmisión en función de los distintos parámetros.

Estas curvas permiten conocer el costo óptimo tanto técnico como económico de transmitir a una cierta distancia e independientemente de transformar de tensión las demandas solicitadas.

Con las curvas se obtiene también el costo por kW año /km de transmitir una determinada potencia a una determinada distancia.

Como segunda etapa del proceso, se combinan ambas familias de curvas y se evalúan las mejores soluciones desde el punto de vista técnico que representen mínimos costos. Ello permite establecer curvas de costos medios mínimos entre la red troncal y el punto de entrega final en función de:

- Nivel de tensión en punto de conexión a troncal
- Distancia típica entre dicho punto y la conexión a la red de distribución.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

- Demandas reales o potenciales en la subestación troncal en otros niveles de tensión distintos del valor de alta tensión.

Los resultados en esta etapa representan mejor la realidad e incluyen una evaluación económica de las soluciones en un horizonte de 30 años, donde los costos por transformación se obtienen para una distancia de 50 km y los costos por transporte se consideran para una capacidad inicial de la subestación troncal de 2x63 MVA.

### **Tipos de configuraciones posibles**

A partir de las soluciones óptimas resultantes se determinan las configuraciones posibles, estas pueden ser:

- a) Subestación para bajar el nivel de tensión de red troncal, línea de transmisión en tensión media en función de la distancia y demanda, subestación receptora que reduzca tensión al nivel de red de distribución.
- b) Subestación para bajar tensión al nivel de distribución y línea de transmisión.
- c) Línea de transmisión a voltaje de red troncal y subestación receptora.

La solución determinada toma en cuenta economías de escala factibles de utilizar, además de la demanda inicial del consumo propio del nivel de distribución, demandas reales o potenciales existentes en la subestación troncal que pudieran verse favorecidas en estar presentes en tensiones intermedias.

### **4.1.5 Aplicación a Red Nacional**

#### **4.1.5.1 Cargos por Transformación**

En la aplicación del modelo se desconocen ciertas condiciones de borde y externalidades que podrían desincentivar a las empresas en sus inversiones futuras, por este motivo se deben afectar los valores calculados para transformación a partir de las curvas en función de las siguientes variables:

- Distribución de la demanda urbana y rural.
- Desarrollo histórico de las subestaciones troncales (para reconocer existencias de voltajes intermedios y sus respectivas tensiones).

El efecto de compartir capacidad de reserva entre subestaciones representa para la empresa tener que contar con una capacidad instalada menor a la definida originalmente.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

Para tener un valor único en cada subestación para los costos por recargo en transformación, se ponderan los costos entre demandas de tipo rural y demandas de tipo urbana.

Se distribuyen los costos entre cargos por energía y por potencia para cada subestación.

### 4.1.5.2 Cargos por Transporte

Aplicando el modelo computacional al cálculo de los cargos por transporte y considerando optimización conjunta de las inversiones de subestaciones y líneas, es posible generar cuadros que indiquen para distintas tensiones de las subestaciones troncales, el voltaje óptimo de transmisión en función de las potencias a transmitir y las distancias involucradas.

Los cuadros de tensiones óptimas respectivos de cada subestación permiten inferir cuales son los rangos del producto potencia transmitida por distancia en que una determinada tensión resulta factible de ser usada. Dicha información permite fijar entonces los rangos factibles en los que debieran encontrarse los costos por transporte.

## 4.2 Situación Actual, a partir de Ley Corta 1.

### 4.2.1 Aspectos Legales.

El marco legal para las remuneraciones de sistemas de subtransmisión se encuentra en la Ley General de Servicios Eléctricos. En marzo de 2004 se publicó la Ley 19.940 (Ley Corta1), la cual regula los sistemas de transporte de energía eléctrica. A continuación se presentan los artículos relacionados con sistemas de subtransmisión introducidos por esta Ley (14):

**Artículo 108º.-** “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 V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento señalada en el artículo 165º de esta ley”.

#### *CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE*

**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.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los “usuarios e instituciones interesadas”, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 85º”.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

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

### 4.2.2 Determinación del sistema adaptado(15)

La ley establece en su artículo 110 que el estudio para determinar los costos de la subtransmisión se realizarán conforme a las bases que para estos efectos emita la Comisión Nacional de Energía (14).

En las bases del estudio para la determinación del VASTx (Valor Anual del Sistema de Subtransmisión) del primer proceso de tarificación de la subtransmisión conforme a lo señalado en la ley corta 1, 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...”

También se define la función objetivo a minimizar para determinar las instalaciones del sistema adaptado:

$$VP = \sum_{i=1}^{10} \frac{(AVI + COMA)_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^{10} \frac{CPerdidas_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^{10} \frac{CFalla_i}{(1+r)^i} \quad (4-5)$$

La metodología planteada por el consultor en el Estudio para determinar el VASTX del SIC3, de conformidad a las Bases, abarca un periodo de optimización de 10 años. Para el cálculo del VASTX se utiliza un horizonte de tarificación de 4 años.

La metodología se realiza mediante un proceso secuencial compuesto por las siguientes etapas:

- Estudio de prescindibilidad de instalaciones existentes
- Optimización de instalaciones existentes
- Adaptación del sistema de subtransmisión al periodo de planificación

Nótese la diferencia fundamental con el esquema anteriormente vigente. Mientras que este último consideraba la aplicación a los sistemas reales de estándares de costos determinados a partir de un sistema básico teórico, el nuevo sistema parte considerando los sistemas reales.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

El estudio de prescindibilidad consiste en iterar eliminando instalaciones que no producen cambios significativos ni en la suficiencia ni en la seguridad de abastecimiento de la demanda actual según en el estándar exigido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (16)(En especial el Capítulo 5 “Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio” y el Capítulo 3 “Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones). Se toma como punto de partida las instalaciones actualmente existentes.

La optimización de instalaciones existentes 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 de la etapa de prescindibilidad. La etapa está diseñada para transformar la capacidad de las instalaciones, conservando su trazado y nivel de tensión.

En la etapa de adaptación 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.

### 4.2.3 Tarificación.

En el Decreto que Fija precios de nudo de Mayo de 2008 (17) se establece que los precios en subestaciones principales y secundarias se determinan incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación principal que corresponda en los cargos que resulten de la aplicación de las formulas siguientes y verificando que no se excedan los límites de conexión directa.

#### Cargo por concepto de transformación y transporte de energía

$$PBEP \cdot \left[ \left( 1 + \frac{CBTE}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \left( \frac{CBLE_i \cdot km_i}{100} \right) \right) - 1 \right] \quad (4-6)$$

#### Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia

$$CBTP + \sum_{i=1}^n FE \cdot CBLP_i \cdot km_i \quad (4-7)$$

Donde,

PBEP: es el precio básico de la energía en la subestación principal es el precio básico de la energía en la subestación principal.



#### CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

CBTE: es el cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (%).

CBTP: es el cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en [\$/kW/mes].

n: es el número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.

CBLE<sub>i</sub>: es el cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo i, expresado en [%/km].

CBLP<sub>i</sub>: es el cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo i, expresado en [\$/kW-mes/km].

FE: Parámetro de enmallamiento para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo i, [p.u.].

km<sub>i</sub>: es la longitud de cada tramo i, expresada en kilómetros.

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos nudos e incorporan todos los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones

La subestación principal en conjunto con los sistemas de transporte correspondiente que se considera para efectos del cálculo del precio de nudo es aquella que permite minimizar el costo medio de abastecimiento para un consumo con factor de carga de 55%.

Para establecer la distancia entre una subestación principal y otra subestación generación transporte se utiliza la distancia a través de las líneas eléctricas que puedan permitir la interconexión. En caso de existir varias líneas de interconexión se emplearán aquellas que impliquen el menor precio medio mensual en el punto de suministro considerando para efectos de comparación un consumo teórico con factor de carga mensual de 55%.

La metodología recupera el AVI+COMA del sistema, sin embargo no individualiza la remuneración de este por cada tramo de acuerdo a su uso, no entregando al usuario las señales físicas y de costo de la red debido a que se producen subsidios cruzados en los pagos que remuneran los tramos.

## 4.3 Decreto de Subtransmisión(18)

### 4.3.1 Metodología de Tarificación

En enero de 2009 se publicó en el Diario Oficial el decreto N° 320(E) “FIJA LAS TARIFAS DE SUBTRANSMISIÓN Y SUS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN”, también conocido como decreto de subtransmisión. En él se plasma el mecanismo que la autoridad estableció para efectos de determinar las tarifas de subtransmisión después de haberse determinado los AVI+COMA de los 7 sistemas estudiados. Con la publicación de esta norma se completa la última etapa del proceso de fijación de tarifas de subtransmisión establecido en la ley corta 1.

En el Decreto subtransmisión se fija el pago anual por uso del sistema de subtransmisión por parte de empresas propietarias de centrales generadoras que inyecten su producción directamente en la red de subtransmisión y el pago mensual por uso de los sistemas de subtransmisión por parte de empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde dichos sistemas. Se establecen también los peajes de subtransmisión que adicionados a los precios de nudo en los puntos de inyección a los sistemas de subtransmisión, constituyan los precios de nudo en los puntos de retiros de dichos sistemas.

La metodología de tarificación planteada en el Decreto hace uso de los conceptos de Camino de mínima distancia eléctrica y de Barra de inyección asociada para establecer de qué tramos del sistema de subtransmisión es responsable cada cliente.

La metodología establecida por la CNE en el decreto mantiene parte de la esencia de la metodología que se venía aplicando desde 1992. Esto es, sigue considerando la aplicación de costos unitarios manteniendo incluso la misma nomenclatura para ellos. A saber:

- CBTE : Cargo Base por concepto de transformación de energía desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh].
- CBTP : Cargo Base por concepto de transformación de potencia desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kW/mes].
- CBLE : Cargo Base por concepto de transmisión de energía desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh].
- CBLP : Cargo Base por concepto de transmisión de potencia desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kW/mes].

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

A diferencia de los cargos unitarios anteriores, que se obtenían de una modelación teórica, los nuevos cargos surgen de considerar los AVI+COMA de todos los tramos de cada sistema que finalmente fueron determinados. Las fórmulas de cálculo de cada uno de ellos se detallan a continuación:

### 4.3.1.1.1.1 Cargo Base por Concepto de Transformación

$$CBTE = \frac{\sum_{j=1}^4 \frac{\sum_{i=1}^n A\&C_{i-j}}{(1+t)^j}}{\sum_{j=1}^4 \frac{\sum_{i=1}^n E_{i-j}}{(1+t)^j}} \quad (4-8)$$

Donde

$A\&C_{i-j}$ : es al AVI+COMA del nivel de transformación  $i$  en el año  $j$

$E_{i-j}$ : es la energía transitada por el nivel de transformación  $i$  en el año  $j$

$n$ : es el número de niveles de transformación

De igual forma se define el cargo base CBTP para la potencia transformada.

### 4.3.1.1.1.2 Cargo Base por concepto de Transmisión

De acuerdo al nivel de tensión correspondiente de cada tramo de línea de subtransmisión, que forma parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la correspondiente barra de inyección asociada, los cargos  $CBLE_i$  y  $CBLP_i$  a considerar se determinarán de la siguiente forma:

$$CBLE_i = CBLE_{i0} \cdot \text{Indexación} \quad (4-9)$$

$$CBLP_i = CBLP_{i0} \cdot \text{Indexación} \quad (4-10)$$

Adicionalmente, para efectos de establecer los valores aplicables de los cargos bases por conceptos de transmisión, se deben considerar las siguientes expresiones y valores base:

$$CBLE = \sum_{i=1}^n [CBLE_i \cdot km_i] \quad (4-11)$$

$$CBLP = \sum_{i=1}^n [CBLP_i \cdot km_i] \quad (4-12)$$

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

Donde,

$n$  : Número de tramos de líneas de subtransmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

$km_i$  : Longitud de cada tramo de línea  $i$ , en kilómetros.

Indexación: fórmula indicada en el numeral 4.3.3.3

$CBLE_i$  y  $CBLP_i$ : Cargos determinados mediante la expresión indicada anteriormente, considerando los valores de indexación.

$CBLE_{i0}$  y  $CBLP_{i0}$  : Cargos determinados conforme a la siguiente fórmula, de acuerdo al nivel de tensión correspondiente del tramo en cuestión y la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

$$CBLE_{i0} = \frac{\sum_{j=1}^4 \left( \frac{\sum_{k=1}^n A\&C_{i-j-k}}{(1+t)^j} \right)}{\sum_{j=1}^4 \left( \frac{\sum_{k=1}^n (km_k \cdot E_{i-j-k})}{(1+t)^j} \right)} \quad (4-13)$$

Con

$A\&C_{i-j-k}$ : es el AVI+COMA del tramo de línea  $k$  del nivel de tensión  $i$  en el año  $j$

$E_{i-j-k}$ : es la energía transitada por el tramo de línea  $k$  del nivel de tensión  $i$  en el año  $j$

$km_k$ : son los kilómetros del tramo de línea  $k$ .

$t$ : es la tasa de actualización

$n$ : es el número de tramos de línea del nivel de tensión  $i$

Al igual que en el esquema anterior, la aplicación de estos cargos requiere establecer una trayectoria entre una barra de subtransmisión y una barra troncal. Aquí se cambió el esquema de distancia mínima económica por el de mínima distancia eléctrica.

### 4.3.1.2 Camino de Mínima Distancia Eléctrica

Corresponde a aquel camino mínimo que se determine conforme a la suma de las reactancias de los tramos que componen cada camino desde el punto de inyección o retiro de cada sistema de subtransmisión, a la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al artículo 162° de la Ley.

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

La Dirección de Peajes del respectivo CDEC es la responsable de informar los caminos de mínima distancia eléctrica asociados a cada barra de inyección o retiro.

A modo de ejemplo se presenta la Ilustración 4-1. En ella se muestra el sistema SIC3 y se han demarcado con línea segmentada los caminos existentes desde la subestación de retiro San Cristóbal hacia las distintas barras troncales, de estos el de menor reactancia corresponde al que va desde Cerro Navia hasta San Cristóbal (pasando por Recoleta).

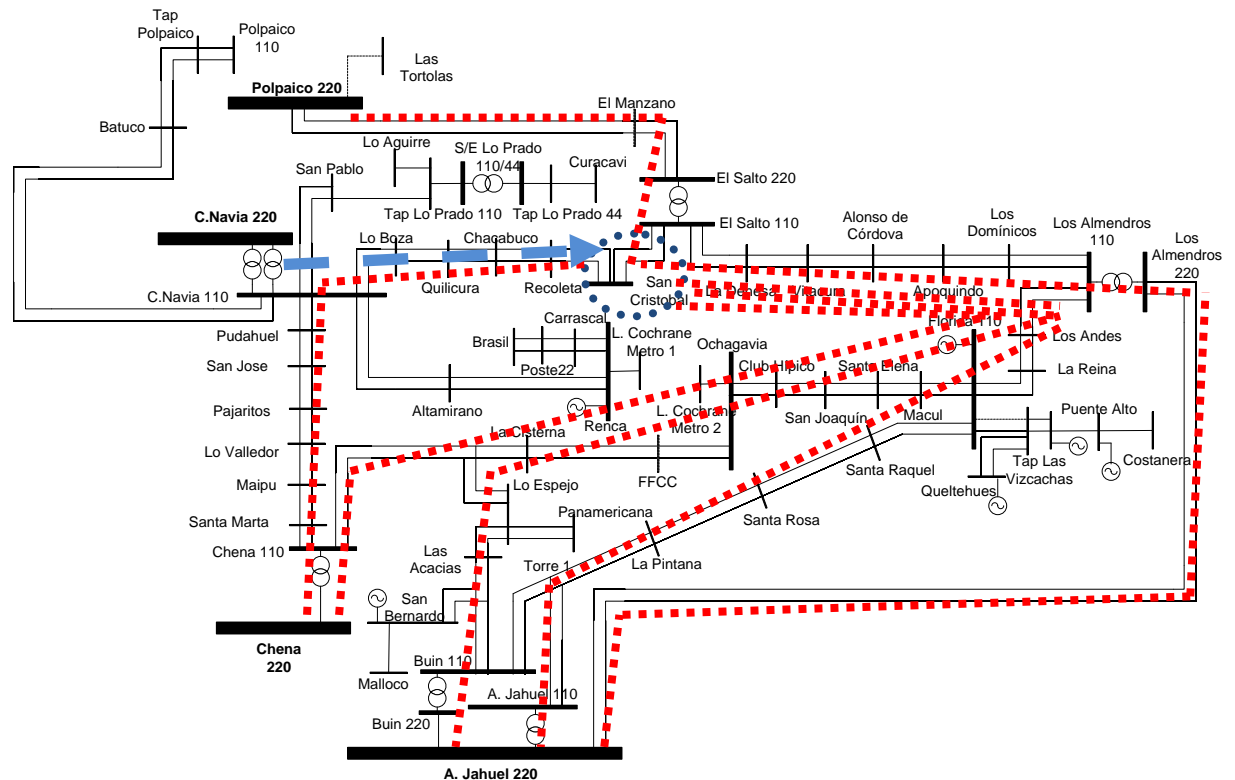


Ilustración 4-1: Ejemplo de camino de mínima distancia eléctrica.

### 4.3.1.3 Barra de inyección asociada

Sobre la base del concepto de mínima distancia eléctrica, para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determina una única barra de inyección asociada. Para ello, se determinarán todas las rutas posibles de conexión a las barras en que exista precio de nudo fijado conforme al artículo 162° de la Ley, seleccionando la barra asociada al camino de mínima distancia eléctrica. Para ello se considerarán las instalaciones interconectadas entre sí, independientemente de las condiciones de operación. Se entenderá como barra de inyección asociada, a la que resulte de este procedimiento.

### 4.3.1.4 Factores de Expansión de Pérdidas

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

En el sistema tarifario anterior, se explicitaban sólo las pérdidas de energía en el transporte. El cargo CBLE respondía a un estándar de % de pérdidas por kilómetro de línea, con porcentajes distintos según el nivel de tensión de la línea. El resto de las pérdidas estaban incorporadas en los otros recargos, no siendo posible distinguirlas.

En esta ocasión, las Bases consideraron explícitamente el análisis de las pérdidas. Consecuentemente con ello, el esquema de tarificación considera también pérdidas en términos de factores de expansión de pérdidas, del tipo 1+% de pérdida.

A continuación se describe como se determinaron dichos factores.

### 4.3.1.4.1.1 Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transformación en Tensiones de Distribución

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, luego los recargos por este concepto se determinan de la siguiente forma:

Considerando una tasa de descuento de  $t\%$  y un factor de pérdidas  $FEPE_T$  para cada uno de los  $i$  años de tarificación, debe cumplirse lo siguiente:

$$P_I \cdot FEPE_T \cdot \sum_{i=1}^4 \frac{E_i}{(1+t)^i} = P_I \cdot \sum_{i=1}^4 \frac{\Delta E_{T-i}^*}{(1+t)^i} \quad (4-14)$$

De esta expresión es posible despejar el factor de expansión de pérdidas quedando que:

$$FEPE_T = \frac{\sum_{i=1}^4 \frac{\Delta E_{T-i}^*}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^4 \frac{E_i}{(1+t)^i}} \quad (4-15)$$

Donde:

$P_I$  : Precio en el punto de inyección al sistema de subtransmisión.

$E_{T-i}^*$ : Energía retirada del sistema de subtransmisión en el nivel de tensión T en año  $i$

$\Delta E_{T-i}^*$ : Pérdidas de electricidad por concepto de transformación desde el nivel de más alta tensión de subtransmisión al nivel T en año  $i$ .

$FEPE_T$ : Factor único por concepto de pérdidas por transformación de electricidad.

De forma análoga, considerando potencia retirada y perdidas de potencia se obtiene el factor de expansión de pérdidas de potencia.

**4.3.1.4.1.2 Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transmisión en Tensiones de Distribución**

A través del procedimiento con el que se establece el camino de mínima distancia eléctrica se establecen los tramos de línea que forman parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la de inyección asociada. Luego sobre esta ruta se calcula el factor de expansión de pérdidas por concepto de transmisión.

$$FEPE_L = \sum_{i=1}^n FEPE_{L-i} \cdot km_i \quad (4-16)$$

$$FEPP_L = \sum_{i=1}^n FEPP_{L-i} \cdot km_i \quad (4-17)$$

Donde,

$n$  : Número de tramos de líneas de subtransmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

$km_i$  : Longitud de cada tramo de línea  $i$ , expresada en kilómetros.

$FEPE_{L-i}$ ,  $FEPP_{L-i}$ : Factor de expansión de pérdidas de energía y potencia, respectivamente, por concepto de transmisión para el tramo de línea  $i$  en nivel de tensión correspondiente.

Los  $FEPE_{L-i}$  y  $FEPP_{L-i}$  se construyen de tal forma que se cumpla lo siguiente para cada año  $j$  del horizonte de tarificación:

$$\sum_{i=1}^n (FEPE_{L-i} \cdot km_i) \cdot E_j^* = \sum_{i=1}^n \Delta E_{L-i-j}^*$$

Considerando una tasa de descuento de  $t\%$  para cada uno de los 4 años de tarificación, es posible expresar en valor presente las expresiones anteriores de modo:

$$p_I \cdot \sum_{j=1}^4 \frac{\sum_{i=1}^n (FEPE_{L-i} \cdot km_i) \cdot E_j^*}{(1+t)^j} = p_I \cdot \sum_{j=1}^4 \frac{\sum_{i=1}^n \Delta E_{L-i-j}^*}{(1+t)^j} \quad (4-18)$$

En particular, para cada nivel de tensión  $i$ , se tendrá que:

$$FEPE_{L-i} \cdot \sum_{j=1}^4 \frac{km_i \cdot E_j^*}{(1+t)^j} = \sum_{j=1}^4 \frac{\Delta E_{L-i-j}^*}{(1+t)^j} \quad (4-19)$$

De esta expresión es posible despejar el factor de expansión de pérdidas quedando que:

**CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE**

$$FEPE_{L-i} = \frac{\sum_{j=1}^4 \frac{\Delta E_{L-i-j}^*}{(1+t)^j}}{\sum_{j=1}^4 \frac{km_i \cdot E_j^*}{(1+t)^j}} \quad (4-20)$$

Donde:

$p_I$ : Precio en el punto de inyección al sistema de subtransmisión.

$E_j^*$ : Energía retirada del sistema de subtransmisión en el nivel de tensión T

$\Delta E_{L-i-j}^*$ : Pérdidas de electricidad por concepto de transporte en el nivel de tensión i.

$km_i$ : Longitud en kilómetros del tramo.

$FEPE_{L-i}$ : Factor único por concepto de pérdidas por transporte de electricidad.

**4.3.1.4.2 Factores de expansión de pérdidas por barras de retiro en Tensiones de Distribución**

Para cada barra de retiro en tensión distribución se consideran las siguientes expresiones para establecer sus respectivos factores de expansión de pérdidas.

$$FEPE = 1 + FEPE_T + FEPE_L \quad (4-21)$$

$$FEPP = 1 + FEPP_T + FEPP_L \quad (4-22)$$

Donde,

$FEPE_T$  : Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transformación desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [0/1].

$FEPP_T$  : Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transformación desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [0/1].

$FEPE_L$  : Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [0/1].

$FEPP_L$  : Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [0/1].



### 4.3.2 Precios de Nudo en Barras de Retiro.

En cada sistema de subtransmisión, y en cada barra de retiro del mismo, se establecen 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.

#### 4.3.2.1 Peaje de Subtransmisión por Energía

El peaje por energía se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{Peaje}_E = \text{PNET} \cdot (\text{FEPE} - 1) + \text{VASTxE} \quad (4-23)$$

$$\text{Pago}_E = \text{PNET} \cdot \text{FEPE}(1 - \text{FAIE}) + \text{VASTxE} \quad (4-24)$$

Como novedad aparece la incorporación del factor de ajuste de inyección FAIE que permite relacionar las pérdidas reales del sistema con las usadas en los estudios

Donde,

**PNET** : Precio de nudo de energía fijado conforme al artículo 162° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh].

**FEPE** : Factor de expansión de pérdidas de energía del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.

**VASTxE** : Valor anual de subtransmisión por energía. Se expresa en [\$/kWh]

**FAIE** : Factor de ajuste de inyección por energía. Se expresa en [%]. Este factor refleja la diferencia entre las pérdidas reales de un sistema y las pérdidas tarifarias. Su cálculo se detalla más adelante.

#### 4.3.2.2 Peaje de Subtransmisión Por Potencia

El peaje por potencia se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{Peaje}_P = \text{PNPT} \cdot (\text{FEPP} - 1) + \text{VASTxP} \quad (4-25)$$

$$\text{Pago}_P = \text{PNPT} \cdot \text{FEPP}(1 - \text{FAIP}) + \text{VASTxP} \quad (4-26)$$

Donde,

**PNPT** : Precio de nudo de potencia fijado conforme al artículo 162° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kW/mes].

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

FEPP : Factor de expansión de pérdidas de potencia del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.

VASTxP : Valor anual de subtransmisión por potencia. Se expresa en [\$/kW/mes]

FAIP : Factor de ajuste de inyección por potencia. Se expresa en [%].

### 4.3.3 Valor Anual de Subtransmisión

#### 4.3.3.1 Barras de Retiro en Tensiones de Distribución

Estas serán aquellas barras de retiro en sistemas de subtransmisión cuyos retiros de energía o potencia están destinados a clientes sometidos a regulación de precios o a clientes libres conectados en tensión de distribución.

Para la determinación del VASTxE y VASTxP aplicable en barras de retiro en tensiones de distribución, se deberán considerar las siguientes expresiones:

$$\text{VASTxE} = \text{CBTE} + \text{CBLE} \quad (4-27)$$

$$\text{VASTxP} = \text{CBTP} + \text{CBLP} \quad (4-28)$$

#### 4.3.3.1.2 Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

Para el listado de barras de retiro en las tensiones que se indican en el decreto y en el sistema de subtransmisión que corresponda, los valores de VASTxE y VASTxP se determinan según la expresión que a continuación se indica:

$$\text{VASTxE} = \text{VASTxE}_0 \cdot \text{Indexación} \quad (4-29)$$

$$\text{VASTxP} = \text{VASTxP}_0 \cdot \text{Indexación} \quad (4-30)$$

Los valores de  $\text{VASTxE}_0$  y de  $\text{VASTxP}_0$  se indican de el decreto para cada barra de retiro, la indexación se determina según se indica en 4.3.3.3.

#### 4.3.3.2 Factor de Ajuste de Inyección.

Para que el propietario de instalaciones de subtransmisión mantenga un adecuado nivel de equilibrio entre inversiones y pérdidas, la CNE ha establecido un sistema de incentivos relativo a las pérdidas de subtransmisión. Este sistema hace recaer en el propietario de instalaciones de subtransmisión la diferencia entre las pérdidas tarifarias y las reales. Así, si las pérdidas reales son mayores que las tarifarias, la diferencia será restada a los peajes. Por el contrario, si son menores, se

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

transforman en un beneficio. Para instrumentar este sistema, se han introducido en las fórmulas factores de ajuste de inyección. Uno para la energía (FAIE) y otro para la potencia (FAIP).

El FAIE y FAIP se determinan en cada sistema de subtransmisión de modo que al multiplicarlos por la suma de las inyecciones tarifarias de energía y potencia, respectivamente, valorizadas a los respectivos precios de nudo, se iguale al resultado la suma de las correspondientes inyecciones reales valorizadas a dichos precios, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n \ln Re E_i}{\sum_{i=1}^n \ln Ta E_i} \quad (4-31)$$

$$FAIP = \frac{\sum_{i=1}^n \ln Re P_i}{\sum_{i=1}^n \ln Ta P_i} \quad (4-32)$$

Considera las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada sistema de subtransmisión, en adelante inyecciones efectivas o reales ( $\ln Re$ ), y los retiros efectivos realizados dentro de cada sistema referidos a las barras de inyección utilizando para ello los factores de expansión de pérdidas respectivos definidos, en adelante, inyecciones tarifarias ( $\ln Ta$ ).

### 4.3.3.3 Indexación.

En los estudios se utiliza un conjunto de formulas de indexación con el fin de mantener el valor real de las tarifas calculadas durante el periodo de vigencia de estas.

$$Indexación = \left( a \cdot \frac{IPMI_i}{IPMI_0} + b \cdot \frac{IPMN}{IPMN_0} + c \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + d \cdot \frac{IPMB_i}{IPMB_0} + e \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0} + f \cdot \frac{IPace_i}{IPace_0} + g \cdot \frac{IPcu_i}{IPcu_0} + h \cdot \frac{IPal_i}{IPal_0} \right) \quad (4-33)$$

Los índices considerados en las formulas son los siguientes:

- IPMI<sub>i</sub> : Índice de Precios al por Mayor para Productos Importados del Sector de Industrias Manufactureras, o el que lo reemplace, para el segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- IPMN<sub>i</sub> : Índice de Precios al por Mayor para Productos Nacionales del Sector de Industrias Manufactureras, o el que lo reemplace, para el segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, publicado por el INE.
- IPC<sub>i</sub> : Índice General de precios al consumidor, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPMB<sub>i</sub> : Índice de precios al por mayor, total productos importados, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

#### CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

- IPM<sub>i</sub> : Índice General de Precios al por Mayor, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPace<sub>i</sub> : Índice de precio del acero, calculado como el promedio de los últimos 3 meses, que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, del Global Steel Prices Index publicado por la CRU Steel Price Index ([www.cruspi.com](http://www.cruspi.com)), o el que lo reemplace,.
- IPcu<sub>i</sub> : Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio del precio nominal medio mensual de los últimos 3 meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre, en adelante Cochilco y que se publica mensualmente en su "Boletín Mensual" o el que lo reemplace. Para estos efectos se considerará los 3 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPal<sub>i</sub> : Índice de precio del aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio del precio nominal medio mensual de los últimos 3 meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres; precio que calcula la Cochilco y que se publica mensualmente en su "Boletín Mensual" o el que lo reemplace. Para estos efectos se considerará los 3 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Los valores base para los índices definidos que se utilizaron en el decreto de subtransmisión son los siguientes:

**Tabla 4-3: Valores base para Índices(18)**

Índice	Valor base	Mes
IPMI <sub>0</sub>	90,57	Octubre de 2005
IPMN <sub>0</sub>	87,82	Octubre de 2005
IPC <sub>0</sub>	121,82	Octubre de 2005
IPMBI <sub>0</sub>	85,73	Octubre de 2005
IPM <sub>0</sub>	84,90	Octubre de 2005
IPace <sub>0</sub>	130,47	Jul.05 – Sep.05
IPcu <sub>0</sub>	170,40	Jul.05 - Sep.05
IPal <sub>0</sub>	82,97	Jul.05 - Sep.05

La Comisión informará durante los meses de abril y octubre de cada año, la actualización de los índices antes mencionados.

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h se indican a continuación:

## CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

Tabla 4-4: Coeficientes de Indexación

Sistema	a	b	c	d	e	f	g	h
SIC 1	0,349	0,171	0,480					
SIC 2	0,342	0,162	0,496					
SIC 3			0,520	0,182	0,149	0,077	0,036	0,036
SIC 4	0,367	0,157	0,476					
SIC 5	0,372	0,162	0,466					
SIC 6	0,321	0,163	0,516					
SING	0,338	0,181	0,481					

### 4.3.4 Pago de Centrales Generadoras.

Para la determinación del pago que deben efectuar las centrales generadoras se utiliza la metodología establecida por el Panel de Expertos.

El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos del sistema de subtransmisión, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación. En cada escenario, en los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, este pago se hace a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, las prorratas se asignan utilizando GGDF.

En el Informe Técnico Observaciones y Correcciones a los estudios para la determinación del VASTX y Formulas Tarifarias (18) se describe la metodología empleada para asignar el pago de las centrales generadoras, esta tiene los siguientes pasos:

- i. Se simula la operación esperada del sistema para los 4 años de tarificación 2006, 2007, 2008, 2009 haciendo uso de un programa de coordinación hidrotérmica, que considere un conjunto representativo de escenarios de operación.
- ii. Desde cada central generadora se busca un camino de mínima distancia eléctrica al sistema troncal.
- iii. Para los tramos seleccionados, se define como sentido de flujo hacia el troncal los flujos que se alejan de la central generadora.
- iv. Para cada condición de operación simulada, en cada tramo del camino definido para una central generadora, se verifica el sentido de flujo resultante.
- v. Para una condición de operación determinada, aquellos tramos en que se verifica un sentido de flujo hacia el troncal son financiados por todas las centrales generadoras

## *CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE*

que comparten el tramo como camino eléctrico de unión hacia el sistema troncal, a prorrata de sus aportes de acuerdo a los factores GGDF. En el caso que el sentido de flujo sea desde el troncal, el tramo es financiado por los consumos.

- vi. Para cada tramo, las condiciones de operación son ponderadas en función del número de horas asignadas al bloque correspondiente a cada simulación.
- vii. Finalmente, el pago de cada generador se calcula como la suma de los valores esperados de pago por cada tramo.

La metodología tiene inconvenientes en el hecho de que pueden existir flujos hacia el troncal en tramos que no se encuentren en un camino de mínima distancia eléctrica y que por lo tanto no serán financiados por las centrales generadoras que son responsables de estos y quedarían impagos o en el caso contrario en que sea otro agente quien produzca la inversión de flujos de tramos del camino haciendo que las generadores paguen pese a no ser responsables. En el informe se señala que en el dictamen del Panel se establecen restricciones para la asignación de los pagos de estos tramos a los generadores por lo tanto estos son asignados a los retiros en tensión de distribución. De esta forma se generan subsidios cruzados.

Otro inconveniente es que la asignación de pagos basados en flujos eléctricos genera que los tramos que normalmente operan abiertos quedan impagos. En el informe se establece que dado estas instalaciones son imprescindibles en alguna condición de operación, luego su existencia beneficia a todos los usuarios del sistema y en consecuencia todos deben ser responsables de su pago.

### **4.4 Comentarios**

La metodología de tarificación de la subtransmisión que ha establecido la CNE en el decreto N° 320 es una que reconoce los costos de inversión, operación, administración, mantenimiento y las pérdidas de un sistema de subtransmisión económicamente adaptado a la demanda. Dicha metodología contempla la aplicación, de recargos medios de transformación y transporte de energía y potencia calculados a través de cargos base.

Respecto del acceso a la red, las tarifas se definen en función de los puntos de inyección y de retiro, ya que para cada retiro se considera un camino proveniente del sistema troncal, sobre el cual se calculan los recargos de transformación y transporte.

Para asignar el uso que los consumos hacen del sistema, se analizan todos los caminos posibles desde el nudo troncal hasta la subestación de retiro con el fin de escoger aquel que con el que se obtenga la menor reactancia eléctrica.

#### CAPÍTULO 4. TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN EN CHILE

La designación de este camino único por cada retiro no toma en cuenta la operación real de la red, esto podría generar inconvenientes en redes enmalladas, pues en estos casos existen retiros que son abastecidos por más de una barra del sistema troncal, luego quedarían caminos usados no reconocidos. Al considerar una aplicación de costos medios por la vía de considerar una trayectoria, corre el riesgo de dejar instalaciones que no caen dentro de ninguna trayectoria.

Por ejemplo:



**Ilustración 4-2: Ejemplo de tramo no reconocido**

La barra de Stx A1 queda “conectada” a la trocal A. y B1 con B. EL tramo A1-B1 no se considera. Las metodologías de la CNE planteadas después de la ley corta I se dan cuenta de esto y asignan el costo del tramo A1-B1 a todo el sistema, distorsionando con esto la señal de precios que se busca dar.

Otro problema que se produce esta en no considerar restricciones de la red al asignar los caminos, por ejemplo no se evalúa si las barras troncales tendrán la capacidad suficiente para alimentar a los retiros asociados a ella, por lo tanto los caminos no reflejarían el uso real de la red.

Lo anterior genera subsidios cruzados en el pago de los tramos del sistema. Así no se logra entregar las señales correctas sobre la ubicación ventajosa de generación y demanda pues estas tarifas no reflejaran al usuario las particularidades físicas y de costo dado que el pago no es de acuerdo al uso real que se hace del sistema.

## Capítulo 5.

# Alternativas de Tarificación

En este capítulo se desarrollan dos metodologías de asignación de uso aplicables a los sistemas de subtransmisión basadas en las formas de asignación de uso estudiadas en el capítulo 3. La primera de ellas emplea el principio de proporcionalidad y la segunda utiliza factores generalizados de distribución.

### **5.1 Alternativas de Tarificación N°1: Identificación de Tramos Comprometidos.**

Se basa en el hecho de que en sistemas radiales la determinación del uso que los agentes hacen de la red se puede realizar de forma sencilla sin necesidad de recurrir a métodos más complejos como el cálculo de GLDF o el método de Bialek.

De los sistemas de subtransmisión, el SIC3 es el de mayor complejidad ya que se trata de una red en anillo, el resto de los sistemas son en mayor parte sistemas radiales.

Dado lo anterior, esta metodología radializa un sistema en anillo, de manera que no se alteren los flujos por la red. Luego el cálculo de las responsabilidades por el uso de la red se obtiene directamente.

La alternativa plantea también dos formas para calcular los peajes asignados a cada retiro. La primera propone usar cargos base por transformación y transporte, la segunda forma presenta el cálculo del peaje prorrateando el costo efectivo de cada instalación entre los retiros de acuerdo a la responsabilidad que les competa.



### 5.1.1 Radialización

La radialización se basa en el análisis de los flujos de potencia del sistema, para luego convertir el sistema en una superposición de sistemas radiales por medio del principio de proporcionalidad.

El algoritmo se describe a continuación:

1. Dado un sistema anillado, se simula la operación esperada de éste para el horizonte de tiempo de aplicación de las tarifas (4 años), considerando un conjunto representativo de escenarios. Como resultado se obtienen los flujos de potencia por los distintos tramos que conforman el sistema.
2. En cada condición de operación se determinan “puntos de corte” que permitirán desenmallar el sistema. Estos puntos corresponden a nodos de la red cuya demanda es abastecida desde 2 o más tramos de líneas que se conectan a dichos nodos. En la Ilustración 5-1 se muestran ejemplos de puntos de corte, estos se destacan en circunferencias.

3. El punto de corte se “abre”, esto se hace repartiendo el consumo ubicado en el punto en forma proporcional al flujo inyectado por cada línea conectada al punto de corte.

La Ilustración 5-1 presenta un ejemplo simple del proceso de radialización de un anillo. En la figura superior se tiene que en los puntos de conexión de los retiros Pd1, Pd2 y Pd3 son alimentados por más de un tramo; en la ilustración inferior se ha aplicado la radialización repartiendo los consumos según el aporte recibido desde cada zona.

De esta forma el consumo asociado al punto de corte quedará repartido en varias zonas del sistema.

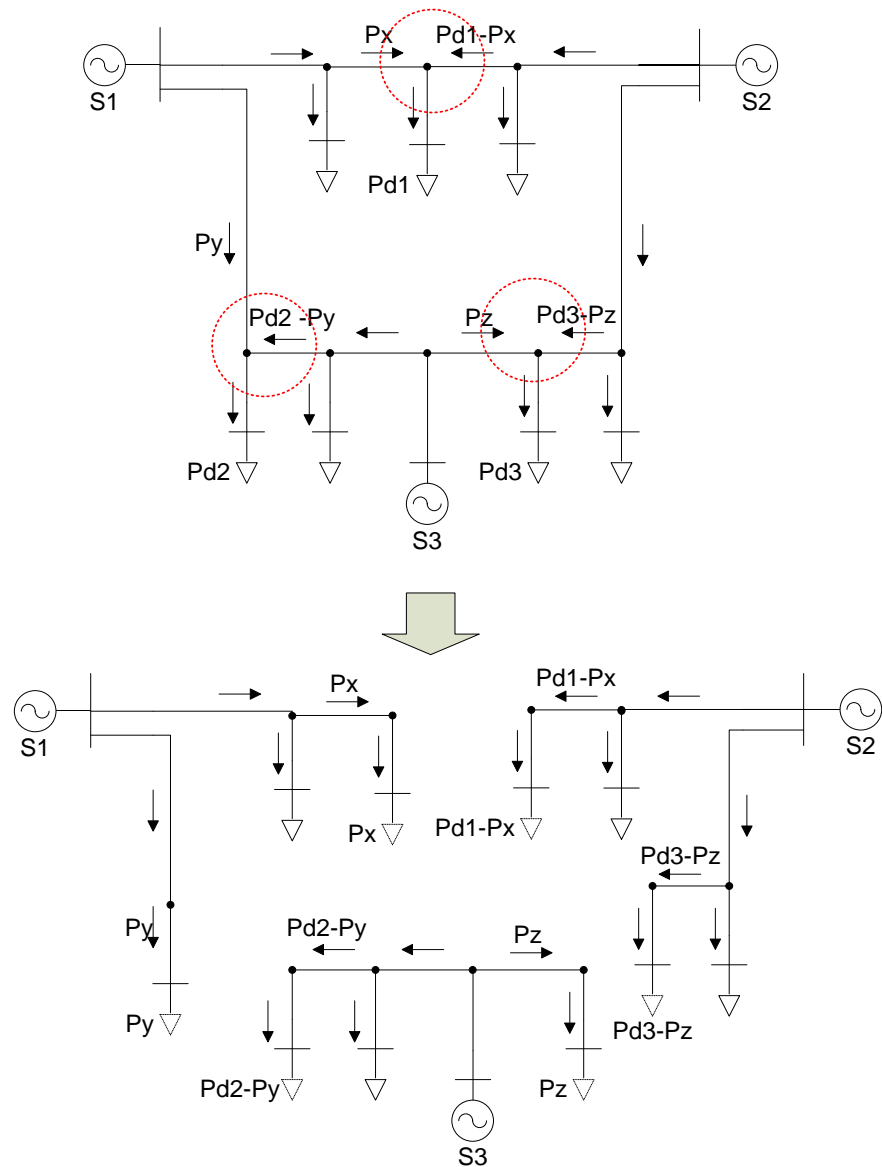
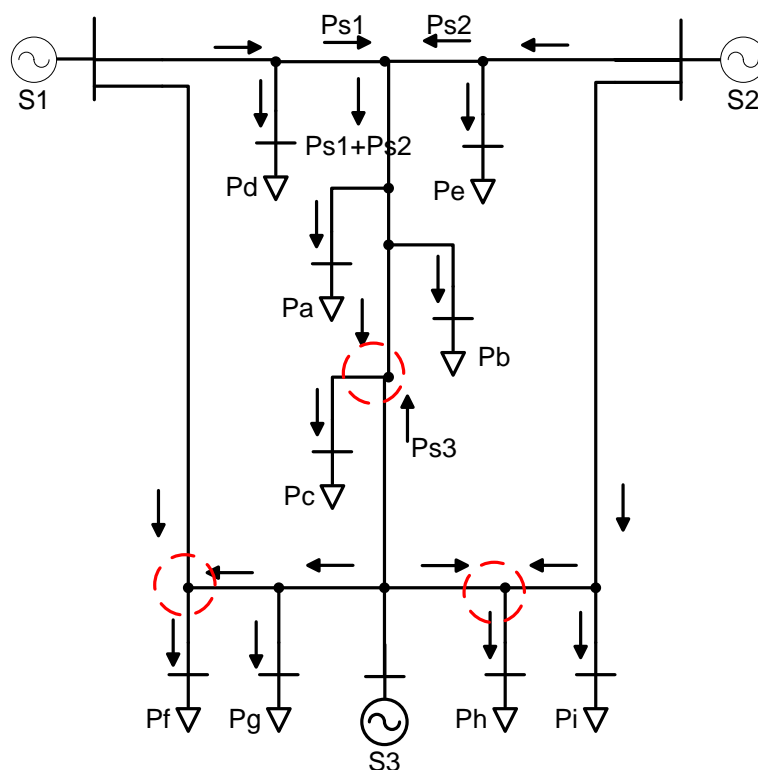


Ilustración 5-1: Ejemplo de Punto de Corte.

4. Como resultado de las aperturas en los puntos de corte, se tienen sistemas radiales asociados a cada barra del sistema troncal. En el ejemplo se tienen tres sistemas radiales, uno por cada punto de inyección S1, S2 y S3 que en este caso representarían las barras del sistema troncal. Nótese que los puntos donde se hicieron los cortes han quedado divididos en dos partes, quedando en cada parte una fracción de la demanda total. Dichas fracciones de demanda quedan asociadas a barras troncales distintas.

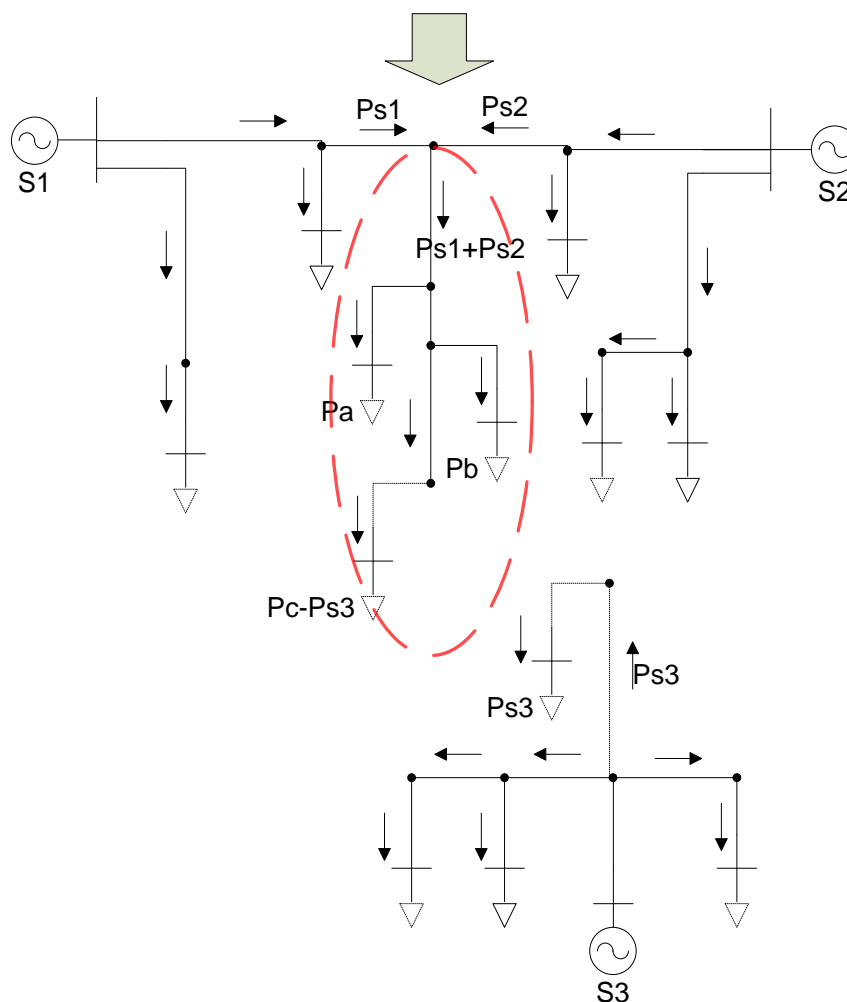
5. La radialización descrita anteriormente es un caso de radialización sencilla. Hay sistemas o partes de sistemas enmallados cuya topología y dirección de los flujos amerita que se aplique el principio de superposición y de proporcionalidad.

Para ejemplificar lo anterior en la Ilustración 5-2 se presenta un sistema con 3 barras de inyección y 9 retiros. De acuerdo a las trayectorias de los flujos hacia los retiros se identifican 3 puntos de corte que se destacan en la ilustración encerrados en una circunferencia.



**Ilustración 5-2: Sistema con 3 puntos de inyección en donde se identifican 3 puntos de corte en los consumos Pc, Pf y Pi**

Estos 3 puntos de corte permiten asociar un sistema radial a la inyección de S3 formado por los retiros Pc, Pf, Pg y Ph. Para S1 y S2 aún no es posible asociarles sistemas radiales ya que los retiros Pa, Pb y Pc son alimentados a través de una línea que recibe flujos desde S1 y S2.



**Ilustración 5-3: Sistema luego de abrir los puntos de corte**

El tramo de línea destacada (dentro de elipse roja) en la Ilustración 5-3 recibe flujos  $Ps_1$  y  $Ps_2$  desde  $S_1$  y  $S_2$  respectivamente y se conecta con los retiros  $Pa$ ,  $Pb$  y  $Pc$  (la porción no asignada a  $S_3$ ). Luego la proporción  $Ps_1/(Ps_1+Ps_2)$  de los retiros se asigna a  $S_1$  y la proporción  $Ps_2/(Ps_1+Ps_2)$  se otorga a  $S_2$ .

Finalmente el sistema queda radializado como se presenta en la Ilustración 5-4

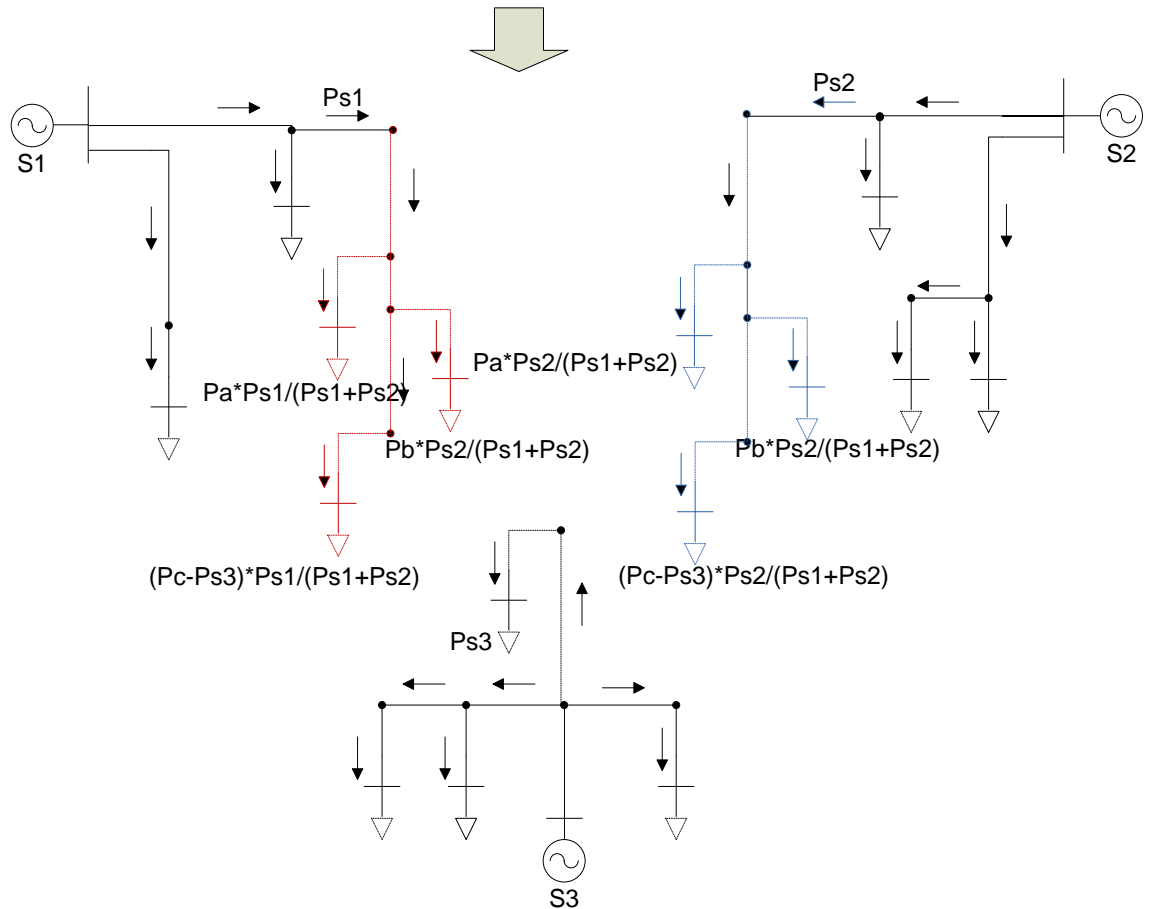


Ilustración 5-4: Sistema radializado.

También aquí quedan nudos cuya demanda debe ser fraccionada para que cada parte quede asignada a diferentes troncales.

### 5.1.2 Tarificación por costos medios de líneas y subestaciones

Con el sistema ya radializado quedan automáticamente establecidas las trayectorias radiales entre un nudo cualquiera y la subestación troncal asociada. Es una asociación natural que respeta las condiciones reales de flujo en el sistema. Junto con la asociación nudo-troncal, se conoce también la potencia del nudo, el voltaje de los diversos tramos que conforman el camino radial y la distancia de estos tramos. Como se señaló en los ejemplos presentados los puntos clasificados como puntos de corte o pertenecientes a una zona donde se usó superposición poseerán más de un camino asociado.

Se calculan cargos base medios por transformación y transmisión de forma similar como lo hace la metodología actual, pero considerando los caminos resultantes del proceso de radialización recién

explicado. Dada esta similitud, se empleará la misma nomenclatura de recargos. Esto es, se establecerán recargos unitarios por energía y potencia, a los que se les denominará CBTP, CBTE, CBLP y CBLE , según corresponda.

### 5.1.2.1 Cálculo de Recargos

- Se descuenta del AVI+COMA de cada línea los pagos efectuados por las centrales generadoras conectadas en subtransmisión.
- Utilizando el detalle de AVI+COMA de las distintas subestaciones, para cada uno de los 4 años en estudio, se calcula un valor presente de AVI+COMA por subestación y por nivel de tensión. Luego, se suman estos resultados, generándose un único valor presente de AVI+COMA de subestaciones para cada nivel de tensión.

$$VP.A\&C.SSEE_{TensionX} = \sum_{i \in SSEE_{TensionX}} \left\{ \sum_{j=1}^4 \frac{AVI_{i,j} + COMA_{i,j}}{(1+r)^j} \right\} \quad (5-1)$$

- Utilizando el detalle de AVI+COMA de las distintas líneas, para cada uno de los 4 años en estudio, se calcula un valor presente de AVI+COMA por línea. Luego, se suman estos resultados por nivel de tensión, generándose un único valor presente de AVI+COMA de líneas para cada nivel de tensión.

$$VP.A\&C.Lineas_{TensionX} = \sum_{i \in Lineas_{TensionX}} \left\{ \sum_{j=1}^4 \frac{AVI_{i,j} + COMA_{i,j}}{(1+r)^j} \right\} \quad (5-2)$$

- Para cada condición de operación se considera la información de demanda (coincidente con la punta de generación) para cada una de las subestaciones, y para cada uno de los años en estudio, asociándose la circulación de esta demanda a los distintos niveles de tensión de líneas. Con ello, se tienen kW asociados a transporte por las líneas de distintos voltajes, así como también kW asociados a cada subestación. Se calcula un valor presente para la demanda de cada camino radial “c” en cada condición de operación, asociado a cada subestación “i” (a usarse para la suma-producto que se explica a continuación, que sirve para el cálculo del CBLP). Además, se calcula un valor presente para los tránsitos de demanda asociados a los distintos voltajes de transporte (a usarse en el cálculo de CBTP).

La demanda de las subestaciones no depende de las condiciones de operación. Estas últimas cambian los flujos por las líneas, no las demandas. Por lo demás, en las fórmulas no se ve que aparezcan las condiciones de operación.

$$VP. Demanda. SSE_{i,c,TensionX} = \sum_{j=1}^4 \frac{Demanda_{Añoj,SE_{i,c,TensionX}}}{(1+r)^j} \quad (5-3)$$

$$VP. Demanda. Lineas_{TensionX} = \sum_{i \in Lineas_{TensionX}} \left\{ \sum_{j=1}^4 \frac{Demanda_{Añoj,Linea_i}}{(1+r)^j} \right\} \quad (5-4)$$

- Se calcula la suma-producto entre el valor presente de la demanda de cada subestación, multiplicado por los kilómetros de distancia radial por cada nivel de tensión, para cada uno de los caminos que llevan desde el respectivo nudo troncal a la subestación de inyección. Se debe tener presente que la demanda de aquellas subestaciones que tengan más de un camino posible (luego de radializar y hacer la superposición) debe repartirse de manera tal que sume un 100%. Con estas consideraciones, se calcula un único valor por nivel de tensión.

$$Producto. Dda. Km_{TensionX} = \sum_{i \in Lineas_{TensionX}} \left\{ \sum_{c \in caminos} \%Carga_{i,c} \cdot VP. Demanda. SSE_{i,c,TensionX} \cdot km_{i,c,TensionX} \right\} \quad (5-5)$$

- Los cargos base CBTP y CBLP resultantes, para un nivel de tensión “x” y una determinada condición de operación, serían:

$$CBTP_{TensionX} = \frac{VP. A\&C. SSE_{TensionX}}{VP. Demanda. Lineas_{TensionX}} \quad (5-6)$$

$$CBLP_{TensionX} = \frac{VP. A\&C. Lineas_{TensionX}}{Producto. Dda. Km_{TensionX}} \quad (5-7)$$

### 5.1.2.2 Tarifas

- Se calculan los recargos por potencia y por energía

Si bien la técnica tarifaria habitual es asignar los costos de las inversiones y operación/mantenimiento a la potencia, también ha sido habitual asignar parte de estos costos a la energía. Para ello, se realiza una ponderación por los factores  $\alpha$  y  $(1-\alpha)$ . A modo de ejemplo en la tarificación realizada en los años 90 se emplea  $\alpha = \frac{1}{2}$ .

**Recargo por Potencia**

$$PNPT \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTP_i}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \frac{FPLP_i \cdot km_i}{100} \right) - 1 \right] + \left[ CBTP_i + \sum_{i=1}^n CBLP_i \cdot km_i \right] \cdot \alpha \quad (5-8)$$

**Recargo por Energía**

$$PNET \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTE_i}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \frac{FPLE_i \cdot km_i}{100} \right) - 1 + F_{VASTx}^E \right] \quad (5-9)$$

Considerando que el VASTx se recupera de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\left[ CBTP_i + \sum_{i=1}^n CBLP_i \cdot km_i \right] \cdot Potencia = VASTx \quad (5-10)$$

De modo que:

$$PNET \cdot F_{VASTx}^E \cdot Energia = VASTx(1 - \alpha) \quad (5-11)$$

Es decir:

$$F_{VASTx}^E = \frac{VASTx(1 - \alpha)}{PNET \cdot Energia} \quad (5-12)$$

Donde  $\alpha$  determina como se reparte el AVI+COMA entre los pagos por energía y potencia

Y el costo de las pérdidas de potencia y energía se recupera de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$PNPT \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTP_i}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \left( \frac{FPLP_i \cdot km_i}{100} \right) \right) - 1 \right] \cdot Pot = \$PerdidasPot. Sist. STx. Estudiado \quad (5-13)$$

$$PNET \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTE_i}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \left( \frac{FPLE_i \cdot km_i}{100} \right) \right) - 1 \right] \cdot Pot = \$PerdidasEne. Sist. STx. Estudiado \quad (5-14)$$

Donde PNPT y PNET corresponden respectivamente a los precios de nudo de potencia y energía de la barra troncal asociada.

- En las subestaciones catalogadas como puntos de corte o pertenecientes a una zona donde se ocupó superposición se calcula un promedio ponderado de los recargos que se obtuvieron por cada camino al que pertenece ese retiro. En el caso de puntos de corte la ponderación es en función de los flujos provenientes por cada camino, en el caso de superposición la ponderación es función del aporte hecho por cada troncal.
- Finalmente los resultados obtenidos para cada condición de operación son ponderados en función de la probabilidad de cada escenario.



El esquema anteriormente descrito permite establecer un procedimiento sencillo a través de estándares medios que surgen unitarios medios que surgen de considerar los AVI+COMA determinados en el estudio y de la operación real de las instalaciones. Por cierto, en la medida que los costos de las líneas sean muy diferentes, se generarán subsidios cruzados muy fuertes, que pueden llevar a actuaciones de descreme de mercado.

Por lo anterior, es que en esta memoria se plantea la alternativa que se describe en el punto 5.1.3 siguiente.

### 5.1.3 Tarificación por costo y uso real de líneas y subestaciones

Se considera el mismo proceso de radialización ya descrito.

En este caso cada retiro paga por el uso efectivo que hace de los caminos de cada sistema radial en que se encuentre presente, ya no se calculan cargos base por transformación y transmisión. De esta forma no se producen subsidios cruzados entre tramos de menor costo hacia otros de costos mayores.

Teniéndose ya los caminos usados por los retiros en cada sistema radial y en cada condición de operación, las responsabilidades que estos tienen sobre cada línea se determinan de la siguiente forma:

- Para cada tramo de línea y de transformación se identifica la trayectoria radial de la cual es parte.
- La participación que le toca a un retiro por cada camino sobre un tramo se obtiene de

$$Part_{Camino_i, Tramo_j} = \frac{Potencia_{Camino_i}}{\sum_{Camino_k \text{ Contiene } Tramo_j} Potencia_{Camino_k}} \quad (5-15)$$

- El pago de AVI+COMA asignado por retiro será la suma de sus participaciones en los tramos de cada camino multiplicado por el AVI+COMA de cada tramo

$$Pago_{AC_{Retiro_k}} = \sum_{(Camino_i \in Retiro_k)} \left[ \sum_{(Tramo_j \in Camino_i)} Part_{Camino_i, Tramo_j} \cdot AVICOMA_{Tramo_j} \right] \quad (5-16)$$

- De igual forma se asignan las pérdidas

$$Perdidas_{Retiro_k} = \sum_{(Camino_i \in Retiro_k)} \left[ \sum_{(Tramo_j \in Camino_i)} Part_{Camino_i, Tramo_j} \cdot Perdidas_{Tramo_j} \right] \quad (5-17)$$

- Dividiendo las pérdidas y el pago por la potencia del retiro se obtienen los cargos y pérdidas por unidad de potencia.
- Las tarifas se construyen de igual forma que en el caso de costos medios

### Recargo por Potencia

$$PNPT \cdot \left[ \left( 1 + \frac{Perdidas_{Retiro_k}}{P_{Retiro_k}} \right) - 1 \right] + \left[ \frac{Pago_{AC_{Retiro_k}}}{P_{Retiro_k}} \right] \cdot \alpha \quad (5-18)$$

### Recargo por Energía

$$PNET \cdot \left[ \left( 1 + \frac{Perdidas_{E_{Retiro_k}}}{E_{Retiro_k}} \right) - 1 + F_{VASTx}^E \right] \quad (5-19)$$

Donde

$$F_{VASTx}^E = \frac{Pago_{AC_{Retiro_k}}(1 - \alpha)}{PNET \cdot Energia} \quad (5-20)$$

Donde  $\alpha$  determina como se reparte el AVI+COMA entre los pagos por energía y potencia

## 5.2 Alternativa de Tarificación “N°2”: Identificación basada en factores GLDF

La segunda alternativa consiste en utilizar los factores generalizados de distribución de carga para determinar el uso que los retiros hacen del sistema, incorporando también el análisis en distintas condiciones operacionales.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Se simula la operación esperada del sistema para el horizonte de tiempo de evaluación considerando un conjunto representativo de escenarios de operación. Como resultado se obtienen los flujos de potencia en el sistema en cada condición de operación.
2. Para cada condición de operación se identifica el uso de los tramos usando factores GLDF. Los factores se obtienen del siguiente procedimiento:
  - i. Construcción de la matriz [Y] de Admitancia Nodal del Sistema

## CAPÍTULO 5. ALTERNATIVAS DE TARIFICACIÓN

- ii. Invertir matriz de admitancia habiendo eliminado previamente fila y columnas de barra de referencia, como resultado se obtiene matriz de reactancia [X].
- iii. Calcular los factores GSDF utilizando las fórmulas presentadas en (5-21).

$$A_{\ell \rightarrow K, g} = \frac{X_{\ell g} - X_{kg}}{x_{\ell \rightarrow k}} \quad (5-21)$$

- iv. Calcular los factores GLDF para la barra de referencia y para las demás barras en base a los factores GSDF.

$$E_{\ell \rightarrow K, R} = \frac{P_{\ell k} + \sum_{p \neq R} (A_{\ell \rightarrow K, p} L_p)}{\sum_q L_q} \quad (5-22)$$

$$(E_{\ell \rightarrow k, c} - E_{\ell \rightarrow k, R}) = -A_{\ell \rightarrow k, c} \quad (5-23)$$

- v. Se computan las participaciones de cada retiro en cada línea, sin tomar en cuenta los aportes de flujos contrarios evitando así la existencia de participaciones negativas.

$$Participación_{\ell \rightarrow K}^{GLDF} = \frac{E_{\ell \rightarrow K, i} L_i}{\sum_c E_{\ell \rightarrow K, c} L_c} \quad (5-24)$$

- vi. El pago de AVI+COMA asignado por retiro será la suma de sus participaciones en los tramos multiplicado por el AVI+COMA de cada tramo

$$Pago_{AC}_{Retiro_i} = \sum_{(Tramo \ell \rightarrow K)} Participación_{\ell \rightarrow K}^{GLDF} \cdot AVICOMA_{\ell \rightarrow K} \quad (5-25)$$

- vii. De igual forma se asignan las pérdidas

$$Perdidas_{Retiro_i} = \sum_{(Tramo \ell \rightarrow K)} Participación_{\ell \rightarrow K}^{GLDF} \cdot Perdidas_{\ell \rightarrow K} \quad (5-26)$$

- viii. Dividiendo las pérdidas y el pago por la potencia del retiro se obtienen los cargos y pérdidas por unidad de potencia.

- ix. Los peajes se construyen igual que en la alternativa anterior

### Recargo por Potencia

$$\text{PNPT} \cdot \left[ \left( 1 + \frac{\text{Perdidas}_{\text{Retiro}_k}}{P_{\text{Retiro}_k}} \right) - 1 \right] + \left[ \frac{\text{Pago\_AC}_{\text{Retiro}_k}}{P_{\text{Retiro}_k}} \right] \cdot \alpha \quad (5-27)$$

**Recargo por Energía**

$$\text{PNET} \cdot \left[ \left( 1 + \frac{\text{Perdidas\_E}_{\text{Retiro}_k}}{E_{\text{Retiro}_k}} \right) - 1 + F_{\text{VASTx}}^{\text{E}} \right] \quad (5-28)$$

Donde

$$F_{\text{VASTx}}^{\text{E}} = \frac{\text{Pago\_AC}_{\text{Retiro}_k} (1 - \alpha)}{\text{PNET} \cdot \text{Energía}} \quad (5-29)$$

Donde  $\alpha$  determina como se reparte el AVI+COMA entre los pagos por energía y potencia

Los cargos obtenidos representan el pago por el costo efectivo de las instalaciones usadas. A diferencia de la alternativa 1 y de las metodologías de asignación usadas en la tarificación de la subtransmisión chilena los cargos resultantes de esta alternativa no reconocen un camino recorrido por la potencia consumida.

## Capítulo 6.

# Aplicación de Alternativas

El objetivo de este capítulo es evaluar y comparar las metodologías planteadas en el capítulo 5, para ello se utilizan dos sistemas de evaluación, El primero de ellos es un sistema de 5 barras; el segundo, es el sistema de subtransmisión SIC3.

En ambos casos se detallan subestaciones de retiro, barras troncales, líneas y condiciones de operación, posteriormente se simulan las alternativas planteadas: radialización por identificación de tramos, radialización por mínima distancia eléctrica y GLDF. Se presentan los resultados de costos para cada retiro y el porcentaje de pago que le corresponde a cada uno.

### **6.1 Aplicación de Alternativas de Tarifación a Sistema de 5 Barras**

Para observar mejor la aplicación de las distintas alternativas estudiadas y validar las metodologías se presenta un caso de reducido compuesto de 5 barras, 5 líneas y 1 condición de operación. El sistema se extrajo de (5), y correspondía a una red de ejemplo para calcular factores GLDF. No se consideran las líneas que interconectan barras de inyección por que estas no clasificarían como líneas de subtransmisión.

Se pretende evaluar como cada alternativa permite distribuir las participaciones que tienen los retiros en el uso del sistema de subtransmisión, el sistema originalmente presentado en (5) contenía líneas que conectaban las barras B1 con B2 y B2 con B5, que serian catalogadas como líneas del sistema troncal, luego estas no se consideraron para la aplicación que a continuación se presenta.

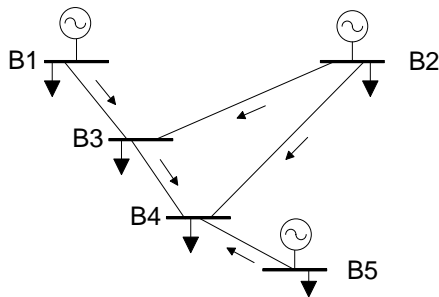


Ilustración 6-1: Caso 5 Barras

Los datos de reactancia y flujos de potencia por las líneas, además de las demandas de los retiros son los siguientes:

Tabla 6-1: Reactancia y flujo por líneas caso 5 barras

LÍNEA	X[PU]	FLUJO[MW]	PERDIDA[MW]
L13	0.24	30.43	0.67
L23	0.18	24.57	0.33
L24	0.18	26.15	0.37
L34	0.03	9.5	0.01
L45	0.24	-4.55	0.01

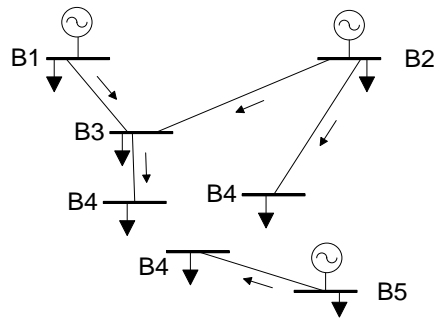
Tabla 6-2: Demandas caso 5 barras

NOMBRE	DEMANDA[MW]
R1	1
R2	20
R3	45
R4	40
R5	60

### 6.1.1 Aplicación Alternativa N°1: Identificación de Tramos Comprometidos.

En primer lugar se identifican los puntos de corte, de acuerdo a las trayectorias de los flujos de potencia sólo existe un punto de corte en B4

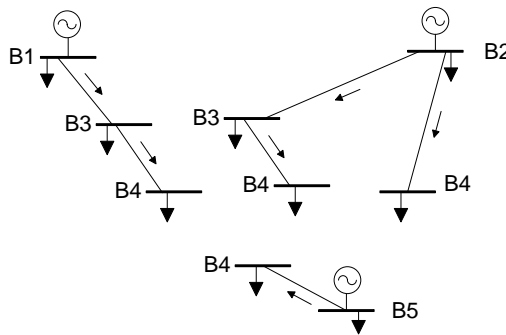
## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS



**Ilustración 6-2: Puntos de Corte**

Abriendo el sistema en el punto de corte no permite radializarlo por completo ya que la línea B3-B4 recibe flujos desde B1 y B2 que luego inyecta en el retiro conectado a B4. Luego corresponde aplicar el procedimiento indicado cuando hay superposiciones de flujos.

Así el sistema radializado queda como se muestra en la Ilustración 6-3



**Ilustración 6-3: Sistema 5 barras Radializado**

Se construye entonces el cuadro con los caminos de los flujos hacia cada retiro, indicando cuanta potencia circula por cada camino y que porcentaje representa esta del total demandado por el retiro.

**Tabla 6-3: Caminos caso 5 barras**

CAMINO	RETIRO	ORIGEN	LÍNEAS	X[PU]	%RETIRO	DEMANDA CAMINO [MW]
1	B1	B1		0	100.0%	1.0
2	B2	B2		0	100.0%	20.0
3	B3	B1	L13	0.24	55.3%	24.9
4	B3	B2	L23	0.18	44.7%	20.1
5	B4	B1	L13 L34	0.27	13.1%	5.2
6	B4	B2	L23 L34	0.21	10.6%	4.2
7	B4	B2	L24	0.18	65.0%	26.0
8	B4	B5	L45	0.24	11.3%	4.5
9	B5	B5		0	100.0%	60.0

A partir del cuadro de caminos se construye el cuadro con las participaciones que los retiros tienen sobre las líneas.

Tabla 6-4: Participaciones por retiro Caso 5 Barras

Participaciones	B1	B2	B3	B4	B5
L13	0	0	0.8264	0.1736	0
L23	0	0	0.8264	0.1736	0
L24	0	0	0	1	0
L34	0	0	0	1	0
L45	0	0	0	1	0

Se observa que los retiros ubicados en B1, B2 y B5 no tienen responsabilidad sobre ninguna línea ya que aparecen conectados directamente a las barras en donde se producen inyecciones. Por otro lado el retiro de B3 paga por L13 y L23 y el retiro de B4 paga por todas las líneas lo cual responde a lo que se observa al ver el sentido de los flujos por las líneas.

### 6.1.2 Aplicación Alternativa N°2: GLDF

Se construye la matriz de admitancia nodal Y, y a partir de ella la matriz de reactancia tomando la barra B2 como de referencia

Matriz de Admitancia nodal					Matriz de reactancia				
-4.17	0.00	4.17	0.00	0.00	0.337	0.000	0.097	0.083	0.083
0.00	-11.11	5.56	5.56	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4.17	5.56	-43.06	33.33	0.00	0.097	0.000	0.097	0.083	0.083
0.00	5.56	33.33	-43.06	4.17	0.083	0.000	0.083	0.097	0.097
0.00	0.00	0.00	4.17	-4.17	0.083	0.000	0.083	0.097	0.337

Luego se calculan los factores GSDF

Tabla 6-5: Factores GSDF Caso 5 Barras

	B1	B2	B3	B4	B5
L13	1	0	0	0	0
L23	-0.5385	0	-0.5385	-0.4615	-0.4615
L24	-0.4615	0	-0.4615	-0.5385	-0.5385



## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

<b>L34</b>	0.46154	0	0.46154	-0.4615	-0.4615
<b>L45</b>	0	0	0	0	-1

Luego se computan los factores GLDF y las participaciones

**Tabla 6-6: Factores GLDF Caso 5 Barras**

	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>	<b>B4</b>	<b>B5</b>
<b>L13</b>	0	0.1893	0.1893	0.1893	0.1893
<b>L23</b>	0.2592	0	0.2592	0.1823	0.1823
<b>L24</b>	0.1668	0	0.1668	0.2437	0.2437
<b>L34</b>	0	0	0	0.3686	0.3686
<b>L45</b>	-0.389	-0.389	-0.389	-0.389	0

**Tabla 6-7: Participaciones GLDF por Retiro Caso 5 Barras**

	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>	<b>B4</b>	<b>B5</b>
<b>L13</b>	0	0.1212	0.2727	0.2424	0.3636
<b>L23</b>	0.0086	0	0.3868	0.2418	0.3627
<b>L24</b>	0.0052	0	0.2342	0.3042	0.4563
<b>L34</b>	0	0	0	0.4	0.6
<b>L45</b>	0.0094	0.1887	0.4245	0.3774	0

A diferencia de la primera metodología ahora los retiros de las barras B1, B2 y B5 si tienen participación en el pago de las líneas, si bien en los casos de B1 y B2 esta es baja en el caso de B5 esta llega a ser incluso mayor que la que hacen B3 y B4.

### 6.1.3 Aplicación de camino de mínima distancia eléctrica

Para cada retiro los caminos de mínima distancia eléctrica son los siguientes

**Tabla 6-8: Caminos de mínima distancia eléctrica sistema 5 barras**

<b>CAMINO</b>	<b>RETIRO</b>	<b>ORIGEN</b>	<b>LÍNEAS</b>	<b>X[PU]</b>	<b>DEMANDA CAMINO [MW]</b>
<b>1</b>	<b>B1</b>	B1		0	1
<b>2</b>	<b>B2</b>	B2		0	20
<b>3</b>	<b>B3</b>	B2	L23	0.18	45
<b>4</b>	<b>B4</b>	B2	L24	0.18	40
<b>5</b>	<b>B5</b>	B5		0	60

Se tiene que esta metodología deja sin asignar responsabilidades por el uso de las líneas L13, L34 y L45. De todas formas la metodología permitiría recuperar el costo de las líneas no asignadas ya que estos si se incorporan al cálculo de los cargos base.

## **6.2 Aplicación de Alternativas de Tarificación a SIC3**

Al igual que en la aplicación al sistema reducido de 5 barras, en este caso se pretende estudiar como las alternativas permiten asignar las responsabilidades que los retiros tienen en el uso del sistema de subtransmisión.

El SIC 3 forma parte del Sistema Interconectado Central, se ubica geográficamente en la Región Metropolitana, en su mayoría se compone del anillo en 110 kV de propiedad de Chilectra más instalaciones de Empresa Eléctrica de Puente Alto, de Sociedad de Canalistas del Maipo y algunas instalaciones de las empresas Pehuenche, Transelec, AES Gener y CGE Transmisión (15).

El sistema SIC3 es enmallado en gran parte de su extensión, con pocos tramos radiales, siendo estos: C.Navia-Batuco-Polpaico110; C.Navia-Altamirano-Renca-Carrascal-Brasil.

Las barras del sistema troncal a las que se conecta el SIC3 son C.Navia 220, Polpaico 220, Chena 220 y A. Jahuel 220.

En el modelo se utilizan demandas de punta correspondientes a invierno del año 2007, las zonas de Puente Alto y Lo Prado sólo se incorporan como sistemas equivalentes por no tenerse información de la demanda de estas zonas, por esta razón se resolvió no considerarlas para los cálculos. Solamente es analizado un periodo de evaluación, correspondiente al año 2007, considerando en este las hidrologías húmeda, media y seca, y el despacho o no de la central Renca. En total se tienen 6 escenarios de evaluación (de haber considerado más periodos de evaluación para las mismas hidrologías y condición de despacho de la central Renca, el número de escenarios crece de forma exponencial, para 4 periodos se tendrían  $6^4$  escenarios).

### **6.2.1 Características del Modelo de SIC3**

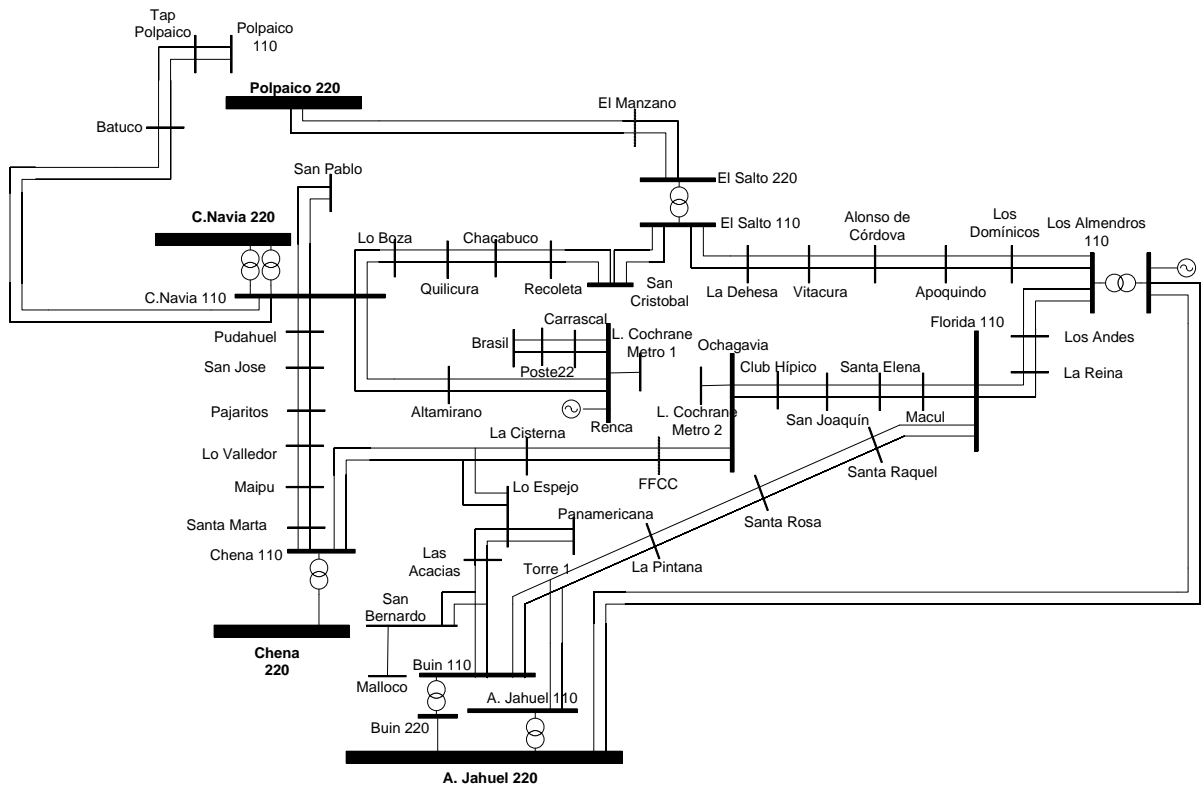


Ilustración 6-4: Modelo de SIC 3 empleado en evaluación de alternativas.

### 6.2.1.1 Condiciones de Operación

Las condiciones de operación consideradas para efecto de estimar el uso que los retiros hacen del sistema de subtransmisión SIC3 son las siguientes:

#### 6.2.1.1.1 Hidrologías

La distribución del parque generador despachado del SIC depende de la hidrología presente, existiendo una mayor concentración de la generación de las zonas centro y norte del SIC (Generación Térmica) en hidrología seca y una concentración de generación en la zona sur (G. Hidráulica) en hidrología húmeda. Por este motivo para considerar la variación de los flujos al interior del SIC3 debido a la condición hidrológica se tomarán en cuenta 3 hidrologías representativas de casos de Seca, Media y Húmeda. Las probabilidades de ocurrencia de cada una de ellas se toman de (19)

Tabla 6-9: Hidrologías (19)

Hidrología	Ponderador
Seca	9.80%
Media	70.70%
Húmeda	19.50%

### 6.2.1.1.2 Operación del Complejo de Generación Renca-Nueva Renca

El complejo de generación Renca y Nueva Renca inyecta su energía al interior del sistema SIC-3, de manera que su operación tiene una incidencia no menor en los flujos de este sistema. Por esta razón, además de la hidrología, se considerarán otros dos escenarios asociados a la operación o no operación de este complejo.

La central térmica Renca cuenta con una potencia instalada de 92 MW, utiliza petróleo diesel como combustible, tiene características de central de punta con un factor de planta estimado de 0.15. La central Nueva Renca posee una potencia instalada de 320 MW y posee características de central base con factor de planta 0.88 (15).

Así se definen las condiciones de operación con la central Nueva Renca sin despachar y despachada. Se toma la disponibilidad que tuvo la central Nueva Renca el año 2007 según se muestra en la Memoria Anual de GENER (20).

Tabla 6-10: Disponibilidad Central Nueva Renca

Centrales Renca	Disponibilidad
Despachadas	82.00%
No Despachadas	18.00%

De esta forma se tienen 6 condiciones de operación con las siguientes probabilidades de ocurrencia:

Tabla 6-11: Probabilidad de ocurrencia de Escenarios

Hidrología	Demanda	Centrales Renca	Probabilidad
Media	Invierno 2007	Despachadas	57.97%
Media	Invierno 2007	No Despachadas	12.73%
Seca	Invierno 2007	Despachadas	8.04%
Seca	Invierno 2007	No Despachadas	1.76%
Húmeda	Invierno 2007	Despachadas	15.99%
Húmeda	Invierno 2007	No Despachadas	3.51%

### 6.2.1.2 Subestaciones

Corresponden al conjunto de equipos eléctricos, edificios y construcciones situados en un mismo lugar, necesarios para realizar alguna de las siguientes funciones: transformación de tensión, regulación de tensión, compensación de reactivos, conexión de dos o más instalaciones.

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

La tabla siguiente presenta las subestaciones modeladas en el sistema en estudio indicando su AVI+COMA del año 2007 y el nivel de transformación (si es que existe). En total se tienen 50 subestaciones con un AVI+COMA total de US\$63.801.552,3

**Tabla 6-12: Transformación y AVI+COMA de Subestaciones**

Nombre	AVI+COMA	AT	BT
S/E Alonso de Córdova	3026378.499	110	dx
S/E Altamirano	852406.2286	110	dx
S/E Alto Jahuel	2174302.409	220	110
S/E Andes	1380954.159	110	dx
S/E Apoquindo	1078511.335	110	dx
S/E Batuco	795807.7296	110	dx
S/E Brasil	1560846.956	110	dx
S/E Buin (CHILECTRA)	1586699.847	220	110
S/E Carrascal	896887.5515	110	dx
S/E Cerro Navia	3716570.226	220	110
S/E Chacabuco	1666704.26	110	dx
S/E Chena	2747962.561	220	110
S/E Club Hípico	1032307.84	110	dx
S/E El Salto	2411450.412	220	110
S/E Florida	1004797.944	110	dx
S/E La Cisterna	1117569.446	110	dx
S/E La Dehesa	890918.3846	110	dx
S/E La Pintana	823197.5674	110	dx
S/E La Reina	1125895.42	110	dx
S/E Las Acacias	988977.8245	110	dx
S/E Lo Boza	1345937.812	110	dx
S/E Lo Espejo (FFCC)	174043.7552	110	
S/E Lo Valledor	1002241.962	110	dx
S/E Lord Cochrane	2473391.446	110	dx

Nombre	AVI+COMA	AT	BT
S/E Los Almendros	3109554.202	220	110
S/E Los Domínicos	960076.5779	110	dx
S/E Macul	877564.5396	110	dx
S/E Maipú	924829.3189	110	dx
S/E Malloco	733130.9109	110	dx
S/E Metro	304526.3717	110	
S/E Ochagavía	1398573.194	110	dx
S/E Pajaritos	1163328.895	110	dx
S/E Panamericana	678207.3839	110	dx
S/E Polpaico	283009.3111	220	220
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	439468.0276	110	dx
S/E Pudahuel	563340.3499	110	dx
S/E Quilicura	1239976.455	110	dx
S/E Recoleta	1132407.412	110	dx
S/E Renca	808430.1516	110	dx
S/E San Bernardo	1061725.51	110	dx
S/E San Cristóbal	2513505.103	110	dx
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	1391683.14	110	dx
S/E San José	990378.3309	110	dx
S/E San Pablo	886244.0064	110	dx
S/E Santa Elena	1218127.985	110	dx
S/E Santa Marta	1261529.437	110	dx
S/E Santa Raquel	990778.6921	110	dx
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	966064.7181	110	dx
S/E Vitacura	2030330.728	110	dx

### 6.2.1.3 Taps

Los taps del sistema corresponden a puntos de interconexión de líneas que conectan una línea de transmisión con una subestación.

A continuación se presentan los taps existentes en el modelo.

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

**Tabla 6-13: Taps**

Taps	
Tap Alonso De Córdova 1	Tap Lo Valledor
Tap Alonso De Córdova 2	Tap Los Domínicos
Tap Altamirano	Tap Macul
Tap Alto Jahuel	Tap Maipú
Tap Andes	Tap Pajaritos
Tap Apoquindo	Tap Pudahuel
Tap Batuco	Tap Punta Peuco (Polpaico110)
Tap Carrascal	Tap Quilicura
Tap Chacabuco	Tap Recoleta
Tap Chena	Tap San Bernardo
Tap Club Hípico	Tap San Joaquín
Tap El Manzano	Tap San José
Tap La Cisterna	Tap San Pablo
Tap La Dehesa	Tap Santa Elena
Tap La Pintana	Tap Santa Marta
Tap La Reina	Tap Santa Raquel
Tap Las Acacias	Tap Santa Rosa
Tap Lo Boza	Tap Vitacura

### 6.2.1.4 Líneas

Las líneas involucran los equipos de maniobra y desconexión adyacentes a ellas en su punto de origen y destino, la línea de transmisión y eventualmente equipos de compensación reactiva.

A continuación se presentan los tramos de líneas utilizados en las simulaciones, estos se catalogan según sus puntos de origen y destino que pueden ser subestaciones o taps, se muestra información del número de circuitos por tramo, nivel de tensión, kilómetros, AVI+COMA en US\$ y reactancia de la línea. En total se tienen 92 tramos de línea con un AVI+COMA que asciende a US\$ 25.673.428,6.

**Tabla 6-14: Características de Líneas(21)**

Nodo Origen	Nodo Destino	N° Circuitos	kV	AVI+COMA	km	X [ohm/Km]
S/E Lo Espejo	S/E Panamericana	2	110	7.3	0.03	2.0945
Tap Los Domínicos	S/E Los Almendros	2	110	94810.0	1.499	0.2469
Tap Chacabuco	S/E Chacabuco	2	110	149521.6	4.203	0.265
Tap Quilicura	Tap Chacabuco	2	110	271043.6	4	0.2662
Tap Chena	S/E Chena	2	220	79041.9	0.471	0.3541
Tap Club Hípico	S/E Club Hípico	2	110	11026.1	0.366	0.44
Tap Club Hípico	Tap San Joaquín	2	110	588279.7	3.83	0.3602
Tap El Manzano	S/E El Salto	2	220	2550099.9	42.088	0.3162

CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

S/E Lo Espejo (FFCC)	Tap La Cisterna	2	110	51201.6	0.7	0.2593
Tap La Cisterna	S/E La Cisterna	2	110	176827.8	1.886	0.342
S/E El Salto	Tap La Dehesa	2	110	66823.9	1.972	0.3663
Tap La Dehesa	S/E La Dehesa	2	110	211536.8	4.854	0.3974
Tap La Pintana	S/E La Pintana	2	110	382.6	0.057	0.4033
Tap Santa Rosa	Tap La Pintana	2	110	192496.5	4.5	0.2521
Tap La Reina	S/E La Reina	2	110	217089.1	5.234	0.3444
Tap Andes	Tap La Reina	2	110	220389.3	5.55	0.3968
Tap Las Acacias	S/E Las Acacias	2	110	155.3	0.02	0.3444
S/E Lo Espejo	Tap Las Acacias	2	110	232290.0	3.639	0.3303
S/E Cerro Navia	Tap Lo Boza	2	110	223285.8	2.555	0.2576
Tap Lo Boza	S/E Lo Boza	2	110	223777.8	2.715	0.4078
Tap La Cisterna	S/E Lo Espejo	2	110	211467.6	2.9	0.2503
Tap Lo Valledor	S/E Lo Valledor	2	110	370594.8	4.15	0.3945
Tap Lo Valledor	Tap Maipú	2	110	241086.3	3.6	0.3865
Tap Los Dominicos	S/E Los Domínicos	2	110	328037.1	4.461	0.3898
Tap Apoquindo	Tap Los Domínicos	2	110	292085.8	4.878	0.2306
Tap Macul	S/E Florida	2	110	1037676.9	6.83	0.2316
S/E Macul	Tap Macul	2	110	14037.0	0.421	0.3413
S/E Maipú	Tap Maipú	2	110	224.3	0.033	0.4246
Tap Maipú	Tap Santa Marta	2	110	52581.2	0.526	0.2616
S/E Pajaritos	Tap Pajaritos	2	110	401048.4	2.26	0.396
Tap Pajaritos	Tap Lo Valledor	2	110	27603.2	0.38	0.3821
Tap Punta Peuco (Polpaico110)	S/E Punta Peuco (Polpaico110)	2	110	177.0	0.049	0.4
Tap Pudahuel	S/E Pudahuel	2	110	146.9	0.021	0.4246
Tap Pudahuel	Tap San José	2	110	153043.3	2.63	0.3497
Tap Quilicura	S/E Quilicura	2	110	2555.3	0.0864	0.4246
Tap Lo Boza	Tap Quilicura	2	110	350052.9	4.3	0.2664
Tap Recoleta	S/E Recoleta	2	110	5825.4	0.214	0.4458
Tap Chacabuco	Tap Recoleta	2	110	335732.2	5.8	0.267
Tap San Bernardo	S/E San Bernardo	2	110	364.7	0.053	0.4246
Tap Las Acacias	Tap San Bernardo	2	110	364330.9	5.65	0.3287
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	Tap San Joaquín	2	110	219.1	0.027	0.3413
Tap San Joaquín	Tap Santa Elena	2	110	175701.5	1.12	0.3565
Tap San José	S/E San José	2	110	241175.9	2.153	0.4224
Tap San José	Tap Pajaritos	2	110	254311.2	4.08	0.3867
Tap San Pablo	S/E San Pablo	2	110	6844.7	0.151	0.396
S/E Santa Elena	Tap Santa Elena	2	110	611323.0	1.889	0.3439
Tap Santa Elena	Tap Macul	2	110	754215.2	4.543	0.3598
Tap Santa Marta	Tap Chena	2	110	68863.5	0.808	0.2606
Tap Santa Marta	S/E Santa Marta	2	110	111227.5	3.921	0.3444
Tap Santa Raquel	S/E Florida	2	110	231771.9	6.093	0.3571
Tap Santa Raquel	S/E Santa Raquel	2	110	119851.6	2.892	0.4216
Tap Santa Rosa	S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	2	110	115.9	0.021	0.3571
Tap Santa Raquel	Tap Santa Rosa	2	110	31792.5	0.89	0.3535
Tap La Dehesa	Tap Vitacura	2	110	197976.4	5.3	0.3651
Tap Vitacura	S/E Vitacura	2	110	41189.4	1.566	0.3559
S/E Buin (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	1	220	6427.3	0.23	0.4209
S/E Alto Jahuel	S/E Los Almendros	2	220	2919267.4	40.703	0.4144
Tap San Bernardo	S/E Buin (CHILECTRA)	2	110	1091912.3	11.713	0.2283
Tap Altamirano	S/E Cerro Navia	2	110	382792.7	4.6518	0.2296

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

S/E Cerro Navia	Tap Batuco	2	110	842174.2	20.7	0.3779
S/E Cerro Navia	Tap Pudahuel	2	110	9348.7	0.082	0.3025
S/E Cerro Navia	Tap San Pablo	2	110	72481.8	3.847	0.4269
S/E Lo Espejo	Tap Chena	2	110	181638.3	1.462	0.2506
S/E El Salto	S/E San Cristóbal	2	110	424220.6	11.43	0.3658
S/E Ochagavía	S/E Lo Espejo (FFCC)	2	110	249546.9	3.739	0.2518
Tap La Reina	S/E Florida	2	110	372713.7	9.9	0.4156
S/E Metro I	S/E Lord Cochrane I	2	110	7848.8	0.03	0.0945
S/E Metro II	S/E Lord Cochrane II	2	110	7848.8	0.03	0.0945
S/E Metro II	S/E Ochagavía	1	110	1593078.1	5.12	0.0945
S/E Ochagavía	Tap Club Hípico	2	110	132141.6	0.81	0.2616
S/E Polpaico	Tap El Manzano	2	220	598197.2	8.233	0.3041
Poste 22	S/E Brasil	2	110	153742.2	0.173	0.2296
S/E Renca	S/E Metro I	1	110	1709396.3	5.56	0.0942
S/E Renca	Tap Carrascal	2	110	1902.3	0.2	0.242
S/E San Bernardo	S/E Malloco	2	110	228047.6	13.641	0.4386
Tap Recoleta	S/E San Cristóbal	2	110	399439.1	5.745	0.4076
S/E Alonso de Córdova	Tap Alonso De Córdova 1	2	110	356.2	0.043	0.4246
Tap Alonso De Córdova 1	Tap Alonso De Córdova 2	2	110	3415.1	0.085	0.3598
Tap Vitacura	Tap Alonso De Córdova 1	2	110	78240.6	2.745	0.3445
S/E Altamirano	Tap Altamirano	2	110	43950.9	0.708	0.4209
S/E Renca	Tap Altamirano	2	110	12493.9	0.113	0.242
Tap Alto Jahuel	S/E Alto Jahuel	2	110	14806.4	0.3945	0.2526
Tap La Pintana	Tap Alto Jahuel	2	110	442039.5	12.55	0.2526
Tap Andes	S/E Andes	2	110	171.1	0.027	0.3598
S/E Los Almendros	Tap Andes	2	110	126110.4	0.14	0.4321
Tap Apoquindo	S/E Apoquindo	2	110	129.3	0.019	0.4246
Tap Apoquindo	Tap Alonso De Córdova 2	2	110	62019.3	1.177	0.3335
Tap Batuco	S/E Batuco	2	110	276.8	0.04	0.4216
Tap Batuco	Tap Punta Peuco (Polpaico110)	2	110	769658.0	18.9	0.3779
Tap Carrascal	S/E Carrascal	2	110	32735.7	0.398	0.4246
Tap Carrascal	Poste 22	2	110	107522.6	2.8	0.2506
Tap El Manzano	S/E El Manzano (Chilectra)	2	220	0.0	0.087	1.4392

### 6.2.1.5 Generadores inyectando en Subtransmisión

El sistema empleado en la evaluación cuenta con las centrales generadoras del complejo Renca (inyectando 340MW cuando está despachada), con la central Alfalfal (inyectando 70MW) y La Florida (inyectando 10MW).

### 6.2.1.6 Retiros

La Tabla 6-15 muestra las subestaciones de retiro y su demanda. Se usan datos de la demanda de punta de invierno del año 2007.



Tabla 6-15: Demandas por barra de Retiro

Nombre	P[MW]	Q[MVAR]
S/E Alonso de Córdova	78.8	-4.4
S/E Altamirano	66.3	3.5
S/E Andes	35.3	-5.8
S/E Apoquindo	80.9	8.1
S/E Batuco	56.9	14.3
S/E Brasil	56.8	0.2
S/E Carrascal	32.0	-1.4
S/E Chacabuco	65.3	7.2
S/E Club Hípico	59.4	10.7
S/E La Cisterna	65.7	3.9
S/E El Manzano (Chilectra)	15.5	5.2
S/E Lo Espejo (FFCC)	0.8	0.1
S/E Florida	13.0	0.0
S/E Las Acacias	24.6	7.4
S/E Lo Boza	67.5	2.0
S/E Lord Cochrane II	35.9	0.0
S/E Lord Cochrane I	33.3	-2.4
S/E La Dehesa	30.9	4.8
S/E Los Dominicos	45.2	6.6
S/E La Pintana	47.6	8.0
S/E La Reina	74.8	1.5
S/E Lo Valledor	63.3	-1.2

Nombre	P[MW]	Q[MVAR]
S/E Macul	61.1	-9.0
S/E Maipú	53.7	8.8
S/E Malloco	44.1	10.9
S/E Metro II	24.2	0.0
S/E Metro I	20.0	0.0
S/E Ochagavía	40.2	2.8
S/E Pajaritos	74.8	7.8
S/E Panamericana	40.6	9.2
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	3.6	0.6
S/E Pudahuel	35.5	3.9
S/E Quilicura	51.3	-0.2
S/E Recoleta	60.9	1.7
S/E San Bernardo	56.9	8.3
S/E San Cristóbal	127.9	2.1
S/E Santa Elena	93.2	12.0
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	98.7	4.3
S/E San José	63.2	6.2
S/E Santa Marta	46.6	-1.2
S/E San Pablo	22.3	-0.1
S/E Santa Raquel	57.6	3.3
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	56.8	8.5
S/E Vitacura	119.3	-6.1

### 6.2.1.7 Flujos de Potencia

Los flujos por líneas y subestaciones se obtienen de una simulación de flujo de carga realizada con el software DigSILENT PowerFactory 13.1. Estos se detallan en el Apéndice A.

Además del sistema SIC3, el modelo simulado en DigSILENT contiene las líneas del sistema troncal que conectan al SIC3 con el SIC. El SIC hacia el Norte y hacia el Sur es representado por sistemas equivalentes que entregan los flujos representativos de cada condición de operación.

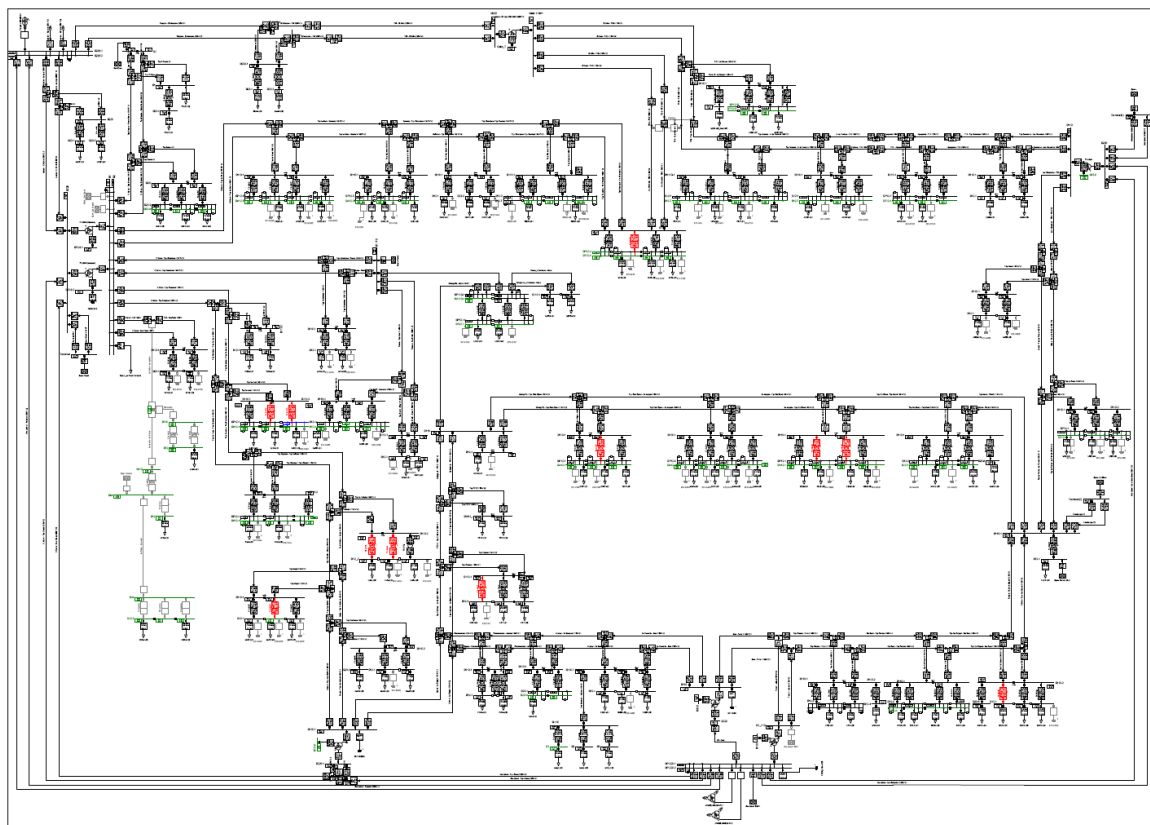


Ilustración 6-5: Sistema SIC3 en DigSILENT

Como resultado de las simulaciones se obtiene que cuando las centrales Renca están despachadas, los flujos por los tramos C. Navia-Altamirano y Altamirano-Renca tienen sentido hacia la subestación Cerro Navia, por lo demás como esa zona no presenta enmallamiento no hay conflicto en asignar en estos caso el pago por esos tramos al complejo de generación Renca.

Así en las alternativas estudiadas el pago por los tramos C. Navia-Altamirano y Altamirano-Renca es responsabilidad del generador Renca cuando se encuentre despachado.

## 6.2.2 Aplicación Alternativa N°1: Identificación de Tramos Comprometidos.

### 6.2.2.1 Radialización

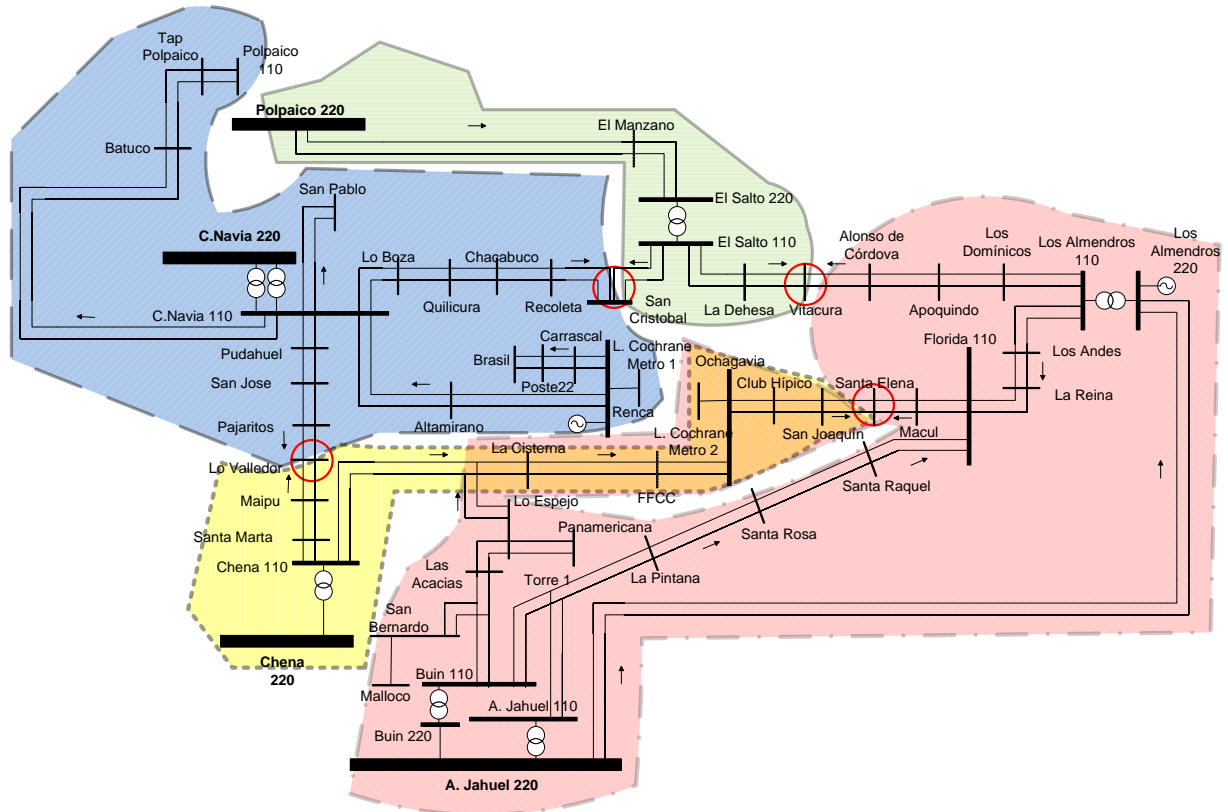
Con los resultados de flujos de potencia en cada condición operacional se procede a radializar el sistema, para ello se identifican puntos de corte y superposiciones.

#### 6.2.2.1.1 Puntos de Corte

Se tienen puntos de corte en zonas ubicadas entre las subestaciones Cerro Navia y El Salto, entre El Salto y Los Almendros, Cerro Navia y Chena, Ochagavía y La Florida y entre Los Almendros y La Florida; estos varían con la condición operacional.

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

La Ilustración 6-6 muestra como queda radializado el sistema en la condición de Hidrología Media con las centrales Renca Despachadas. Se marcan con un círculo los puntos de corte ubicados entre los tramos mencionados y luego se señalan los sistemas radiales formados entorno a cada barra troncal. Se aprecia que queda una zona no radializada entre La Florida y Lo Espejo



**Ilustración 6-6: Sistema Radializado**

En la Tabla 6-16 y la Tabla 6-17 se presentan los puntos de corte para todos los escenarios estudiados indicando con qué porcentaje se reparte el retiro entre los troncales que lo alimentan.

**Tabla 6-16: Puntos de Corte para Condiciones de Operación con Centrales Renca**

Subestación/ Tap	Troncal		Demanda [MW]	Porcentaje de aporte	
	T1	T2		%T1	%T2
<b>Hidrología Media</b>					
S/E San Cristóbal	C. Navia	Polpaico	127.9	31.58%	68.42%
S/E Lo Valledor	C. Navia	Chena	63.3	84.91%	15.09%
S/E Santa Elena	Chena	A. Jahuel	93.2	0.44%	99.56%
S/E Vitacura	A. Jahuel	Polpaico	119.3	13.77%	86.23%
<b>Hidrología Seca</b>					

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

S/E San Cristóbal	C. Navia	Polpaico	127.9	25.85%	74.15%
S/E Maipú	C. Navia	Chena	53.7	54.37%	45.63%
S/E Santa Elena	Chena	A. Jahuel	93.2	4.23%	95.77%
S/E Alonso de Córdova	A. Jahuel	Polpaico	78.8	72.10%	27.90%
<b>Hidrología Húmeda</b>					
S/E San Cristóbal	C. Navia	Polpaico	127.9	38.77%	61.23%
S/E Lo Valledor	C. Navia	Chena	63.3	40.89%	59.11%
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	Chena	A. Jahuel	98.7	91.80%	8.20%
S/E La Reina	A. Jahuel	A. Jahuel	74.8	10.09%	89.91%
S/E Vitacura	A. Jahuel	Polpaico	119.3	47.86%	52.14%

**Tabla 6-17: Puntos de corte para Condiciones de Operación sin Centrales Renca**

Subestación/ Tap de Retiro	Troncal		Demanda [MW]	Porcentaje de aporte	
	T1	T2		%T1	%T2
<b>Hidrología Media</b>					
S/E San Cristóbal	Polpaico	C. Navia	127.9	0.74%	99.26%
S/E Pajaritos	C. Navia	Chena	74.8	68.54%	31.46%
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	Chena	A. Jahuel	98.7	80.21%	19.79%
S/E Vitacura	Polpaico	A. Jahuel	119.3	28.09%	71.91%
<b>Hidrología Seca</b>					
S/E Recoleta	C. Navia	Polpaico	60.9	75.43%	24.57%
S/E Pajaritos	C. Navia	Chena	74.8	88.45%	11.55%
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	Chena	A. Jahuel	98.7	79.09%	20.91%
S/E Vitacura	A. Jahuel	Polpaico	119.3	2.04%	97.96%
<b>Hidrología Húmeda</b>					
S/E San Cristóbal	C. Navia	Polpaico	127.9	1.34%	98.66%
S/E Pajaritos	C. Navia	Chena	74.8	55.27%	44.73%
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	Chena	A. Jahuel	98.7	73.06%	26.94%
S/E Vitacura	A. Jahuel	Polpaico	119.3	42.39%	57.61%

### 6.2.2.1.2 Superposiciones

Estas se dan entre las subestaciones Lo Espejo y La Florida y dependen de la condición de operación.

En las hidrologías de los casos con centrales Renca existen dos zonas en las cuales hay superposiciones de flujos, una de ellas comienza en Lo Espejo en donde llegan flujos desde Alto Jahuel y desde Chena, la otra se da en La Florida en donde hay inyecciones provenientes desde Alto

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

Jahuel a través de dos caminos distintos (desde Buin y desde Los Almendros). La extensión de estas zonas y los aportes recibidos desde cada troncal varía con la condición de operación.

**Tabla 6-18: Superposiciones en escenarios con centrales Renca**

Condición Operación	Troncal		Porcentaje de aporte		Retiros Alimentados
	Troncal1	Troncal2	Troncal1	Troncal2	
<b>Hidrología Media con Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	54.3%	45.7%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico, S/E San Joaquín y S/E Santa Elena
	A. Jahuel	A. Jahuel Alm.	98.3%	1.7%	S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida
<b>Hidrología Seca con Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	60.1%	39.9%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico, S/E San Joaquín y S/E Santa Elena
	A. Jahuel	A. Jahuel Alm.	88.6%	11.4%	S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida
<b>Hidrología Húmeda con Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	47.7%	52.3%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico, S/E San Joaquín

En las hidrologías de los casos sin centrales Renca se tiene superposición de flujos provenientes desde Alto Jahuel (pasando por Buin) y Chena en la zona donde se encuentran las subestaciones S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico y S/E San Joaquín. También hay superposición de flujos que vienen desde Alto Jahuel a través de dos caminos distintos, uno proveniente desde el tap Alto Jahuel y otro desde los Almendros, estos alimentan a las subestaciones S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida y S/E San Joaquín. En estos casos sólo varía el porcentaje de aporte de cada troncal.

**Tabla 6-19: Superposiciones en escenarios sin centrales Renca**

Condición Operación	Troncal		Porcentaje de aporte		Retiros Alimentados
	Troncal1	Troncal2	Troncal1	Troncal2	
<b>Hidrología Media sin Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	44.9%	55.1%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico y S/E San Joaquín
	A. Jahuel	A. Jahuel Alm.	96.1%	3.9%	S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida y S/E San Joaquín
<b>Hidrología Seca sin Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	48.1%	51.9%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico y S/E San Joaquín
	A. Jahuel	A. Jahuel Alm.	88.7%	11.3%	S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida y S/E San Joaquín
<b>Hidrología Húmeda sin Renca</b>	Chena	A. Jahuel Buin	40.1%	59.9%	S/E La Cisterna, S/E Lo Espejo, S/E Ochagavía, S/E Club Hípico y S/E San Joaquín
	A. Jahuel	A. Jahuel Alm.	97.8%	2.2%	S/E Macul, S/E Santa Elena, S/E Florida y S/E San Joaquín

**6.2.2.2 Resultados de Cargos y Pagos tarifando con costos medios**

Con el sistema SIC3 en estudio ya radializado se genera el listado de caminos por los cuales se alimenta cada retiro en cada uno de los escenarios, luego se calculan los factores base por concepto de transporte (CBLP) en los niveles de tensión de 110kV y 220kV así como los factores base por concepto de transformación (CBTP) de 220kV a tensión de distribución y de 220kV a 110kV.

**Tabla 6-20: Cargos Base**

CONDICIÓN DE OPERACIÓN	CBLP220 [US\$/KW-MES-KM]	CBLP110 [US\$/KW-MES-KM]	CBTP220DX [US\$/KW-MES]	CBTP110 [US\$/KW-MES]
H. Seca con Renca	0.019	0.053	2.308	0.886
H. Media con Renca	0.020	0.052	2.308	0.886
H. Húmeda con Renca	0.021	0.054	2.308	0.886
H. Seca sin Renca	0.018	0.052	2.308	0.886
H. Media sin Renca	0.019	0.052	2.308	0.886
H. Húmeda sin Renca	0.019	0.051	2.308	0.886

En cada retiro se calcula el recargo por transformación y transporte  $[CBTP_i + \sum_{i=1}^n CBLP_i \cdot km_i]$  correspondiente por cada camino asociado al retiro. Si hay más de un camino, entonces los cargos asociados a cada uno se suman ponderándose por el porcentaje del consumo que representa la potencia entregada por el camino.

El gráfico presentado en la Ilustración 6-7 entrega el resultado de los cargos que se obtienen en cada retiro en las 6 condiciones de operación estudiadas. Estas se muestran como barras, de izquierda a derecha son Seca Sin Renca, Normal Sin Renca, Húmeda Sin Renca, Seca con Renca, Normal con Renca y Húmeda con Renca (SSR, NSR, HSR, SR, NR, HR).

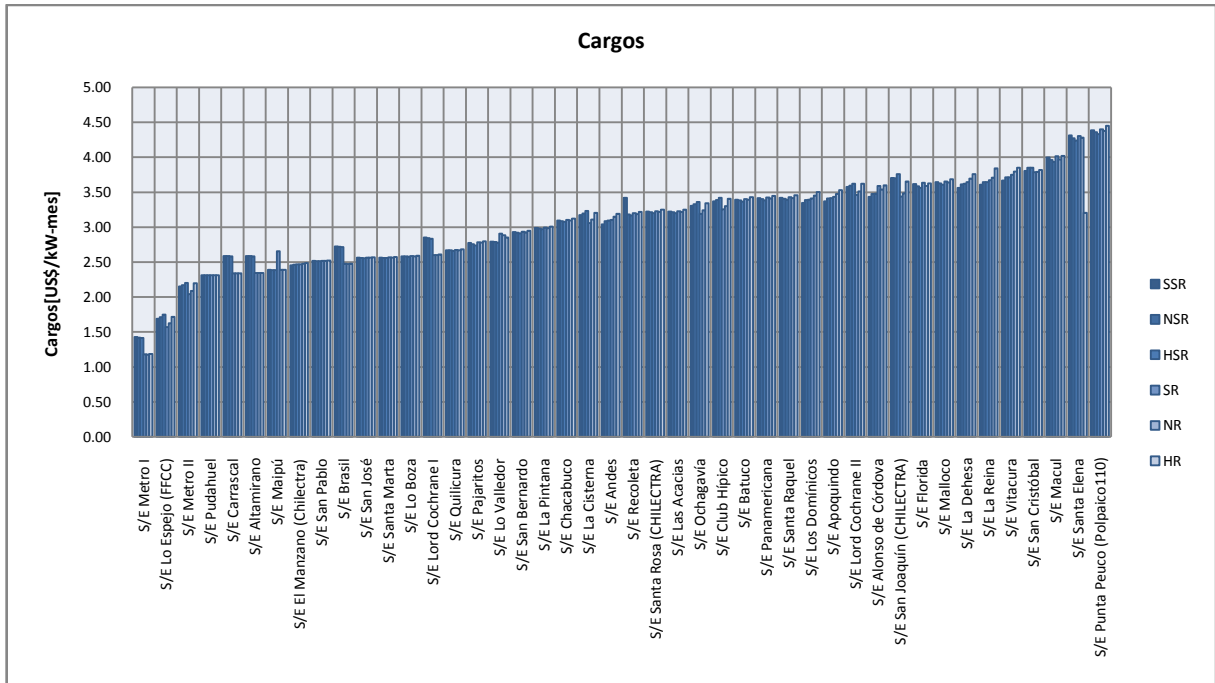


Ilustración 6-7: Gráfico Cargos por potencia de alternativa 1 con costos medios en los 6 escenarios.

En la mayoría de los retiros los resultados manifiestan poca variabilidad de los cargos ante cambios de la condición operacional, esto se debe a que gran parte de los retiros es alimentado a través de un solo camino y los tramos de línea que este contiene no presentan grandes variaciones en los flujos de potencia que transmite al cambiar de una condición a otra. Los casos de retiros conectados a taps catalogados como puntos de corte, ubicados en zonas de superposición o que hacen uso de tramos que son pagados por las centrales Renca son los que presentan variaciones de mayor magnitud, en los dos primeros casos el mayor cambio se debe a que en estos retiros varía la proporción de los aportes recibidos desde cada troncal tomando mayor peso aquel que reciba mayores inyecciones de acuerdo a la hidrología estudiada, en el tercer caso es claro que no se debe pagar por tramos en que Renca invierta los flujos (lo cual se da cuando está despachada).

Multiplicando estos cargos por la demanda del retiro se obtiene el pago que este debe efectuar, la Ilustración 6-8 muestra el porcentaje de pago (respecto del AVI+COMA total del SIC3 que es 89.5 MUS\$) que se asigna a cada retiro (ordenados según el pago ponderado de los 6 escenarios):

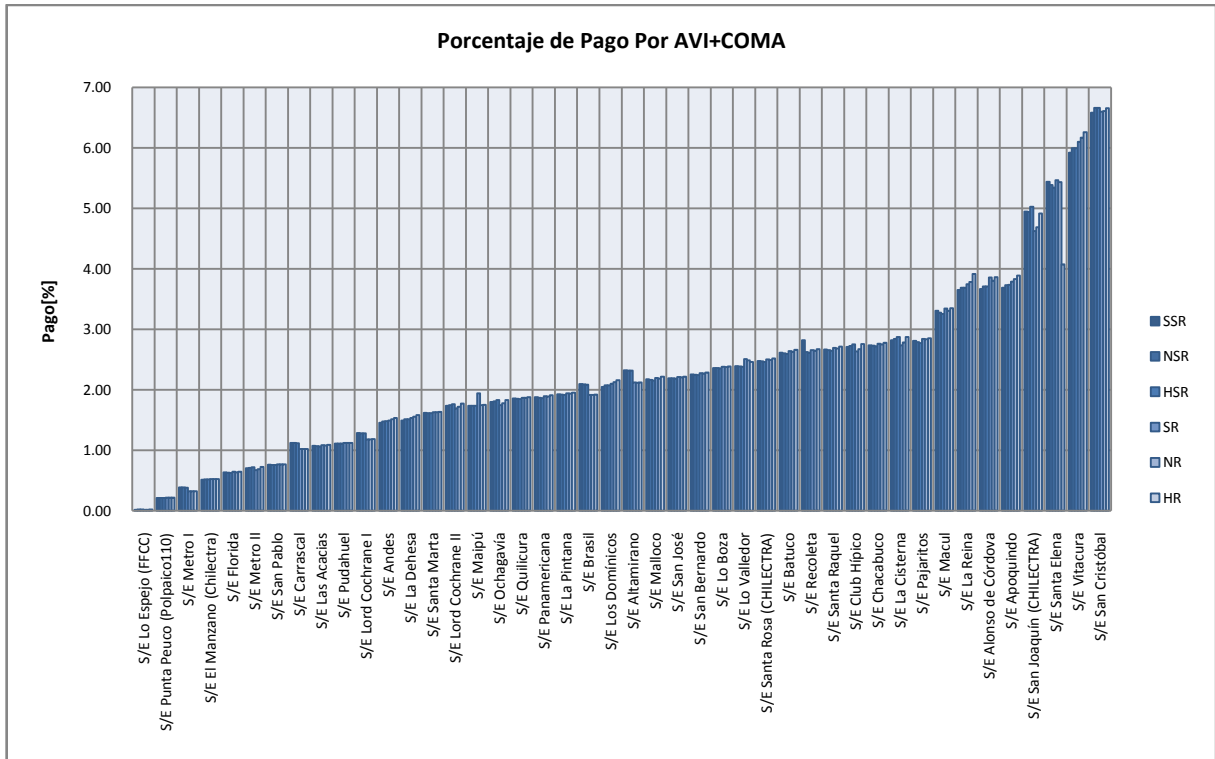


Ilustración 6-8: Gráfico de % Pago Alternativa 1 con costos Medios en los 6 escenarios

### 6.2.2.3 Resultados de Cargos y Pagos tarifando con costos efectivos

En este caso el pago considera el costo real de cada tramo empleando el mismo principio de uso, por esta razón ahora aparece una mayor variación entre los cargos de los retiros, como por ejemplo en Punta Peuco donde asciende hasta cerca de los 30US\$/kW-mes.

También es poca la variación de los cargos con la condición operacional, pero ahora se hace más notoria que en el caso anterior.



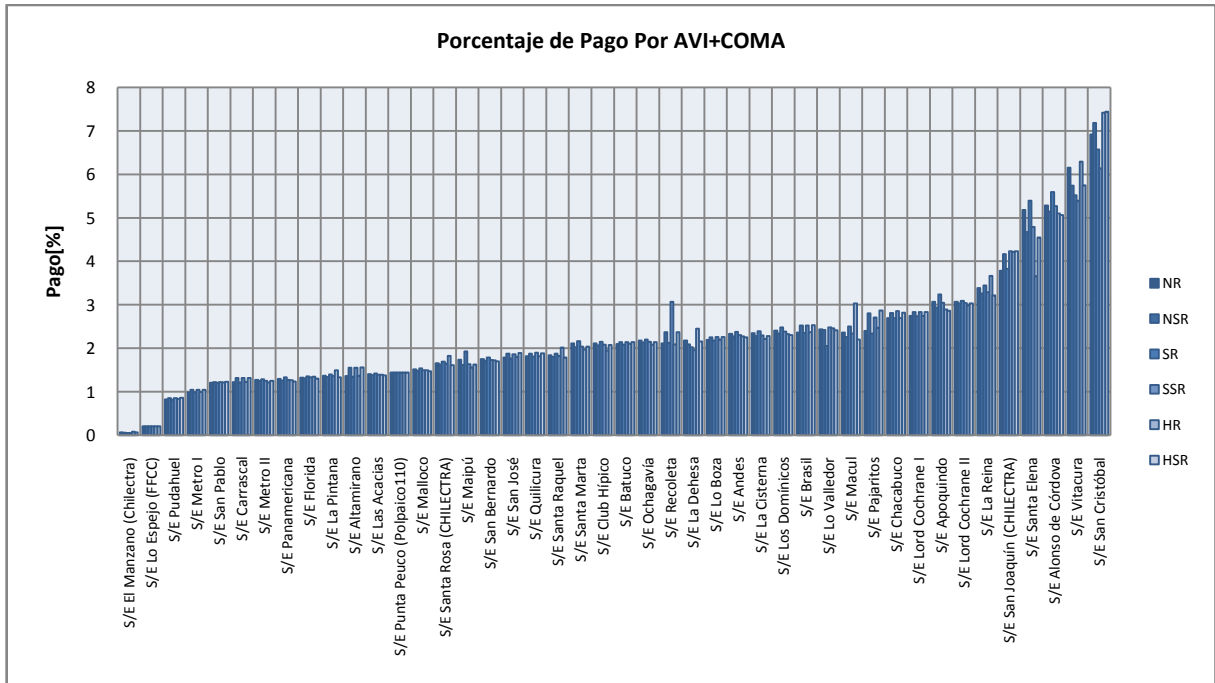


Ilustración 6-9: Grafico de % Pago Alternativa 1 con costos efectivos en los 6 escenarios

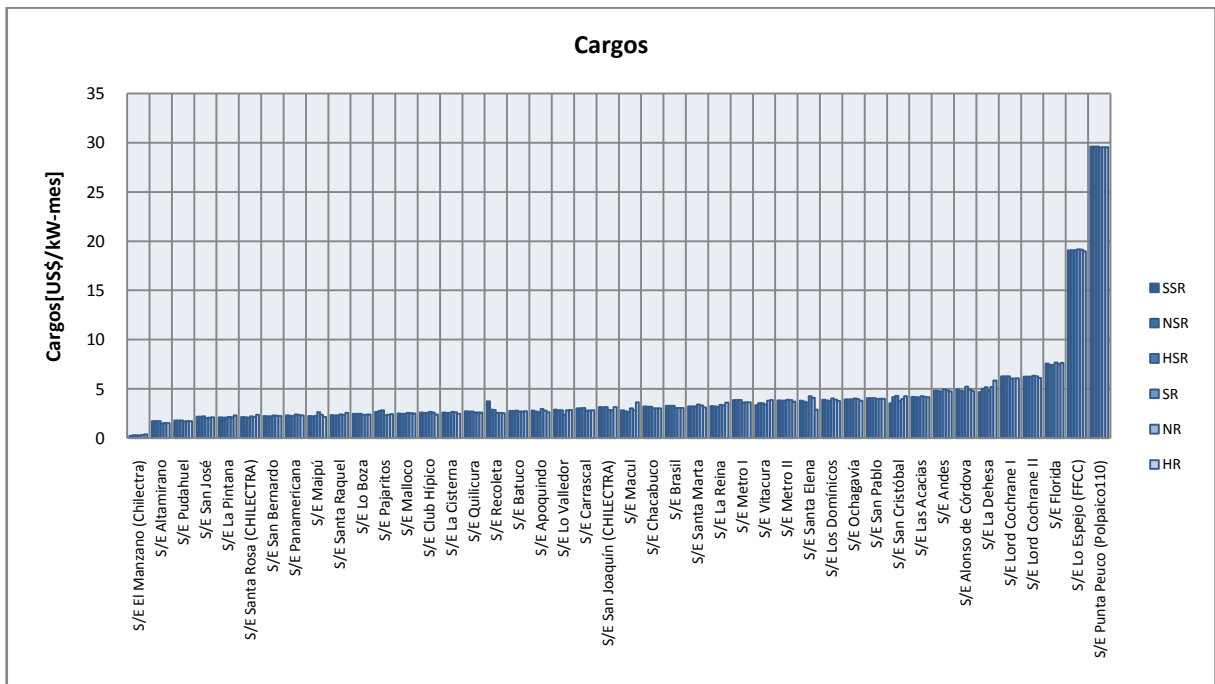


Ilustración 6-10: Cargos por potencia de alternativa 1 con costos efectivos en los 6 escenarios.

La Ilustración 6-11 compara los pagos usando la radialización con costos medios y con costos efectivos de los tramos.

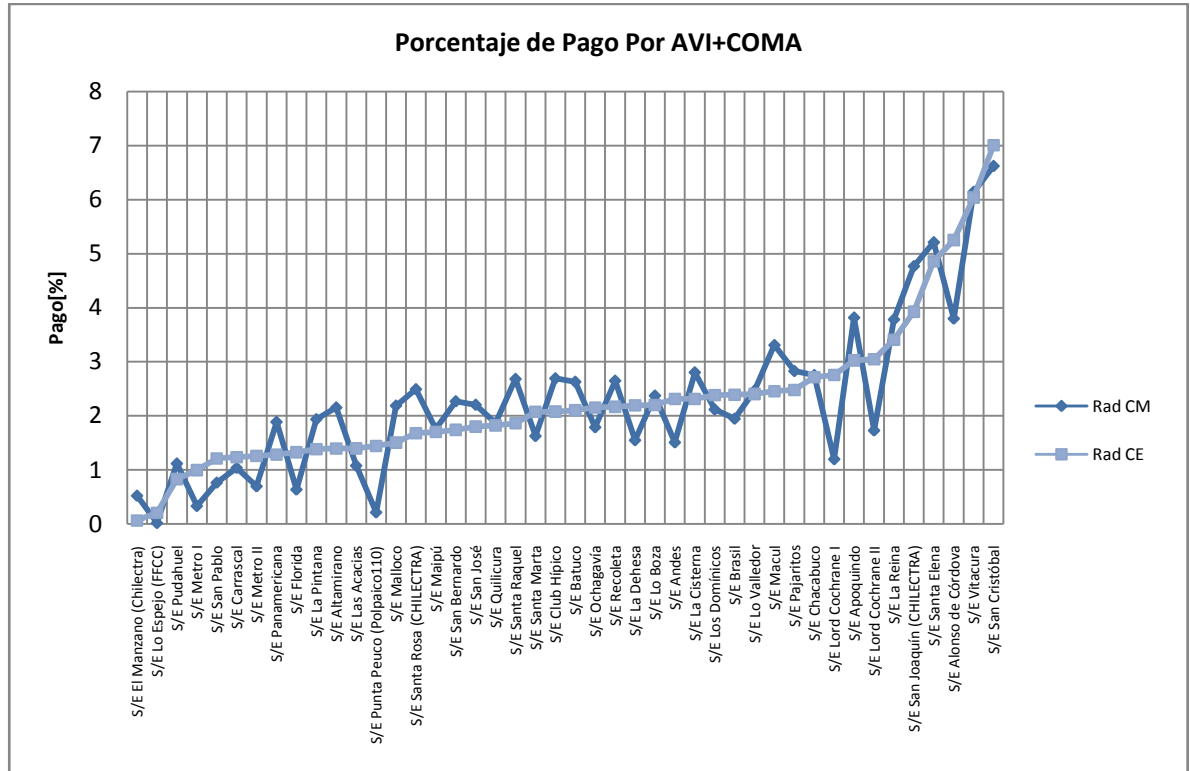


Ilustración 6-11: Comparación del % de pago usando costo medio y costo efectivo de las instalaciones.

Se observa que el usar costos medios produce variaciones considerables en pago de la mayoría de los retiros, introduciendo subsidios cruzados en el pago de estos.

### 6.2.3 Aplicación Alternativa N°2: GLDF

En primer lugar se construye la matriz de admitancia del sistema considerando reactancias de líneas y de transformaciones, se toman como nodos las barras de las subestaciones de 220kV/110kV, los taps y las subestaciones de retiro. Se prosigue con el cálculo de la matriz de reactancias, factores GPDF y GLDF.

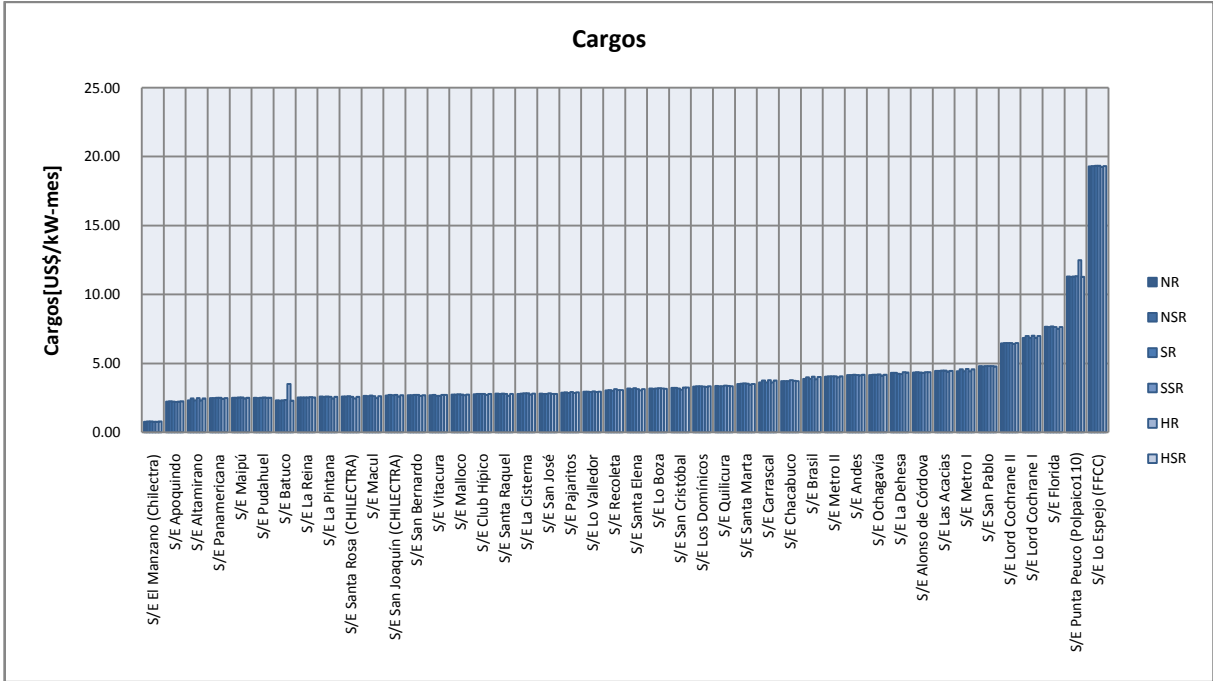
El detalle de los factores GLDF por retiro se incluyen en los anexos

#### 6.2.3.1 Resultados de Cargos y Pagos

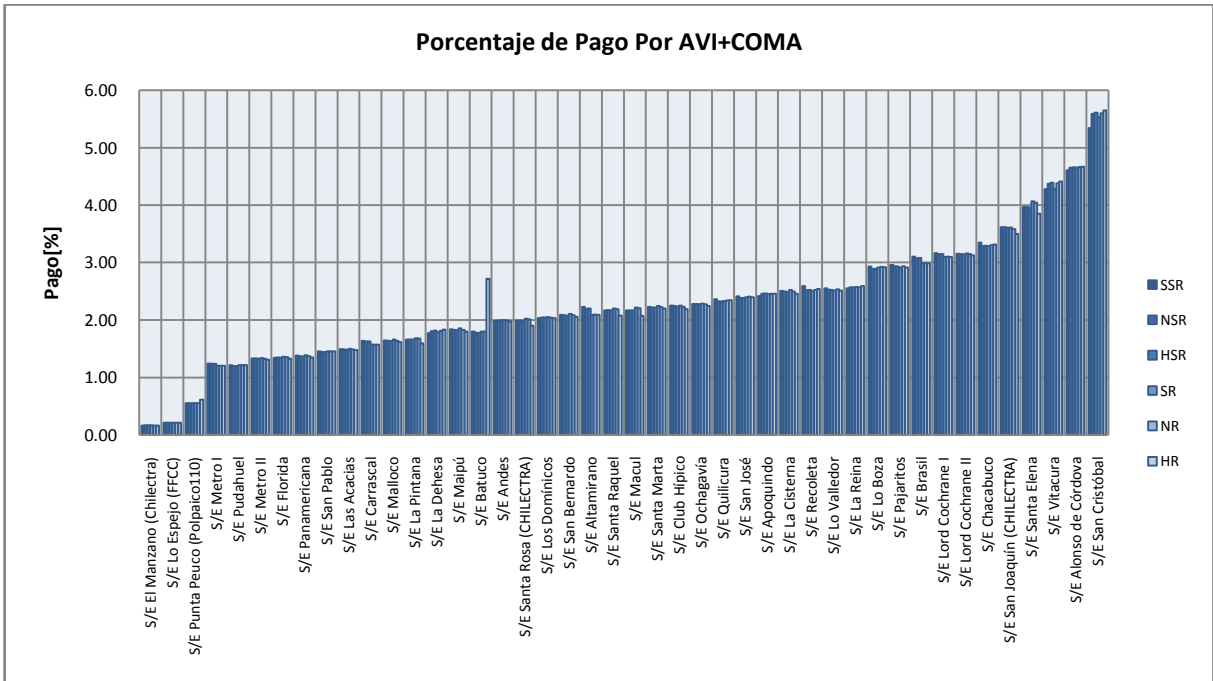
Al igual que en la alternativa anterior los resultados de los pagos y cargos no presentan grandes variaciones con la condición operacional. Las variaciones de mayor magnitud se dan en Batuco y en Punta Peuco en la condición húmeda con las centrales Renca despachadas, en ese escenario se produce la inversión de flujos del tramo C.Navía-Batuco debido al menor aporte de generación

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

térmica proveniente desde Las Vegas lo cual produce que este tramo se asigne al pago de estos retiros, en los otros escenarios este tramo no era asignado al pago de estos retiros.



**Ilustración 6-12: Gráfico Cargos por potencia de los retiros en los 6 escenarios usando GLDF.**



**Ilustración 6-13: Grafico de % Pago efectivos en los 6 escenarios usando GLDF**

Se comparan los resultados de los pagos de la alternativa GLDF con la de identificación de uso con costo efectivo pues en ambas se está tarifando con el costo real de las instalaciones

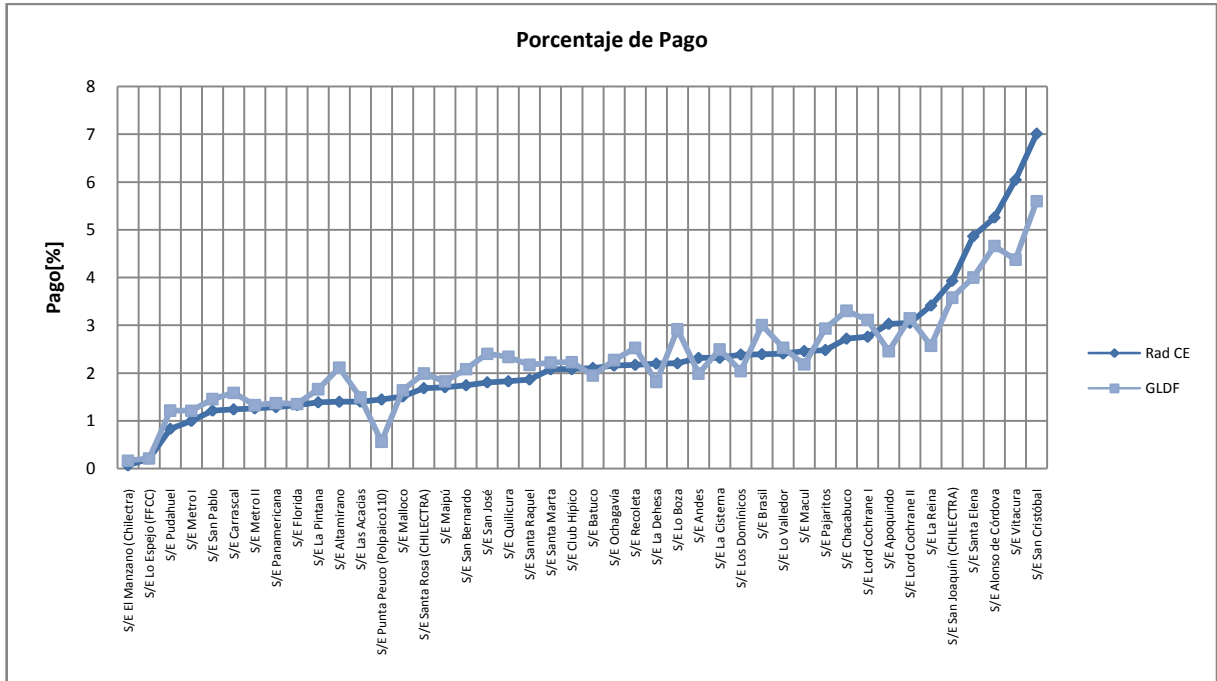


Ilustración 6-14: Comparación de Alternativas de radialización por identificación de tramos usando costo efectivo y alternativa que usa GLDF

Respecto de la alternativa anterior hay variaciones mayores al 0.5% (del AVI+COMA del SIC3) en al menos 13 retiros, existe una reducción de los pagos en los retiros ubicados entre San Cristóbal y Los Dominicos y también en los retiros de Andes, La Reina, Punta Peuco; Batuco, Santa Elena y San Joaquín.

## 6.2.4 Aplicación de mínima distancia eléctrica

A modo de comparación se calculan los pagos que corresponde realizar si como principio de uso se utiliza el camino de mínima distancia eléctrica tal como se plantea en el Decreto de Subtransmisión y se emplean cargos base que representan costos medios de transformación por unidad de potencia y de transporte por unidad de potencia y kilómetros (como los usados en la alternativa 1).

Los caminos de mínima distancia eléctrica usados y los detalles de los resultados se indican en el Apéndice D.

### 6.2.4.1 Resultados de Cargos y Pagos

Se tienen resultados que en general no varían con la condición de operación pues solamente se usa la demanda requerida por el consumo del camino, la cual en este caso es invariante con la

CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

condición de operación, sólo presentan cambios los retiros que usan tramos que son pagados por Renca

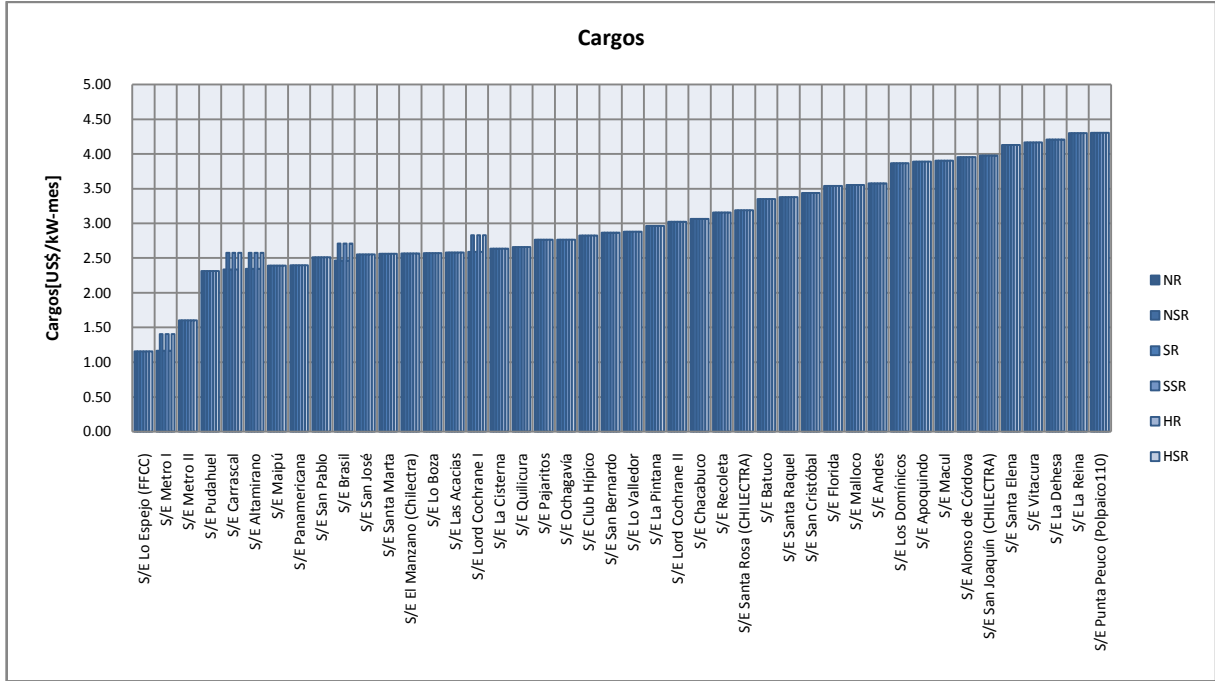


Ilustración 6-15: Cargos por potencia de usando camino de distancia eléctrica mínima costos medios en los 6 escenarios.

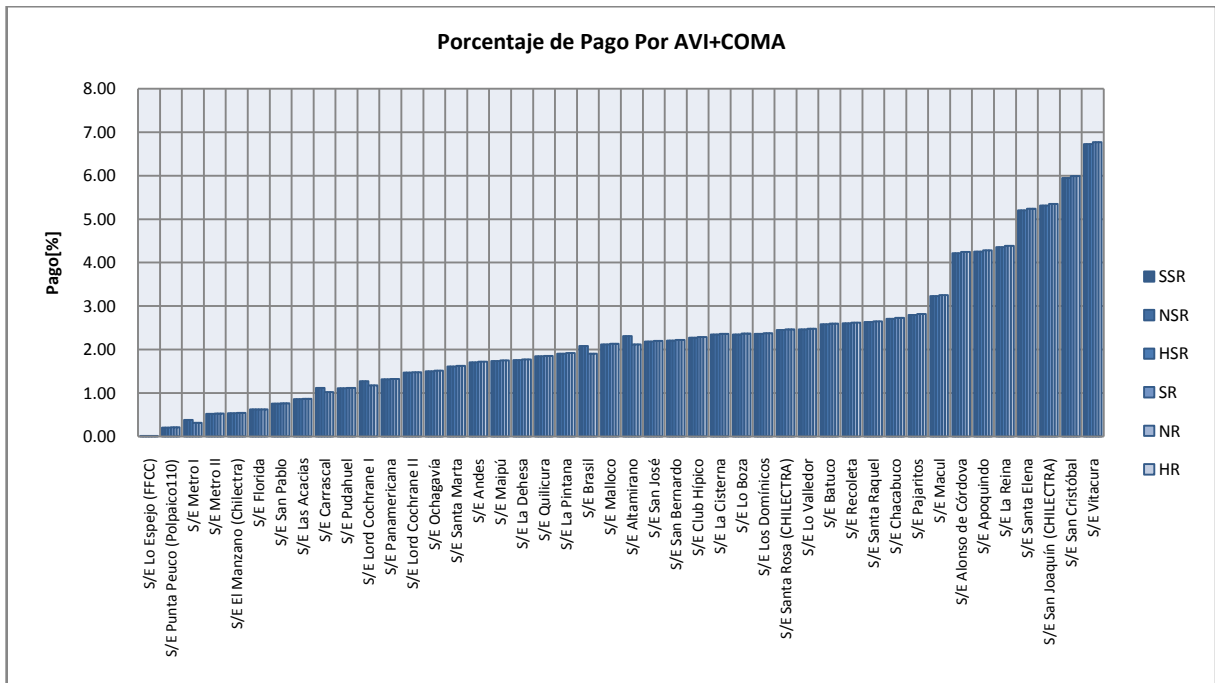
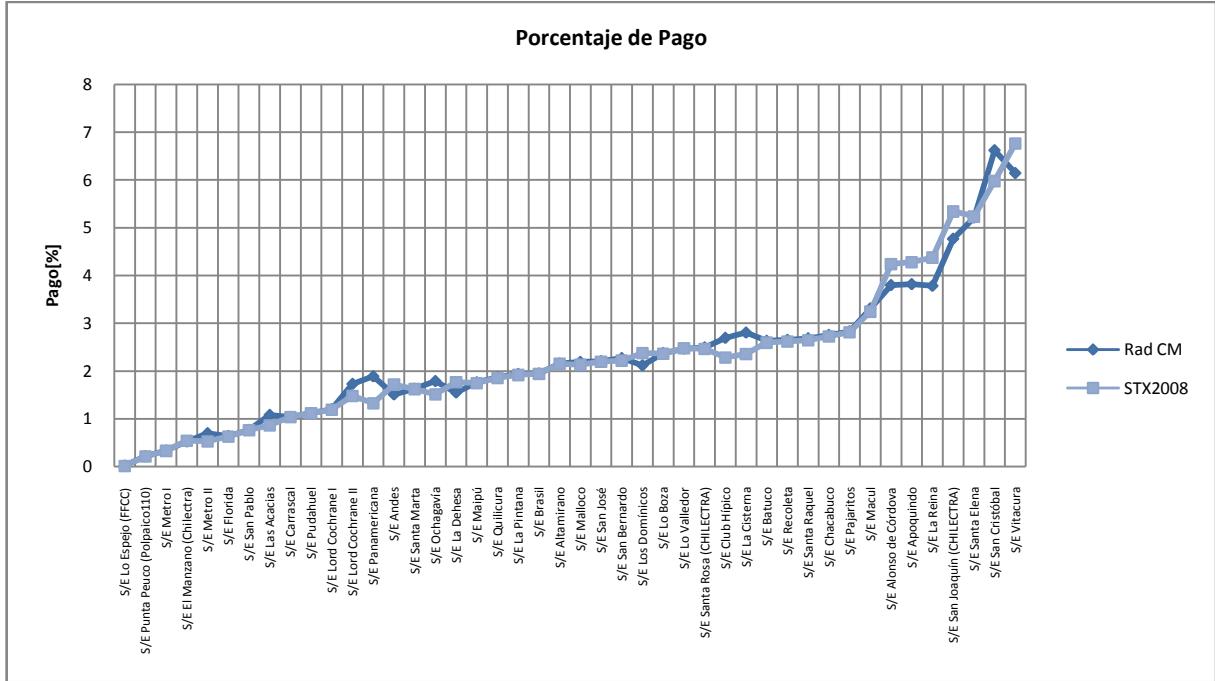


Ilustración 6-16: Grafico de % Pago efectivos en los 6 escenarios camino de mínima distancia eléctrica

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

Se compara en la Ilustración 6-17 los pagos a realizar usando camino de mínima distancia eléctrica y los caminos por identificación de flujos.

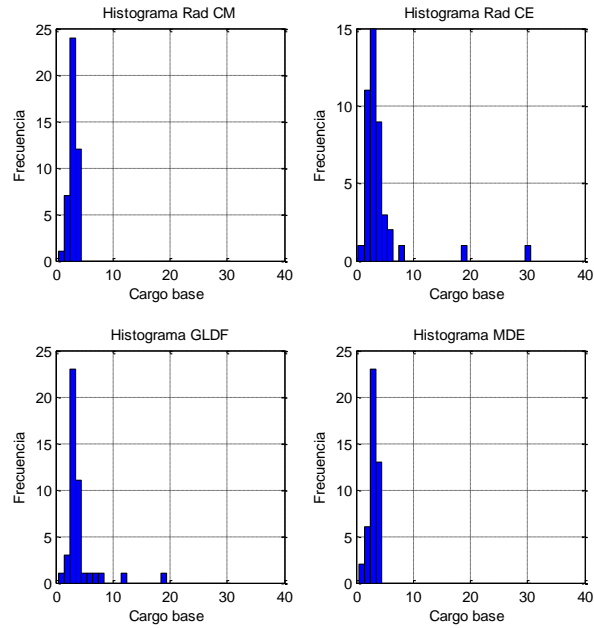


**Ilustración 6-17 Porcentaje de Pagos alternativa 1 con costo medio y por camino de distancia eléctrica mínima.**

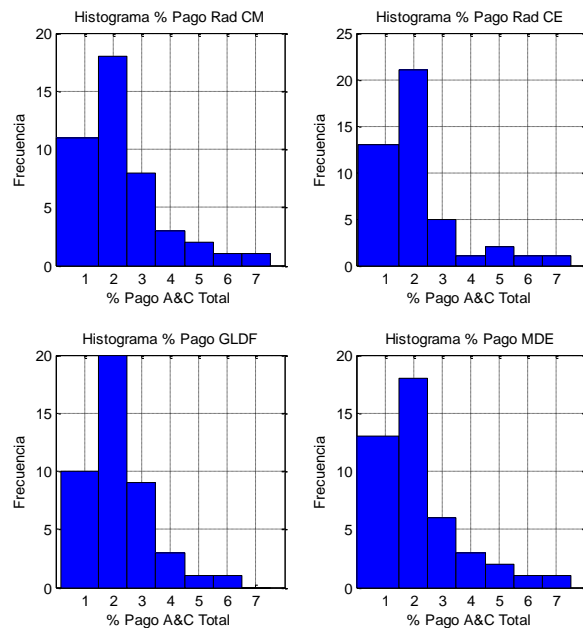
Se aprecia bastante similitud en los resultados, esto se debe a que en gran parte de los retiros el camino de mínima distancia eléctrica coincide con el camino que siguen los flujos, los retiros en donde aparecen mayores diferencia son los correspondientes a puntos de corte y a puntos donde hay superposición de flujos de la primera alternativa analizada, en ellos claramente los caminos asignados para el pago no coinciden.

A continuación se presentan histogramas de los cargos y pagos obtenidos con cada alternativa, en ellos se aprecian frecuencias similares, aunque como se vio en el resto de los resultados con cada alternativa se modifican los resultados realizados por cada subestación.

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS



**Ilustración 6-18: Histograma de Cargos**



**Ilustración 6-19: Histograma de Pagos**

### 6.3 Evaluación de cualidades deseables

Una vez ya realizadas las simulaciones de las alternativas de tarificación en los sistemas de 5 barras y el SIC3 cobra importancia el análisis de las ventajas e inconvenientes que cada una posee respecto de las cualidades deseables mencionadas en el Capítulo 2 con el fin de poder obtener conclusiones sobre cual alternativa es la más conveniente.

#### 6.3.1 Entregar señales de Localización

Las metodologías basadas en análisis topológicos de la red y de factores GLDF se caracterizan por generar buenas señales de localización.

A continuación se presentan nuevamente los cargos obtenidos, comparando los resultados obtenidos con GLDF, con identificación de tramos comprometidos con costo efectivo y costo medio, y usando camino de mínima distancia eléctrica, esta vez los resultados se muestran ordenando las subestaciones según su posición en la red, así se aprecia como varían los cargos entre retiros adyacentes.

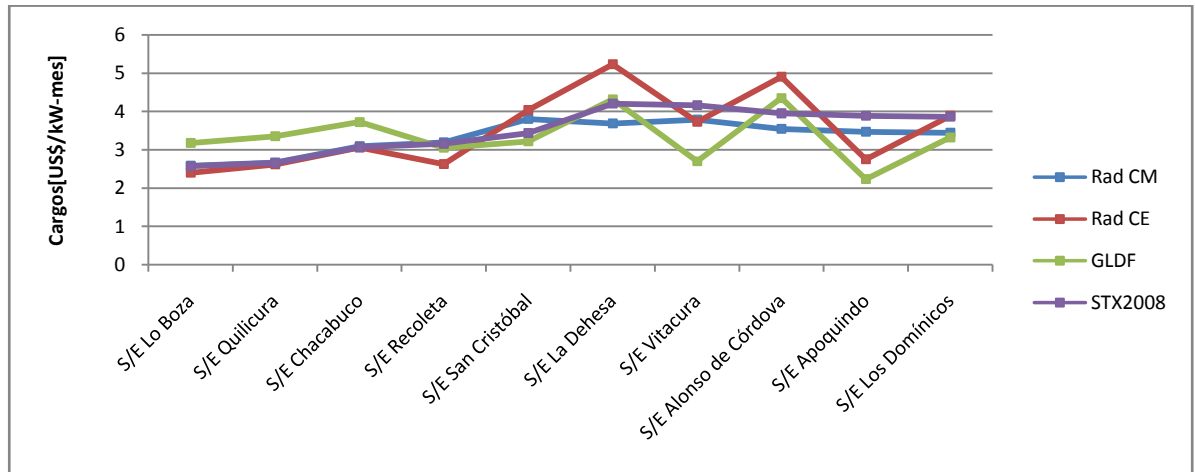


Ilustración 6-20: Cargos en retiros ubicados entre Lo Boza y san Cristóbal y entre La Dehesa y Los Dominicos



CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

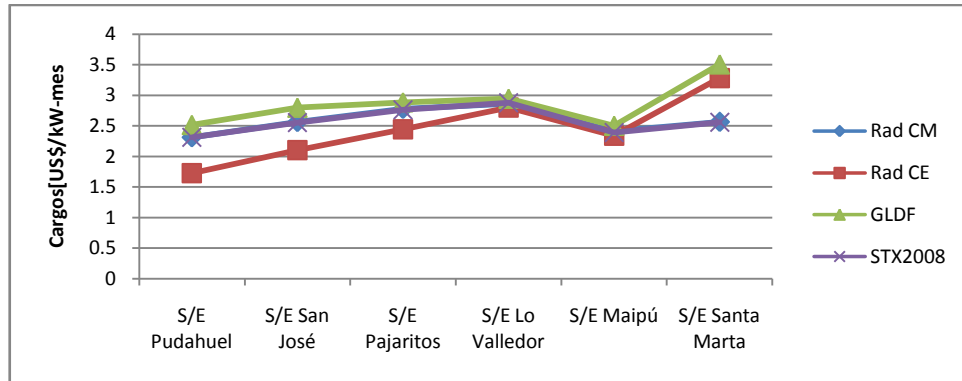


Ilustración 6-21: Cargos en retiros ubicados entre Pudahuel y Sta. Marta

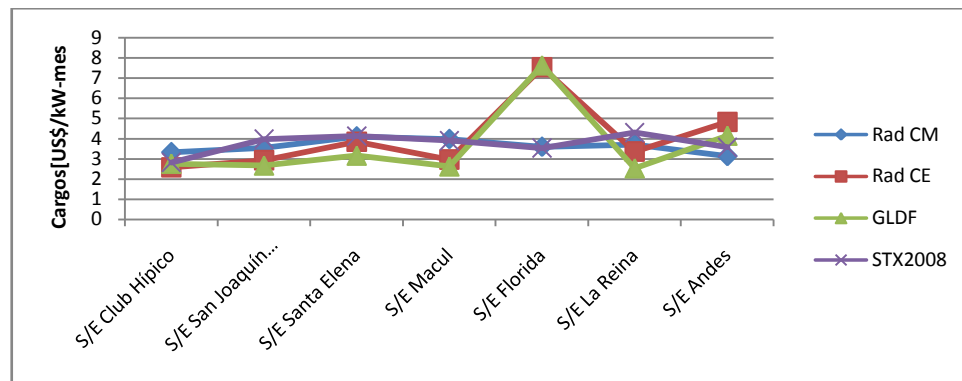


Ilustración 6-22: Cargos en retiros ubicados entre Club Hípico y La Florida y entre la Florida y Andes

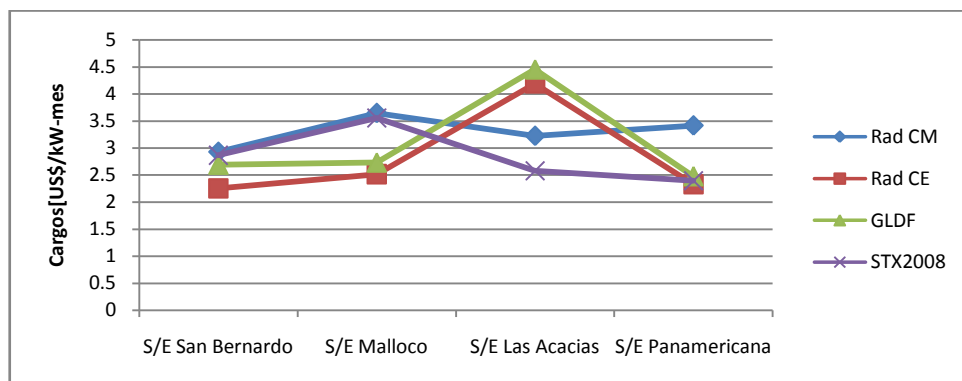


Ilustración 6-23: Cargos en retiros ubicados entre San Bernardo y Panamericana

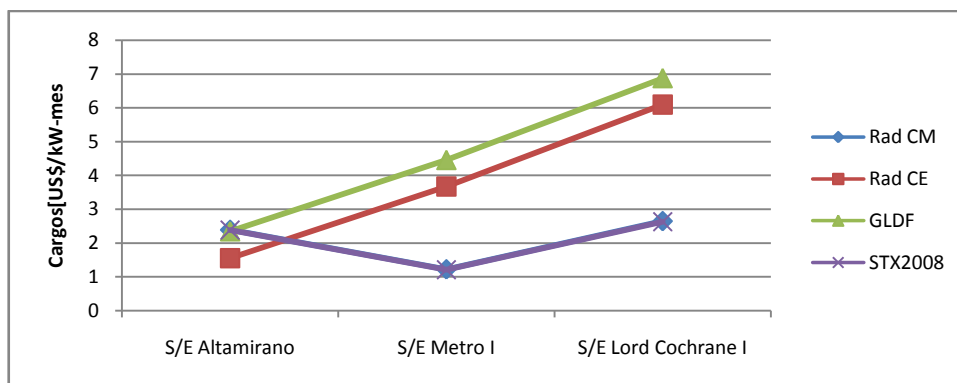


Ilustración 6-24: Cargos en retiros ubicados entre Altamirano y Lord Cochrane I

En general la metodología de identificación de tramos comprometidos con costo efectivo de instalaciones presenta resultados que se comportan de forma similar a los resultados obtenidos con factores GLDF, en el sentido de poder comparar precios de instalaciones contiguas, sólo difieren en los tramos de Lo Valledor a Pudahuel y de Lo Boza a San Cristóbal. Se tiene que en cada tramo, si bien se refleja mejor el costo por uso a los usuarios, esto produce una mayor dispersión en los precios de una zona geográfica acotada, lo cual puede complicar su implementabilidad.

Lo mismo ocurre si se comparan la metodología de identificación de tramos comprometidos con costo medio y la tarificación de camino de mínima distancia eléctrica, hay bastante similitud en el comportamiento de los cargos, solamente aparecen diferencias en los tramos de San Cristóbal a Los Domínicos. Además en un mismo tramo existe menor dispersión de los cargos.

La inclusión de varias condiciones de operación en el estudio del cálculo de los peajes a asignar a los retiros pretendía obtener una percepción más amplia del uso del sistema SIC3 ante variaciones de la hidrología y de generación de Renca, los resultados obtenidos muestran que en general los cargos presentan pequeñas variaciones respecto de la condición de hidrología media.

Según las señales de localización entregadas por las alternativas estas pueden ordenarse de la siguiente forma: identificación de tramos comprometidos por costo efectivo y GLDF; Identificación de tramos comprometidos por costo medio y finalmente las alternativas de la comisión.

### 6.3.2 Simplicidad y transparencia

En general las alternativas estudiadas tienen procedimientos transparentes pueden ser reproducidos por cualquier actor del mercado y requieren de datos que están a disposición ellos también.

En el concepto de simplicidad es en donde hay mayores diferencias entre las alternativas:

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE ALTERNATIVAS

- Las metodologías utilizadas por la CNE para asignar los pagos del sistema de Subtransmisión son simples de aplicar, son como una suerte de “estampillado” en el hecho de calcular cargos base por km de línea y por transformaciones, la mayor complicación que tienen están en el hecho de que el camino asignado a cada retiro es el resultado de minimizar el precio obtenido con cada camino (lo usado en los años 90), o encontrar el camino de distancia eléctrica mínima (planteado en el decreto de subtransmisión). En caso de requerir análisis en distintas condiciones de operación, si no existen modificaciones en la red entonces el camino de mínima distancia eléctrica se mantiene, mientras que el de mínimo costo podría llegar a variar, producto de la variación de los precios en el sistema troncal, requiriendo nuevamente su cálculo.
- La alternativa de tarificación por identificación de tramos comprometidos por costo medio de las instalaciones realiza el cálculo de los cargos base por concepto de transmisión y de transporte de forma similar a como lo hacen las metodologías de la comisión pero considerando los caminos que se obtienen como resultado del proceso de radialización. La radialización es la parte más complicada de esta alternativa, requiere del resultado de un flujo de potencia del sistema en estudio por cada condición de operación y luego requiere procesar estos resultados para identificar los sistemas radiales. La variante de esta alternativa que emplea los costos efectivos de las instalaciones tiene la complicación adicional de tener que calcular qué retiros son responsables de cada tramo de línea y de transformación y se debe computar que grado de participación existe en cada uno de ellos.
- La alternativa de tarificación en base a factores GLDF si bien no se preocupa de encontrar un camino por donde circulará la potencia recibida por cada retiro tiene la complicación de que requiere construir la matriz de admitancia nodal del sistema la cual es rara y de un tamaño aproximado de 100x100 elementos, luego debe invertir esta matriz para poder calcular los factores GSDF, después necesita de resultados de flujos de potencia por cada condición de operación para calcular factores GLDF, posteriormente con ellos se calculan las participaciones de cada consumo en cada tramo de transformación y transporte y finalmente se calcula el pago a realizar por cada consumo.

Los argumentos anteriores permiten ordenar las alternativas según su simplicidad, las más simples son las metodologías planteadas por la CNE, luego le sigue la metodología de identificación de tramos comprometidos siendo más sencilla la que usa costos medios y luego la que usa costos efectivos, finalmente la metodología más complicada es la que hace uso de factores GLDF.

### **6.3.3 Ser políticamente implementable**

Considerando el impacto que podría generar la implementación de una de estas alternativas, se tiene que la metodología de identificación de tramos comprometidos con costo medio de instalaciones presenta pocas variaciones al compararse con la metodología de asignación por camino de mínima distancia eléctrica, modificando mayormente los cargos en los puntos que reciben flujos desde varios troncales mejorando así en ellos las señales de localización respecto del anterior, pero manteniendo los subsidios cruzados por el hecho de usar costos medios de las instalaciones lo cual a su vez lo mantiene simple, esto hace que de las alternativas estudiadas sea la que para su implementación real en el sistema generaría menores perturbaciones en lo que existe actualmente. Además estas metodologías mantienen menor variabilidad de los precios entre consumidores de una misma zona geográfica respecto de lo que varían con las otras alternativas.

### **6.3.4 Financiar Activos del Sistema de Transmisión Existente**

Este es uno de los puntos de mayor importancia ya que con él se aseguran las futuras inversiones en el sector. Por construcción cada uno de los métodos permite recuperar el total del AVI+COMA del sistema adaptado a la demanda en el periodo de evaluación.

### **6.3.5 Eficiencia de la Operación del Mercado Eléctrico**

La eficiencia en la operación debería ser dada al reconocer los costos del sistema económicamente adaptado a la demanda en el periodo de tarificación, luego esta característica no es modificada por las alternativas planteadas.

### **6.3.6 Estabilidad de precios**

Según se estipula en la ley las tarifas del sistema de subtransmisión son calculadas cada 4 años, entre este periodo se modifican por la indexación, esto da estabilidad a los inversionistas y clientes del sistema.

### **6.3.7 Señal de Inversión en el Sistema de Transmisión**

Tal como se menciona en el capítulo 2, esta debería ser dada por las señales de precio entregadas por el esquema de tarificación. Este tema está fuera del alcance de esta memoria y queda propuesto como trabajo futuro.

## Capítulo 7.

# Conclusiones

La desregulación del sector eléctrico ha hecho surgir la necesidad de regular el negocio de la transmisión de electricidad de forma que esta permita un correcto funcionamiento del sistema y no interfiera en las decisiones de inversión de generadores y consumidores. Cada país ha abordado el tema de la tarificación de los sistemas de transmisión de acuerdo a la realidad de su sistema, es por esta razón que existen múltiples formas de tarificar.

Al momento de escoger o diseñar un esquema de tarificación no existe consenso respecto de cual forma de tarificar es mejor, sin embargo se reconocen cuáles son las cualidades deseables que debe poseer este esquema, pero como estas son contradictorias entre sí, debe llegarse a un compromiso entre estas cualidades de modo que se satisfaga lo buscado con la tarificación.

Entre los métodos de tarificación revisados se reconoce que la tarificación marginalista posee muchas de estas cualidades, pero no cubre los costos del sistema, lo cual hace necesario el cobro de un peaje adicional. Las metodologías que permiten identificar el uso del sistema en general tratan de identificar los caminos por donde circularía la potencia transmitida entre generadores y consumos, entre estas las que entregan mejores señales de localización son las basadas en teoría de transporte y las que hacen uso de factores de distribución, a las primeras se les critica su alejamiento de la representación eléctrica de la red.

En Chile el sistema de transmisión se clasifica en tres tipos, troncal, subtransmisión y adicional. En la regulación de la subtransmisión se busca que esta reciba una correcta remuneración bajo un esquema de operación eficiente, para esto se reconocen los costos del sistema económicamente adaptado. La remuneración se realiza estableciendo tarifas anuales sobre el sistema adaptado, las cuales se calculan cada 4 años buscando con esto reducir incertidumbre tanto a los inversionistas como a los usuarios. Para asignar los pagos que corresponde a cada retiro las tarifas consideran un solo camino que conecta al retiro con una barra del sistema troncal, sobre este camino se calculan los peajes que permitan recuperar el costo medio de las instalaciones y las pérdidas de energía y

## CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

potencia. Esta forma de asignar el uso del sistema no permite entregar señales de localización adecuadas a los usuarios.

Para mejorar la señales físicas que entregan las tarifas se plantearon dos alternativas de tarificación basadas en los métodos de tarificación revisados e incorporando un análisis estocástico al tomar en cuenta condiciones hidrológicas y de despacho de la central Renca. La primera hace uso del principio de proporcionalidad para asignar los caminos por los que es alimentada cada subestación de retiro y la segunda no asigna un camino para la potencia sino que indica los tramos de los que es responsable cada subestación de retiro basándose en factores GLDF.

Las alternativas se aplicaron en el sistema de subtransmisión SIC3, calculando los cargos por potencia y pagos que corresponde a cada subestación de retiro. Los resultados obtenidos con la primera alternativa mejoran las señales de uso en subestaciones que según esta metodología serían alimentadas por más de una barra troncal; el uso de costos efectivos en lugar de costos medios de las instalaciones también permite mejorar las señales de localización al eliminar subsidios cruzados entre retiros que emplean caminos de menor valor a otros de mayor valor. Los resultados obtenidos con la segunda alternativas se asemejan a los obtenidos con la primera cuando esta usa costos efectivos de instalaciones, luego también mejora las señales de uso físico del sistema.

En su aplicación, los resultados obtenidos con todas las alternativas muestran que la distribución de los pagos se ve poco afectada con la variación de la condición de operación. Este resultado indica que si se desea mantener simplicidad en las metodologías, no se afectarán mayormente las tarifas al considerar solamente una condición de operación representativa del sistema.

Al evaluar las cualidades deseables que posee cada alternativa se obtuvo que todas ellas mejoran las señales de localización, siendo en ese sentido las alternativas que usan el costo efectivo de los tramos las que entregan superiores resultados. En términos de simplicidad y transparencia la primera alternativa haciendo uso de costos medios de instalaciones requiere de un proceso con menores cálculos y fácil de replicar, la más complicada resulta ser la segunda alternativa, que requiere de cálculos más complejos y su algoritmo es más largo. Evaluando cuál de estas alternativas sería implementable políticamente más fácil, se considera que la primera metodología en su versión con costos medios es la que crea menores variaciones respecto de lo que existe en la actualidad y menor dispersión en los precios de una misma zona geográfica. El resto de las cualidades; que son incentivar operación óptima, dar señales de inversión, estabilidad de precio y financiar los activos; son compartidas por las metodologías por formar parte del proceso regulatorio de la subtransmisión y no ser modificadas en el desarrollo de las alternativas presentadas.

Se logra apreciar lo contradictorio de estas cualidades deseables ya que las alternativas que entregaban las mejores señales de localización eran a su vez más complicadas de implementar, ya sea porque requieren de algoritmos más extensos o debido a que generan cambios en la distribución de

los pagos en la mayoría de las subestaciones de retiro provocando que sean políticamente menos implementables.

Según las cualidades encontradas en las alternativas presentadas, se concluye que la mejor alternativa resulta ser la metodología de identificación de tramos comprometidos en base a principio de proporcionalidad y que usa costos medios. Esta alternativa posee una mejor combinación de cualidades deseables, es la más simple y políticamente implementable de las tres metodologías planteadas pero es la que entrega peores señales de localización.

## **7.1 Trabajo Futuro**

Como trabajo futuro se propone:

- Análisis de las alternativas propuestas en los otros sistemas de subtransmisión de Chile para corroborar que las conclusiones hechas de la aplicación al SIC3 sean expansibles hacia el resto de los sistemas de subtransmisión.
- Estudiar el tema del pago de los generadores que inyectan su producción en sistemas de subtransmisión.
- Estudiar cómo influyen las alternativas de tarificación en la planificación del sistema de subtransmisión.

# Referencias

1. **Rudnick H.** *Pioneering electricity reform in South America*. 1996, IEEE Spectrum, págs. 39-44.
2. **Tomas Fahrenkrog Borghero.** *Tarificación de sistemas de Transmisión Eléctrica, Tesis para optar al grado de Magister en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista*. Santiago, Chile : Universidad de Chile, 2004.
3. **Juan Manuel Zolezzi.** *Asignación de costos de transmisión vía juegos cooperativos y formación de coaliciones, Tesis para optar al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería*. Santiago, Chile : Universidad Católica de Chile, 2002.
4. **Rodrigo Palma.** Apuntes del Curso EM735 'Mercados Internacionales de la Energía', Capítulo 1. s.l. : Universidad de Chile.
5. **Walter Brokering, Rodrigo Palma, Luís Vargas.** *Sistemas Eléctricos de Potencia, Capítulo 21*. Enero 2006.
6. **Kirschen Daniel, Strbac Goran.** *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley Editorial, 2006. Capítulos 6 y 8.
7. **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.
8. **D.F.L. N°1.** *Ley General de Servicios Eléctricos* . 1982.
9. **Ley N°19940.** *Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos*. Marzo 2004.
10. **CNE.** *Informe técnico observaciones y correcciones a los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, y fórmulas tarifarias, Cuadrileno 2006-2009*. Santiago, Chile , Octubre 2006.



## CAPÍTULO 7. REFERENCIAS

11. **Shirmohammadi, D.; Filho, X.V.; Gorenstin, B.; Pereira, M.V.P.** *Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing.*
12. **Alexander Galetovic, Rodrigo Palma.** *Tarificación de la Transmisión Eléctrica usando factores GGDF y GLDF: una estimación de sus efectos distributivos.* vol. 41 (agosto), pp. 285-314, : Cuadernos de economía, 2004.
13. **Comisión Nacional de Energía.** *Actualización planificación transmisión: Análisis transmisión secundaria en área metropolitana.* Diciembre 1993.
14. **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; subsecretaria de economía, fomento y Reconstrucción.** *D.F.L N°4 Ley General de Servicios Eléctricos .* Mayo 2006.
15. **System Ingenieria y Diseños.** *Estudio para la determinación del Valor Anual del Sistema de Subtransmisión (VASTX) de Sistema de Subtransmisión N°3.* Chile : s.n., Junio 2006.
16. **CNE.** *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.* 2005.
17. **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; subsecretaria de economía, fomento y Reconstrucción.** *Fija precios de Nudo para suministros de electricidad.* Abril 2008. Num 130.
18. **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; subsecretaria de economía, fomento y Reconstrucción.** *Fija las tarifas de Subtransmisión y sus Fórmulas de Indexación.* Santiago , 10 de septiembre de 2008. Num 320.
19. **CDEC-SIC.** *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.* 2008.
20. **AS GENER.** *Memoria 2007 AS GENER.*
21. **CDEC-SIC.** Información Técnica del SIC. [En línea] [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl).
22. **CNE.** *Resolución Exenta 791,Bases Definitivas De Los “Estudios Para La Determinación Del Valor Anual De Los Sistemas De Subtransmisión.* Noviembre 2005.
23. **Panel de Expertos.** *Dictamen N°7-2006 Discrepancia: Fijación de los peajes de subtransmisión Cuadrileno 2006-2009 Sic3.* Enero 2007.
24. **CNE.** *Informe técnico observaciones y correcciones a los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, y fórmulas tarifarias, Cuadrileno 2006-2009.* Noviembre 2007.

## Apéndice A.

# Datos SIC3

### Flujos por Líneas y Subestaciones

Se presentan los resultados de los flujos de potencia realizados en DigSilent para cada condición operacional. Para las líneas, en cada escenario en la columna Flujo i se indica la potencia inyectada al nodo origen de la línea, si el signo es positivo significa que el flujo tiene sentido desde el nodo origen hacia el nodo destino, si el signo es negativo entonces el flujo tiene sentido contrario. Flujo j indica el flujo que se inyecta en el nodo destino, si su signo es negativo significa que el sentido del flujo va desde el nodo origen hasta el nodo destino. La misma convención se usa para el caso de las subestaciones, indicando los flujos en los lados de alta y baja tensión.

Las condiciones de operación Seca Sin Renca, Normal Sin Renca, Húmeda Sin Renca, Seca con Renca, Normal con Renca y Húmeda con Renca son designadas por SSR, NSR, HSR, SR, NR y HR respectivamente.

Tabla A-1: Flujos de potencia por las líneas

LINEA		SSR		NSR		HSR		SR		NR		HR	
NodoOrigen	NodoDestino	Flujo i	Flujo j	Flujo i	Flujo j	Flujo i	Flujo j	Flujo i	Flujo j	Flujo i	Flujo j	Flujo i	Flujo j
S/E Lo Espejo	S/E Panamericana	40.82	-40.82	40.82	-40.82	40.82	-40.82	40.82	-40.82	40.82	-40.82	40.82	-40.82
Tap Los Dominicos	S/E Los Almendros	-208.23	208.37	-239.57	239.74	-256.72	256.92	-183.66	183.76	-222.33	222.48	-263.28	263.48
Tap Chacabuco	S/E Chacabuco	65.49	-65.45	65.50	-65.46	65.49	-65.45	65.49	-65.45	65.49	-65.45	65.49	-65.45
Tap Quilicura	Tap Chacabuco	111.73	-111.62	127.77	-127.63	128.55	-128.40	160.30	-160.09	167.74	-167.50	177.06	-176.80
Tap Chena	S/E Chena	-341.14	341.20	-345.89	345.95	-336.07	336.12	-296.17	296.21	-311.49	311.54	-311.25	311.30
Tap Club Hípico	S/E Club Hípico	59.81	-59.79	59.82	-59.81	59.82	-59.80	59.81	-59.79	59.81	-59.79	59.80	-59.79
Tap Club Hípico	Tap San Joaquín	78.50	-78.37	79.62	-79.48	72.51	-72.40	103.32	-103.09	99.76	-99.54	91.16	-90.98
Tap El Manzano	S/E El Salto	294.89	-293.73	246.89	-246.06	228.81	-228.09	270.51	-269.53	223.91	-223.22	173.24	-172.82
S/E Lo Espejo (FFCC)	Tap La Cisterna	-240.35	240.45	-241.54	241.63	-234.36	234.45	-265.28	265.40	-261.73	261.85	-253.07	253.18
Tap La Cisterna	S/E La Cisterna	66.09	-66.07	66.10	-66.08	66.09	-66.07	66.08	-66.06	66.09	-66.07	66.08	-66.06
S/E El Salto	Tap La Dehesa	148.73	-148.56	117.33	-117.21	100.13	-100.04	173.45	-173.22	134.60	-134.45	93.56	-93.48
Tap La Dehesa	S/E La Dehesa	31.02	-30.97	31.01	-30.97	31.02	-30.97	31.02	-30.97	31.02	-30.97	31.02	-30.97
Tap La Pintana	S/E La Pintana	47.93	-47.93	47.94	-47.94	47.94	-47.94	47.94	-47.93	47.94	-47.94	47.93	-47.93
Tap Santa Rosa	Tap La Pintana	-234.15	234.67	-243.13	243.68	-252.49	253.10	-211.75	212.17	-225.98	226.46	-244.19	244.75
Tap La Reina	S/E La Reina	75.12	-75.05	75.13	-75.06	75.13	-75.05	75.12	-75.05	75.13	-75.05	75.12	-75.05
Tap Andes	Tap La Reina	90.50	-90.22	80.57	-80.33	78.39	-78.15	87.78	-87.52	77.22	-77.00	67.70	-67.52
Tap Las Acacias	S/E Las Acacias	24.64	-24.64	24.64	-24.64	24.64	-24.64	24.64	-24.64	24.64	-24.64	24.64	-24.64
S/E Lo Espejo	Tap Las Acacias	-180.77	181.22	-192.30	192.81	-204.94	205.53	-148.76	149.08	-168.99	169.39	-188.59	189.07
S/E Cerro Navia	Tap Lo Boza	231.53	-231.36	247.67	-247.48	248.43	-248.24	280.32	-280.09	287.81	-287.56	297.17	-296.91
Tap Lo Boza	S/E Lo Boza	67.84	-67.71	67.85	-67.72	67.84	-67.71	67.83	-67.71	67.83	-67.71	67.84	-67.71
Tap La Cisterna	S/E Lo Espejo	-306.54	307.15	-307.73	308.36	-300.54	301.14	-331.48	332.20	-327.94	328.65	-319.26	319.93
Tap Lo Valledor	S/E Lo Valledor	63.74	-63.57	63.74	-63.58	63.74	-63.57	63.74	-63.57	63.74	-63.57	63.74	-63.58



Tabla A-2: Flujos de potencia por subestaciones.

Subestación	Flujos por condición operacional [MW]											
	SSR		NSR		HSR		SR		NR		HR	
	Flujo AT	Flujo BT	Flujo AT	Flujo BT	Flujo AT	Flujo BT	Flujo AT	Flujo BT	Flujo AT	Flujo BT	Flujo AT	Flujo BT
S/E Alonso de Córdova	79.083	-78.800	79.085	-78.800	79.087	-78.800	79.083	-78.800	79.087	-78.800	79.083	-78.800
S/E Altamirano	66.563	-66.300	66.579	-66.300	66.564	-66.300	66.563	-66.300	66.565	-66.300	66.560	-66.300
S/E Alto Jahuel	285.043	-284.883	294.236	-294.065	303.848	-303.664	262.172	-262.036	276.720	-276.568	295.269	-295.100
S/E Andes	35.411	-35.300	35.411	-35.300	35.413	-35.300	35.412	-35.300	35.413	-35.300	35.412	-35.300
S/E Apoquindo	81.086	-80.900	81.102	-80.900	81.089	-80.900	81.086	-80.900	81.089	-80.900	81.086	-80.900
S/E Batauco	57.010	-56.900	57.019	-56.900	57.009	-56.900	57.011	-56.900	57.009	-56.900	57.011	-56.900
S/E Brasil	57.005	-56.800	57.019	-56.800	57.005	-56.800	57.005	-56.800	57.006	-56.800	57.003	-56.800
S/E Buin (CHILECTRA)	311.119	-310.821	322.955	-322.634	336.034	-335.680	278.351	-278.112	299.031	-298.755	319.011	-318.703
S/E Carrascal	32.228	-32.000	32.227	-32.000	32.229	-32.000	32.220	-32.000	32.222	-32.000	32.218	-32.000
S/E Cerro Navia	559.684	-558.925	580.699	-579.893	583.926	-583.091		-370.176		-435.392	431.819	-431.384
S/E Chacabuco	65.454	-65.300	65.460	-65.300	65.455	-65.300	65.453	-65.300	65.454	-65.300	65.453	-65.300
S/E Chena	341.145	-340.727	345.890	-345.457	336.073	-335.666	296.171	-295.860	311.493	-311.145	311.255	-310.911
S/E Club Hípico	59.791	-59.400	59.808	-59.400	59.798	-59.400	59.788	-59.400	59.794	-59.400	59.788	-59.400
S/E El Salto	293.735	-293.544	246.060	-245.922	228.086	-227.965	269.535	-269.374	223.222	-223.107	172.823	-172.753
S/E Florida	3.000	-3.000	3.000	-3.000	3.000	-3.000	3.000	-3.000	3.000	-3.000	3.000	-3.000
S/E La Cisterna	66.066	-65.700	66.078	-65.700	66.072	-65.700	66.063	-65.700	66.067	-65.700	66.062	-65.700
S/E La Dehesa	30.969	-30.900	30.966	-30.900	30.968	-30.900	30.969	-30.900	30.969	-30.900	30.969	-30.900
S/E La Pintana	47.931	-47.600	47.940	-47.600	47.936	-47.600	47.934	-47.600	47.937	-47.600	47.933	-47.600
S/E La Reina	75.045	-74.800	75.056	-74.800	75.050	-74.800	75.046	-74.800	75.050	-74.800	75.046	-74.800
S/E Las Acacias	24.640	-24.600	24.644	-24.600	24.640	-24.600	24.639	-24.600	24.640	-24.600	24.639	-24.600
S/E Lo Boza	67.713	-67.500	67.721	-67.500	67.714	-67.500	67.709	-67.500	67.710	-67.500	67.713	-67.500
S/E Lo Valledor	63.573	-63.300	63.576	-63.300	63.572	-63.300	63.573	-63.300	63.572	-63.300	63.577	-63.300
S/E Lord Cochrane	36.114	-35.900	36.127	-35.900	36.113	-35.900	36.112	-35.900	36.115	-35.900	36.112	-35.900
S/E Los Almendros	334.831	-334.462	356.297	-355.883	371.337	-370.885	307.439	-307.130	335.637	-335.270	367.151	-366.720
S/E Los Dominicos	45.320	-45.200	45.326	-45.200	45.320	-45.200	45.321	-45.200	45.320	-45.200	45.321	-45.200
S/E Macul	61.227	-61.100	61.228	-61.100	61.227	-61.100	61.227	-61.100	61.229	-61.100	61.227	-61.100
S/E Maipú	54.133	-53.700	54.129	-53.700	54.142	-53.700	54.128	-53.700	54.133	-53.700	54.126	-53.700
S/E Malloco	44.347	-44.100	44.360	-44.100	44.349	-44.100	44.346	-44.100	44.345	-44.100	44.346	-44.100
S/E Ochagavía	40.290	-40.200	40.297	-40.200	40.289	-40.200	40.289	-40.200	40.290	-40.200	40.289	-40.200
S/E Pajaritos	75.086	-74.800	75.108	-74.800	75.086	-74.800	75.087	-74.800	75.084	-74.800	75.085	-74.800
S/E Panamericana	40.819	-40.600	40.816	-40.600	40.820	-40.600	40.817	-40.600	40.820	-40.600	40.816	-40.600
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	3.606	-3.600	3.605	-3.600	3.605	-3.600	3.605	-3.600	3.605	-3.600	3.605	-3.600
S/E Pudahuel	35.809	-35.500	35.807	-35.500	35.810	-35.500	35.800	-35.500	35.802	-35.500	35.797	-35.500
S/E Quilicura	51.552	-51.300	51.566	-51.300	51.553	-51.300	51.557	-51.300	51.559	-51.300	51.555	-51.300
S/E Recoleta	61.116	-60.900	61.116	-60.900	61.118	-60.900	61.116	-60.900	61.118	-60.900	61.115	-60.900
S/E San Bernardo	57.134	-56.900	57.142	-56.900	57.134	-56.900	57.132	-56.900	57.136	-56.900	57.133	-56.900
S/E San Cristóbal	128.781	-127.900	128.769	-127.900	128.784	-127.900	128.783	-127.900	128.778	-127.900	128.779	-127.900
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	99.124	-98.700	99.128	-98.700	99.133	-98.700	99.122	-98.700	99.127	-98.700	99.121	-98.700
S/E San José	63.631	-63.200	63.674	-63.200	63.635	-63.200	63.639	-63.200	63.635	-63.200	63.634	-63.200
S/E San Pablo	22.321	-22.300	22.321	-22.300	22.321	-22.300	22.320	-22.300	22.320	-22.300	22.320	-22.300
S/E Santa Elena	93.895	-93.200	93.978	-93.200	93.910	-93.200	93.893	-93.200	93.901	-93.200	93.891	-93.200
S/E Santa Marta	46.719	-46.600	46.720	-46.600	46.719	-46.600	46.718	-46.600	46.719	-46.600	46.718	-46.600
S/E Santa Raquel	57.808	-57.600	57.821	-57.600	57.810	-57.600	57.809	-57.600	57.810	-57.600	57.809	-57.600
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	57.118	-56.800	57.136	-56.800	57.123	-56.800	57.120	-56.800	57.124	-56.800	57.119	-56.800
S/E Vitacura	119.627	-119.300	119.634	-119.300	119.628	-119.300	119.627	-119.300	119.627	-119.300	119.627	-119.300

## Apéndice B.

# Datos Alternativa 1

### Caminos por identificación de flujos de tramos comprometidos

La tabla siguiente indica los caminos obtenidos luego de aplicar el proceso de radialización con la primera metodología. En ella se indica el retiro y el troncal asociado a cada camino, los tramos de línea y subestaciones comprometidas por camino con sus respectivos km por nivel de tensión y nivel de transformación.

Tabla B-1: Caminos asignados con alternativa 1

RETIRO	TRONCAL	TRAMOS DE LINEA	KM POR NIVEL DE TENSIÓN		SUBESTACIONES		
			220	110	SE1	SE2	SE3
S/E El Manzano (Chilectra)	S/E Polpaico	[Tap El Manzano-S/E El Manzano (Chilectra)][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	8.32	0.00	S/E El Manzano (Chilectra)	S/E Polpaico	
S/E La Dehesa	S/E Polpaico	[Tap La Dehesa-S/E La Dehesa][S/E El Salto-Tap La Dehesa][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	6.83	S/E La Dehesa	S/E El Salto	S/E Polpaico
S/E Vitacura	S/E Polpaico	[Tap Vitacura-S/E Vitacura][Tap La Dehesa-Tap Vitacura][S/E El Salto-Tap La Dehesa][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	8.84	S/E Vitacura	S/E El Salto	S/E Polpaico
S/E Alonso de Córdova	S/E Polpaico	[Tap Alonso de Córdova 1-S/E Alonso de Córdova][Tap Vitacura-Tap Alonso de Córdova 1][Tap La Dehesa-Tap Vitacura][S/E El Salto-Tap La Dehesa][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	10.06	S/E Alonso de Córdova	S/E El Salto	S/E Polpaico
S/E San Cristóbal	S/E Polpaico	[S/E El Salto-S/E San Cristóbal][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	11.43	S/E San Cristóbal	S/E El Salto	S/E Polpaico
S/E Recoleta	S/E Polpaico	[Tap Recoleta-S/E Recoleta][Tap Recoleta-S/E San Cristóbal][S/E El Salto-S/E San Cristóbal][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	17.39	S/E Recoleta	S/E El Salto	S/E Polpaico
S/E Batuco	S/E Cerro Navia	[Tap Batuco-S/E Batuco][S/E Cerro Navia-Tap Batuco]	0.00	20.74	S/E Batuco	S/E Cerro Navia	
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	S/E Cerro Navia	[S/E Punta Peuco (Polpaico110)-Tap Punta Peuco (Polpaico110)][Tap Batuco-Tap Punta Peuco (Polpaico110)][S/E Cerro Navia-Tap Batuco]	0.00	39.65	S/E Punta Peuco (Polpaico110)	S/E Cerro Navia	
S/E Lo Boza	S/E Cerro Navia	[Tap Lo Boza-S/E Lo Boza][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	5.27	S/E Lo Boza	S/E Cerro Navia	
S/E Quilicura	S/E Cerro Navia	[Tap Quilicura-S/E Quilicura][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	6.94	S/E Quilicura	S/E Cerro Navia	
S/E Chacabuco	S/E Cerro Navia	[Tap Chacabuco-S/E Chacabuco][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	15.06	S/E Chacabuco	S/E Cerro Navia	
S/E Recoleta	S/E Cerro Navia	[Tap Recoleta-S/E Recoleta][Tap Chacabuco-Tap Recoleta][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	16.87	S/E Recoleta	S/E Cerro Navia	
S/E San Cristóbal	S/E Cerro Navia	[Tap Recoleta-S/E San Cristóbal][Tap Chacabuco-Tap Recoleta][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	22.40	S/E San Cristóbal	S/E Cerro Navia	
S/E Altamirano	S/E Cerro Navia	[Tap Altamirano-S/E Altamirano][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	5.36	S/E Altamirano	S/E Cerro Navia	
S/E Metro I	S/E Cerro Navia	[S/E Renca-S/E Metro I][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	10.32	S/E Metro I	S/E Cerro Navia	S/E Renca

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

S/E Lord Cochrane I	S/E Cerro Navia	[S/E Metro I-S/E Lord Cochrane I][S/E Renca-S/E Metro I][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	10.35	S/E Lord Cochrane	S/E Cerro Navia	S/E Renca
S/E Brasil	S/E Cerro Navia	[Poste 22-S/E Brasil][Tap Carrascal-Poste 22][S/E Renca-Tap Carrascal][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	7.94	S/E Brasil	S/E Cerro Navia	S/E Renca
S/E Carrascal	S/E Cerro Navia	[Tap Carrascal-S/E Carrascal][S/E Renca-Tap Carrascal][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	5.36	S/E Carrascal	S/E Cerro Navia	S/E Renca
S/E Pudahuel	S/E Cerro Navia	[Tap Pudahuel-S/E Pudahuel][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	0.10	S/E Pudahuel	S/E Cerro Navia	
S/E San José	S/E Cerro Navia	[Tap San José-S/E San José][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	4.87	S/E San José	S/E Cerro Navia	
S/E Pajaritos	S/E Cerro Navia	[Tap Pajaritos-S/E Pajaritos][Tap San José-Tap Pajaritos][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	9.05	S/E Pajaritos	S/E Cerro Navia	
S/E Lo Valledor	S/E Cerro Navia	[Tap Lo Valledor-S/E Lo Valledor][Tap Pajaritos-Tap Lo Valledor][Tap San José-Tap Pajaritos][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	11.32	S/E Lo Valledor	S/E Cerro Navia	
S/E Maipú	S/E Cerro Navia	[Tap Maipú-S/E Maipú][Tap Lo Valledor-Tap Maipú][Tap Pajaritos-Tap Lo Valledor][Tap San José-Tap Pajaritos][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	10.81	S/E Maipú	S/E Cerro Navia	
S/E San Pablo	S/E Cerro Navia	[Tap San Pablo-S/E San Pablo][S/E Cerro Navia-Tap San Pablo]	0.00	4.00	S/E San Pablo	S/E Cerro Navia	
S/E Santa Marta	S/E Chena	[Tap Santa Marta-S/E Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	4.73	S/E Santa Marta	S/E Chena	
S/E Maipú	S/E Chena	[Tap Maipú-S/E Maipú][Tap Maipú-Tap Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	1.37	S/E Maipú	S/E Chena	
S/E Lo Valledor	S/E Chena	[Tap Lo Valledor-S/E Lo Valledor][Tap Lo Valledor-Tap Maipú][Tap Maipú-Tap Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	9.08	S/E Lo Valledor	S/E Chena	
S/E Pajaritos	S/E Chena	[Tap Pajaritos-S/E Pajaritos][Tap Pajaritos-Tap Lo Valledor][Tap Lo Valledor-Tap Maipú][Tap Maipú-Tap Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	7.57	S/E Pajaritos	S/E Chena	
S/E La Cisterna	S/E Chena	[Tap La Cisterna-S/E La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	6.25	S/E La Cisterna	S/E Chena	
S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Chena	[Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	5.06	S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Chena	
S/E Ochagavía	S/E Chena	[S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	8.80	S/E Ochagavía	S/E Chena	
S/E Metro II	S/E Chena	[S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	13.92	S/E Metro	S/E Chena	
S/E Lord Cochrane II	S/E Chena	[S/E Metro II-S/E Lord Cochrane II][S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	13.95	S/E Lord Cochrane	S/E Chena	
S/E Club Hípico	S/E Chena	[Tap Club Hípico-S/E Club Hípico][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	9.98	S/E Club Hípico	S/E Chena	
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Chena	[Tap San Joaquín-S/E San Joaquín (CHILECTRA)][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	13.47	S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Chena	
S/E Santa Elena	S/E Chena	[Tap Santa Elena-S/E Santa Elena][Tap San Joaquín-Tap Santa Elena][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	16.45	S/E Santa Elena	S/E Chena	
S/E San Bernardo	S/E Alto Jahuel	[Tap San Bernardo-S/E San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	11.77	S/E San Bernardo	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Malloco	S/E Alto Jahuel	[S/E San Bernardo-S/E Malloco][Tap San Bernardo-S/E San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	25.41	S/E Malloco	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Las Acacias	S/E Alto Jahuel	[Tap Las Acacias-S/E Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	17.38	S/E Las Acacias	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Panamericana	S/E Alto Jahuel	[S/E Lo Espejo-S/E Panamericana][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	21.03	S/E Panamericana	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E La Cisterna	S/E Alto Jahuel	[Tap La Cisterna-S/E La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	25.79	S/E La Cisterna	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Alto Jahuel	[Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	24.60	S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Ochagavía	S/E Alto Jahuel	[S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	28.34	S/E Ochagavía	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Metro II	S/E Alto Jahuel	[S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	33.46	S/E Metro	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Lord Cochrane II	S/E Alto Jahuel	[S/E Metro II-S/E Lord Cochrane II][S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	33.49	S/E Lord Cochrane	S/E Buin (CHILECTRA)	

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

		La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]					A)	
S/E Club Hípico	S/E Alto Jahuel	[Tap Club Hípico-S/E Club Hípico][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	29.52	S/E Club Hípico	S/E Buin (CHILECTRA)		
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap San Joaquín-S/E San Joaquín (CHILECTRA)][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	33.01	S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Buin (CHILECTRA)		
S/E Santa Elena	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Elena-S/E Santa Elena][Tap San Joaquín-Tap Santa Elena][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	35.99	S/E Santa Elena	S/E Buin (CHILECTRA)		
S/E La Pintana	S/E Alto Jahuel	[Tap La Pintana-S/E La Pintana][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	13.00	S/E La Pintana	S/E Alto Jahuel		
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Rosa-S/E Santa Rosa (CHILECTRA)][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	17.47	S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel		
S/E Santa Raquel	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Raquel-S/E Santa Raquel][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	21.23	S/E Santa Raquel	S/E Alto Jahuel		
S/E Florida	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	24.43	S/E Florida	S/E Alto Jahuel		
S/E La Reina	S/E Alto Jahuel	[Tap La Reina-S/E La Reina][S/E Florida-Tap La Reina][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	39.56	S/E La Reina	S/E Alto Jahuel		
S/E Macul	S/E Alto Jahuel	[Tap Macul-S/E Macul][Tap Macul-S/E Florida][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	31.68	S/E Macul	S/E Alto Jahuel		
S/E Santa Elena	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Elena-S/E Santa Elena][Tap Santa Elena-Tap Macul][Tap Macul-S/E Florida][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	37.69	S/E Santa Elena	S/E Alto Jahuel		
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap San Joaquín-S/E San Joaquín (CHILECTRA)][Tap San Joaquín-Tap Santa Elena][Tap Santa Elena-Tap Macul][Tap Macul-S/E Florida][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	36.95	S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel		
S/E Los Dominicos	S/E Alto Jahuel	[Tap Los Dominicos-S/E Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	5.96	S/E Los Dominicos	S/E Los Almendros		
S/E Apoquindo	S/E Alto Jahuel	[Tap Apoquindo-S/E Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	6.40	S/E Apoquindo	S/E Los Almendros		
S/E Alonso de Córdova	S/E Alto Jahuel	[Tap Alonso de Córdova 1-S/E Alonso de Córdova][Tap Alonso de Córdova 1-Tap Alonso de Córdova 2][Tap Alonso de Córdova 2-Tap Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	7.68	S/E Alonso de Córdova	S/E Los Almendros		
S/E Vitacura	S/E Alto Jahuel	[Tap Vitacura-S/E Vitacura][Tap Vitacura-Tap Alonso de Córdova 1][Tap Alonso de Córdova 1-Tap Alonso de Córdova 2][Tap Alonso de Córdova 2-Tap Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	11.95	S/E Vitacura	S/E Los Almendros		
S/E Andes	S/E Alto Jahuel	[Tap Andes-S/E Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	0.17	S/E Andes	S/E Los Almendros		
S/E La Reina	S/E Alto Jahuel	[Tap La Reina-S/E La Reina][Tap La Reina-Tap Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	10.92	S/E La Reina	S/E Los Almendros		
S/E Florida	S/E Alto Jahuel	[S/E Florida-Tap La Reina][Tap La Reina-Tap Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	15.59	S/E Florida	S/E Los Almendros		
S/E Macul	S/E Alto Jahuel	[Tap Macul-S/E Macul][Tap Macul-S/E Florida][S/E Florida-Tap La Reina][Tap La Reina-Tap Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	22.84	S/E Macul	S/E Los Almendros		
S/E Santa Elena	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Elena-S/E Santa Elena][Tap Santa Elena-Tap Macul][Tap Macul-S/E Florida][S/E Florida-Tap La Reina][Tap La Reina-Tap Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	28.85	S/E Santa Elena	S/E Los Almendros		
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap San Joaquín-S/E San Joaquín (CHILECTRA)][Tap San Joaquín-Tap Santa Elena][Tap Santa Elena-Tap Macul][Tap Macul-S/E Florida][S/E Florida-Tap La Reina][Tap La Reina-Tap Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	28.11	S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Los Almendros		

## Cargos y pagos con costos medios de líneas y subestaciones

Se indica el cargo por transformación más el cargo por transporte  $[CBTP_i + \sum_{i=1}^n CBLP_i \cdot km_i]$  obtenido por cada consumo en cada condición de operación y el total ponderado.

El pago realizado por Renca es de US\$1318810.64, corresponde al pago de la subestación Renca y de los tramos de línea S/E Cerro Navia-Tap Altamirano y Tap Altamirano–S/E Renca en las condiciones de operación en que las centrales Renca están despachadas. Se uso el costo medio de los tramos de línea para nivel ese nivel tensión.

**Tabla B-2: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación**

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E Metro I	1.43	1.42	1.41	1.18	1.18	1.19	<b>1.22</b>
S/E Lo Espejo (FFCC)	1.69	1.71	1.75	1.57	1.62	1.72	<b>1.65</b>
S/E Metro II	2.15	2.17	2.20	2.04	2.09	2.20	<b>2.12</b>
S/E Pudahuel	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	<b>2.31</b>
S/E Carrascal	2.59	2.59	2.58	2.34	2.34	2.34	<b>2.38</b>
S/E Altamirano	2.59	2.59	2.58	2.35	2.34	2.35	<b>2.39</b>
S/E Maipú	2.39	2.39	2.39	2.66	2.39	2.39	<b>2.41</b>
S/E El Manzano (Chilectra)	2.46	2.47	2.47	2.47	2.48	2.49	<b>2.48</b>
S/E San Pablo	2.52	2.51	2.51	2.52	2.52	2.52	<b>2.52</b>
S/E Brasil	2.72	2.72	2.71	2.48	2.47	2.48	<b>2.52</b>
S/E San José	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.57	<b>2.56</b>
S/E Santa Marta	2.56	2.56	2.56	2.57	2.56	2.57	<b>2.57</b>
S/E Lo Boza	2.58	2.58	2.58	2.59	2.58	2.59	<b>2.58</b>
S/E Lord Cochrane I	2.85	2.84	2.84	2.60	2.60	2.61	<b>2.65</b>
S/E Quilicura	2.67	2.67	2.66	2.67	2.67	2.68	<b>2.67</b>
S/E Pajaritos	2.77	2.76	2.74	2.79	2.78	2.80	<b>2.78</b>
S/E Lo Valledor	2.79	2.79	2.78	2.91	2.88	2.85	<b>2.86</b>
S/E San Bernardo	2.93	2.92	2.91	2.93	2.93	2.95	<b>2.93</b>
S/E La Pintana	2.99	2.98	2.97	2.99	2.99	3.01	<b>2.99</b>
S/E Chacabuco	3.10	3.09	3.08	3.10	3.09	3.12	<b>3.10</b>
S/E La Cisterna	3.17	3.19	3.23	3.06	3.11	3.20	<b>3.14</b>
S/E Andes	3.04	3.09	3.10	3.11	3.15	3.19	<b>3.14</b>
S/E Recoleta	3.42	3.18	3.17	3.20	3.19	3.22	<b>3.20</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	3.22	3.21	3.20	3.23	3.22	3.25	<b>3.22</b>
S/E Las Acacias	3.22	3.21	3.20	3.23	3.22	3.25	<b>3.22</b>
S/E Ochagavía	3.31	3.33	3.36	3.19	3.24	3.34	<b>3.27</b>
S/E Club Hípico	3.37	3.39	3.42	3.25	3.30	3.41	<b>3.33</b>
S/E Batuco	3.39	3.38	3.37	3.40	3.39	3.43	<b>3.40</b>



APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

S/E Panamericana	3.41	3.40	3.39	3.42	3.41	3.45	<b>3.42</b>
S/E Santa Raquel	3.42	3.41	3.39	3.43	3.42	3.45	<b>3.42</b>
S/E Los Dominicos	3.35	3.39	3.39	3.41	3.45	3.51	<b>3.44</b>
S/E Apoquindo	3.37	3.41	3.41	3.43	3.47	3.53	<b>3.47</b>
S/E Lord Cochrane II	3.58	3.59	3.62	3.46	3.51	3.62	<b>3.54</b>
S/E Alonso de Córdova	3.44	3.48	3.48	3.59	3.54	3.60	<b>3.54</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	3.70	3.70	3.76	3.44	3.49	3.65	<b>3.55</b>
S/E Florida	3.62	3.58	3.56	3.63	3.59	3.63	<b>3.60</b>
S/E Malloco	3.64	3.63	3.61	3.65	3.64	3.69	<b>3.65</b>
S/E La Dehesa	3.56	3.61	3.62	3.64	3.69	3.76	<b>3.68</b>
S/E La Reina	3.61	3.64	3.65	3.67	3.71	3.84	<b>3.72</b>
S/E Vitacura	3.67	3.71	3.71	3.75	3.79	3.85	<b>3.78</b>
S/E San Cristóbal	3.80	3.85	3.85	3.78	3.79	3.82	<b>3.80</b>
S/E Macul	4.00	3.96	3.93	4.02	3.97	4.02	<b>3.98</b>
S/E Santa Elena	4.31	4.27	4.24	4.30	4.28	3.21	<b>4.11</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	4.39	4.36	4.33	4.40	4.38	4.45	<b>4.39</b>

La tabla siguiente indica el porcentaje del pago respecto del total del AVI+COMA del sistema SIC3. Se obtiene multiplicando los cargos por la potencia consumida, calculando luego el porcentaje asociado.

Tabla B-3: % de Pago de cada Retiro por condición de operación

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E Lo Espejo (FFCC)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	<b>0.02</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	0.21	0.21	0.21	0.22	0.21	0.22	<b>0.22</b>
S/E Metro I	0.39	0.38	0.38	0.32	0.32	0.32	<b>0.33</b>
S/E El Manzano (Chilectra)	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.53	<b>0.52</b>
S/E Florida	0.64	0.63	0.63	0.64	0.64	0.64	<b>0.64</b>
S/E Metro II	0.71	0.71	0.72	0.67	0.69	0.73	<b>0.70</b>
S/E San Pablo	0.76	0.76	0.76	0.77	0.76	0.77	<b>0.76</b>
S/E Carrascal	1.12	1.12	1.12	1.02	1.02	1.02	<b>1.04</b>
S/E Las Acacias	1.07	1.07	1.07	1.08	1.08	1.09	<b>1.08</b>
S/E Pudahuel	1.11	1.11	1.11	1.12	1.12	1.12	<b>1.12</b>
S/E Lord Cochrane I	1.28	1.28	1.28	1.18	1.18	1.18	<b>1.20</b>
S/E Andes	1.45	1.47	1.48	1.49	1.51	1.54	<b>1.51</b>
S/E La Dehesa	1.49	1.51	1.51	1.53	1.56	1.58	<b>1.55</b>
S/E Santa Marta	1.62	1.62	1.61	1.63	1.63	1.63	<b>1.63</b>
S/E Lord Cochrane II	1.74	1.75	1.76	1.69	1.72	1.77	<b>1.73</b>
S/E Maipú	1.74	1.74	1.73	1.94	1.75	1.75	<b>1.76</b>

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

S/E Ochagavía	1.80	1.81	1.83	1.75	1.78	1.83	<b>1.79</b>
S/E Quilicura	1.85	1.85	1.85	1.87	1.87	1.88	<b>1.87</b>
S/E Panamericana	1.88	1.87	1.86	1.89	1.89	1.91	<b>1.89</b>
S/E La Pintana	1.93	1.92	1.91	1.94	1.94	1.95	<b>1.94</b>
S/E Brasil	2.09	2.09	2.09	1.92	1.91	1.92	<b>1.95</b>
S/E Los Domínicos	2.05	2.07	2.07	2.10	2.13	2.16	<b>2.12</b>
S/E Altamirano	2.32	2.32	2.32	2.12	2.12	2.12	<b>2.16</b>
S/E Malloco	2.17	2.17	2.15	2.20	2.19	2.22	<b>2.19</b>
S/E San José	2.19	2.19	2.19	2.21	2.21	2.21	<b>2.21</b>
S/E San Bernardo	2.26	2.25	2.24	2.28	2.27	2.29	<b>2.27</b>
S/E Lo Boza	2.36	2.36	2.35	2.38	2.38	2.39	<b>2.37</b>
S/E Lo Valledor	2.39	2.39	2.38	2.51	2.49	2.46	<b>2.47</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	2.48	2.47	2.46	2.50	2.49	2.52	<b>2.49</b>
S/E Batuco	2.61	2.60	2.59	2.64	2.63	2.66	<b>2.63</b>
S/E Recoleta	2.82	2.62	2.61	2.65	2.65	2.67	<b>2.65</b>
S/E Santa Raquel	2.67	2.66	2.64	2.69	2.68	2.71	<b>2.68</b>
S/E Club Hípico	2.71	2.72	2.75	2.63	2.67	2.76	<b>2.69</b>
S/E Chacabuco	2.74	2.73	2.72	2.76	2.75	2.78	<b>2.75</b>
S/E La Cisterna	2.82	2.84	2.87	2.74	2.78	2.87	<b>2.80</b>
S/E Pajaritos	2.81	2.79	2.77	2.84	2.83	2.85	<b>2.83</b>
S/E Macul	3.31	3.27	3.25	3.35	3.30	3.35	<b>3.31</b>
S/E La Reina	3.65	3.69	3.69	3.75	3.78	3.92	<b>3.78</b>
S/E Alonso de Córdova	3.66	3.71	3.71	3.86	3.80	3.87	<b>3.80</b>
S/E Apoquindo	3.69	3.73	3.74	3.79	3.83	3.89	<b>3.82</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	4.95	4.94	5.02	4.62	4.69	4.92	<b>4.77</b>
S/E Santa Elena	5.44	5.39	5.35	5.47	5.44	4.07	<b>5.21</b>
S/E Vitacura	5.92	5.99	5.99	6.10	6.17	6.26	<b>6.14</b>
S/E San Cristóbal	6.58	6.66	6.66	6.60	6.61	6.66	<b>6.62</b>

## Cargos y pagos con costos reales de líneas y subestaciones

El pago realizado por Renca es de US\$1132565.17

Tabla B-4: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E El Manzano (Chilectra)	0.24	0.28	0.30	0.26	0.31	0.39	<b>0.31</b>
S/E Altamirano	1.73	1.73	1.74	1.50	1.51	1.52	<b>1.55</b>
S/E Pudahuel	1.78	1.78	1.79	1.70	1.71	1.72	<b>1.72</b>
S/E San José	2.18	2.19	2.21	2.05	2.08	2.10	<b>2.10</b>
S/E La Pintana	2.11	2.08	2.07	2.16	2.11	2.31	<b>2.14</b>

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	2.14	2.11	2.09	2.19	2.15	2.37	<b>2.18</b>
S/E San Bernardo	2.25	2.22	2.20	2.31	2.27	2.23	<b>2.26</b>
S/E Panamericana	2.32	2.28	2.25	2.41	2.35	2.29	<b>2.33</b>
S/E Maipú	2.24	2.22	2.24	2.64	2.38	2.14	<b>2.34</b>
S/E Santa Raquel	2.34	2.31	2.29	2.40	2.35	2.57	<b>2.38</b>
S/E Lo Boza	2.47	2.46	2.47	2.38	2.39	2.40	<b>2.40</b>
S/E Pajaritos	2.67	2.77	2.83	2.30	2.36	2.43	<b>2.44</b>
S/E Malloco	2.51	2.49	2.47	2.57	2.53	2.49	<b>2.52</b>
S/E Club Hípico	2.59	2.57	2.58	2.66	2.61	2.42	<b>2.58</b>
S/E La Cisterna	2.58	2.57	2.57	2.68	2.63	2.48	<b>2.60</b>
S/E Quilicura	2.73	2.71	2.71	2.59	2.60	2.60	<b>2.62</b>
S/E Recoleta	3.72	2.88	2.88	2.57	2.55	2.53	<b>2.62</b>
S/E Batuco	2.78	2.78	2.78	2.70	2.71	2.72	<b>2.72</b>
S/E Apoquindo	2.78	2.68	2.62	2.94	2.79	2.63	<b>2.76</b>
S/E Lo Valledor	2.89	2.83	2.82	2.39	2.83	2.86	<b>2.80</b>
S/E Carrascal	3.03	3.03	3.04	2.79	2.81	2.82	<b>2.85</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	3.17	3.12	3.17	2.85	2.82	3.15	<b>2.93</b>
S/E Macul	2.83	2.73	2.66	3.01	2.84	3.65	<b>2.96</b>
S/E Chacabuco	3.23	3.19	3.19	3.04	3.04	3.03	<b>3.06</b>
S/E Brasil	3.29	3.29	3.29	3.05	3.06	3.07	<b>3.10</b>
S/E Santa Marta	3.23	3.21	3.23	3.41	3.33	3.11	<b>3.28</b>
S/E La Reina	3.25	3.22	3.18	3.39	3.33	3.61	<b>3.36</b>
S/E Metro I	3.86	3.86	3.86	3.62	3.63	3.64	<b>3.67</b>
S/E Vitacura	3.34	3.55	3.56	3.40	3.79	3.88	<b>3.73</b>
S/E Metro II	3.83	3.81	3.82	3.91	3.86	3.69	<b>3.83</b>
S/E Santa Elena	3.80	3.71	3.61	4.26	4.09	2.89	<b>3.84</b>
S/E Los Dominicos	3.90	3.82	3.76	4.03	3.91	3.78	<b>3.88</b>
S/E Ochagavía	3.95	3.93	3.93	4.03	3.98	3.81	<b>3.95</b>
S/E San Pablo	4.06	4.06	4.07	3.98	3.99	4.00	<b>4.01</b>
S/E San Cristóbal	3.55	4.15	4.30	3.78	3.98	4.27	<b>4.03</b>
S/E Las Acacias	4.18	4.15	4.12	4.26	4.20	4.16	<b>4.19</b>
S/E Andes	4.82	4.76	4.71	4.95	4.86	4.74	<b>4.83</b>
S/E Alonso de Córdova	4.94	4.82	4.75	5.22	4.94	4.76	<b>4.91</b>
S/E La Dehesa	4.67	5.00	5.16	4.81	5.19	5.84	<b>5.23</b>
S/E Lord Cochrane I	6.28	6.28	6.29	6.04	6.06	6.07	<b>6.10</b>
S/E Lord Cochrane II	6.25	6.24	6.24	6.33	6.29	6.12	<b>6.25</b>
S/E Florida	7.56	7.46	7.41	7.66	7.50	7.62	<b>7.53</b>
S/E Lo Espejo (FFCC)	19.09	19.07	19.07	19.18	19.13	18.98	<b>19.10</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	29.60	29.60	29.61	29.52	29.54	29.55	<b>29.55</b>

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

Tabla B-5: % de Pago de cada Retiro por condición de operación

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E El Manzano (Chilectra)	0.05	0.06	0.06	0.05	0.07	0.08	<b>0.07</b>
S/E Lo Espejo (FFCC)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	<b>0.21</b>
S/E Pudahuel	0.85	0.85	0.86	0.82	0.83	0.83	<b>0.83</b>
S/E Metro I	1.04	1.04	1.05	0.98	0.99	0.99	<b>1.00</b>
S/E San Pablo	1.23	1.23	1.23	1.21	1.21	1.21	<b>1.21</b>
S/E Carrascal	1.31	1.31	1.32	1.22	1.22	1.23	<b>1.24</b>
S/E Metro II	1.25	1.25	1.25	1.29	1.27	1.21	<b>1.26</b>
S/E Panamericana	1.27	1.26	1.24	1.33	1.30	1.26	<b>1.29</b>
S/E Florida	1.33	1.31	1.30	1.35	1.33	1.35	<b>1.33</b>
S/E La Pintana	1.36	1.34	1.33	1.40	1.37	1.50	<b>1.39</b>
S/E Altamirano	1.55	1.55	1.56	1.35	1.36	1.37	<b>1.40</b>
S/E Las Acacias	1.39	1.38	1.37	1.42	1.41	1.39	<b>1.40</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	1.44	1.44	1.44	1.44	1.45	1.45	<b>1.45</b>
S/E Malloco	1.50	1.48	1.47	1.54	1.51	1.49	<b>1.51</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	1.65	1.63	1.61	1.69	1.66	1.83	<b>1.68</b>
S/E Maipú	1.63	1.62	1.63	1.93	1.74	1.56	<b>1.70</b>
S/E San Bernardo	1.73	1.71	1.70	1.79	1.75	1.72	<b>1.74</b>
S/E San José	1.86	1.87	1.89	1.76	1.79	1.80	<b>1.80</b>
S/E Quilicura	1.90	1.88	1.88	1.81	1.82	1.82	<b>1.83</b>
S/E Santa Raquel	1.83	1.80	1.79	1.88	1.84	2.02	<b>1.86</b>
S/E Santa Marta	2.04	2.03	2.04	2.16	2.11	1.97	<b>2.08</b>
S/E Club Hípico	2.08	2.07	2.07	2.15	2.11	1.95	<b>2.08</b>
S/E Batuco	2.14	2.14	2.14	2.09	2.10	2.10	<b>2.10</b>
S/E Ochagavía	2.15	2.14	2.14	2.20	2.17	2.08	<b>2.16</b>
S/E Recoleta	3.07	2.37	2.37	2.13	2.11	2.09	<b>2.17</b>
S/E La Dehesa	1.95	2.09	2.16	2.02	2.18	2.45	<b>2.20</b>
S/E Lo Boza	2.26	2.25	2.26	2.18	2.19	2.20	<b>2.20</b>
S/E Andes	2.30	2.27	2.25	2.38	2.33	2.28	<b>2.32</b>
S/E La Cisterna	2.30	2.28	2.28	2.39	2.34	2.21	<b>2.32</b>
S/E Los Dominicos	2.38	2.34	2.30	2.48	2.40	2.32	<b>2.39</b>
S/E Brasil	2.53	2.53	2.53	2.35	2.36	2.37	<b>2.39</b>
S/E Lo Valledor	2.48	2.42	2.41	2.05	2.44	2.46	<b>2.41</b>
S/E Macul	2.34	2.26	2.20	2.50	2.36	3.03	<b>2.46</b>
S/E Pajaritos	2.71	2.80	2.87	2.34	2.40	2.47	<b>2.48</b>
S/E Chacabuco	2.86	2.82	2.82	2.69	2.70	2.69	<b>2.72</b>
S/E Lord Cochrane I	2.83	2.83	2.83	2.74	2.74	2.75	<b>2.76</b>
S/E Apoquindo	3.05	2.94	2.86	3.24	3.07	2.89	<b>3.03</b>

APÉNDICE B. DATOS ALTERNATIVA 1

S/E Lord Cochrane II	3.04	3.03	3.03	3.09	3.07	2.98	<b>3.05</b>
S/E La Reina	3.29	3.26	3.22	3.44	3.39	3.67	<b>3.41</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	4.23	4.17	4.23	3.82	3.78	4.22	<b>3.93</b>
S/E Santa Elena	4.79	4.68	4.55	5.40	5.18	3.66	<b>4.86</b>
S/E Alonso de Córdova	5.27	5.14	5.06	5.59	5.29	5.10	<b>5.25</b>
S/E Vitacura	5.39	5.74	5.75	5.52	6.15	6.29	<b>6.04</b>
S/E San Cristóbal	6.14	7.18	7.44	6.57	6.92	7.42	<b>7.01</b>

## Apéndice C.

# Datos Alternativa 2

Se muestran los resultados de los cargos y los porcentajes de los pagos obtenidos con la alternativa 2 que hace uso de factores GLDF.

El pago realizado por Renca US\$1132565.2

**Tabla C-1: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación**

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E El Manzano (Chilectra)	0.76	0.79	0.79	0.78	0.77	0.77	<b>0.78</b>
S/E Apoquindo	2.21	2.25	2.25	2.23	2.23	2.23	<b>2.23</b>
S/E Altamirano	2.48	2.45	2.45	2.32	2.32	2.32	<b>2.34</b>
S/E Panamericana	2.51	2.49	2.49	2.51	2.48	2.44	<b>2.48</b>
S/E Maipú	2.53	2.51	2.51	2.54	2.50	2.46	<b>2.50</b>
S/E Pudahuel	2.53	2.49	2.50	2.52	2.52	2.51	<b>2.51</b>
S/E Batuco	2.34	2.30	2.31	2.33	2.33	3.52	<b>2.52</b>
S/E La Reina	2.52	2.54	2.54	2.53	2.53	2.55	<b>2.53</b>
S/E La Pintana	2.58	2.58	2.57	2.60	2.59	2.46	<b>2.57</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	2.59	2.59	2.58	2.62	2.60	2.46	<b>2.58</b>
S/E Macul	2.62	2.62	2.62	2.67	2.65	2.49	<b>2.62</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	2.71	2.71	2.70	2.69	2.67	2.61	<b>2.67</b>
S/E San Bernardo	2.71	2.70	2.69	2.73	2.70	2.66	<b>2.69</b>
S/E Vitacura	2.65	2.71	2.72	2.64	2.70	2.72	<b>2.70</b>
S/E Malloco	2.75	2.74	2.73	2.77	2.74	2.70	<b>2.73</b>
S/E Club Hípico	2.80	2.79	2.78	2.78	2.76	2.71	<b>2.76</b>
S/E Santa Raquel	2.78	2.78	2.78	2.81	2.80	2.65	<b>2.77</b>
S/E La Cisterna	2.82	2.81	2.80	2.82	2.79	2.75	<b>2.79</b>
S/E San José	2.82	2.79	2.79	2.79	2.80	2.79	<b>2.80</b>
S/E Pajaritos	2.92	2.90	2.89	2.86	2.89	2.86	<b>2.88</b>

APÉNDICE C. DATOS ALTERNATIVA 2

S/E Lo Valledor	2.98	2.95	2.95	2.92	2.95	2.92	<b>2.94</b>
S/E Recoleta	3.14	3.05	3.06	3.02	3.05	3.07	<b>3.05</b>
S/E Santa Elena	3.14	3.14	3.14	3.21	3.19	3.04	<b>3.16</b>
S/E Lo Boza	3.21	3.16	3.17	3.18	3.18	3.18	<b>3.18</b>
S/E San Cristóbal	3.09	3.23	3.24	3.18	3.22	3.25	<b>3.22</b>
S/E Los Dominicos	3.32	3.34	3.34	3.34	3.32	3.31	<b>3.32</b>
S/E Quilicura	3.40	3.34	3.35	3.34	3.36	3.36	<b>3.35</b>
S/E Santa Marta	3.54	3.52	3.51	3.55	3.51	3.47	<b>3.51</b>
S/E Carrascal	3.79	3.75	3.75	3.61	3.62	3.61	<b>3.64</b>
S/E Chacabuco	3.79	3.72	3.72	3.70	3.72	3.73	<b>3.72</b>
S/E Brasil	4.04	4.00	4.01	3.87	3.87	3.86	<b>3.89</b>
S/E Metro II	4.07	4.06	4.05	4.06	4.03	3.98	<b>4.03</b>
S/E Andes	4.15	4.17	4.17	4.17	4.15	4.13	<b>4.15</b>
S/E Ochagavía	4.19	4.18	4.18	4.18	4.16	4.11	<b>4.16</b>
S/E La Dehesa	4.23	4.32	4.34	4.25	4.32	4.36	<b>4.32</b>
S/E Alonso de Córdova	4.32	4.36	4.37	4.34	4.35	4.36	<b>4.35</b>
S/E Las Acacias	4.48	4.47	4.46	4.49	4.45	4.41	<b>4.45</b>
S/E Metro I	4.60	4.56	4.57	4.43	4.43	4.43	<b>4.45</b>
S/E San Pablo	4.81	4.78	4.78	4.80	4.80	4.80	<b>4.80</b>
S/E Lord Cochrane II	6.49	6.48	6.47	6.48	6.45	6.40	<b>6.45</b>
S/E Lord Cochrane I	7.02	6.99	6.99	6.85	6.85	6.85	<b>6.87</b>
S/E Florida	7.64	7.65	7.64	7.68	7.67	7.49	<b>7.64</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	11.32	11.29	11.29	11.31	11.31	12.50	<b>11.50</b>
S/E Lo Espejo (FFCC)	19.33	19.32	19.31	19.33	19.30	19.25	<b>19.30</b>

Tabla C-2: % de Pago de cada Retiro por condición de operación

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E El Manzano (Chilectra)	0.16	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	<b>0.16</b>
S/E Lo Espejo (FFCC)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	<b>0.21</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.61	<b>0.56</b>
S/E Metro I	1.25	1.24	1.24	1.20	1.20	1.20	<b>1.21</b>
S/E Pudahuel	1.22	1.20	1.20	1.21	1.22	1.21	<b>1.21</b>
S/E Metro II	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.31	<b>1.33</b>
S/E Florida	1.34	1.35	1.34	1.36	1.35	1.32	<b>1.35</b>
S/E Panamericana	1.38	1.37	1.37	1.39	1.37	1.35	<b>1.37</b>
S/E San Pablo	1.45	1.44	1.44	1.46	1.46	1.45	<b>1.45</b>
S/E Las Acacias	1.49	1.49	1.48	1.50	1.49	1.48	<b>1.49</b>
S/E Carrascal	1.64	1.62	1.63	1.57	1.57	1.57	<b>1.58</b>
S/E Malloco	1.64	1.64	1.63	1.66	1.64	1.62	<b>1.64</b>

APÉNDICE C. DATOS ALTERNATIVA 2

S/E La Pintana	1.66	1.66	1.66	1.68	1.68	1.59	<b>1.66</b>
S/E La Dehesa	1.77	1.81	1.81	1.79	1.81	1.83	<b>1.81</b>
S/E Maipú	1.84	1.82	1.82	1.85	1.82	1.80	<b>1.82</b>
S/E Batuco	1.80	1.77	1.78	1.80	1.80	2.72	<b>1.94</b>
S/E Andes	1.98	1.99	1.99	2.00	1.99	1.98	<b>1.99</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	1.99	1.99	1.99	2.02	2.01	1.90	<b>1.99</b>
S/E Los Domínicos	2.03	2.04	2.04	2.05	2.04	2.03	<b>2.04</b>
S/E San Bernardo	2.09	2.08	2.07	2.11	2.09	2.05	<b>2.08</b>
S/E Altamirano	2.23	2.20	2.20	2.09	2.09	2.09	<b>2.11</b>
S/E Santa Raquel	2.17	2.17	2.17	2.20	2.19	2.08	<b>2.17</b>
S/E Macul	2.17	2.17	2.16	2.22	2.21	2.07	<b>2.18</b>
S/E Santa Marta	2.23	2.22	2.22	2.25	2.22	2.20	<b>2.22</b>
S/E Club Hípico	2.25	2.24	2.24	2.25	2.23	2.19	<b>2.23</b>
S/E Ochagavía	2.28	2.28	2.27	2.28	2.27	2.24	<b>2.27</b>
S/E Quilicura	2.36	2.32	2.32	2.33	2.34	2.34	<b>2.34</b>
S/E San José	2.41	2.39	2.39	2.40	2.41	2.40	<b>2.40</b>
S/E Apoquindo	2.42	2.46	2.46	2.45	2.46	2.45	<b>2.46</b>
S/E La Cisterna	2.51	2.50	2.49	2.52	2.49	2.46	<b>2.49</b>
S/E Recoleta	2.59	2.52	2.53	2.50	2.52	2.54	<b>2.52</b>
S/E Lo Valledor	2.55	2.53	2.52	2.51	2.54	2.51	<b>2.53</b>
S/E La Reina	2.55	2.57	2.57	2.58	2.57	2.59	<b>2.57</b>
S/E Lo Boza	2.93	2.89	2.89	2.92	2.92	2.92	<b>2.92</b>
S/E Pajaritos	2.96	2.93	2.93	2.91	2.94	2.91	<b>2.93</b>
S/E Brasil	3.10	3.08	3.08	2.99	2.99	2.98	<b>3.00</b>
S/E Lord Cochrane I	3.16	3.15	3.15	3.10	3.10	3.10	<b>3.11</b>
S/E Lord Cochrane II	3.15	3.15	3.14	3.16	3.15	3.12	<b>3.15</b>
S/E Chacabuco	3.35	3.28	3.29	3.29	3.30	3.31	<b>3.30</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	3.62	3.62	3.61	3.61	3.58	3.50	<b>3.58</b>
S/E Santa Elena	3.96	3.97	3.96	4.06	4.04	3.85	<b>4.00</b>
S/E Vitacura	4.28	4.37	4.39	4.29	4.38	4.41	<b>4.37</b>
S/E Alonso de Córdova	4.61	4.65	4.66	4.65	4.66	4.67	<b>4.66</b>
S/E San Cristóbal	5.34	5.59	5.61	5.53	5.60	5.65	<b>5.60</b>



## Apéndice D.

# Datos Camino de mínima distancia eléctrica

Se asignan a cada retiro los caminos de mínima distancia eléctrica, según lo se señala en el decreto de subtransmisión.

**Tabla D-1: Caminos asignados con mínima distancia eléctrica**

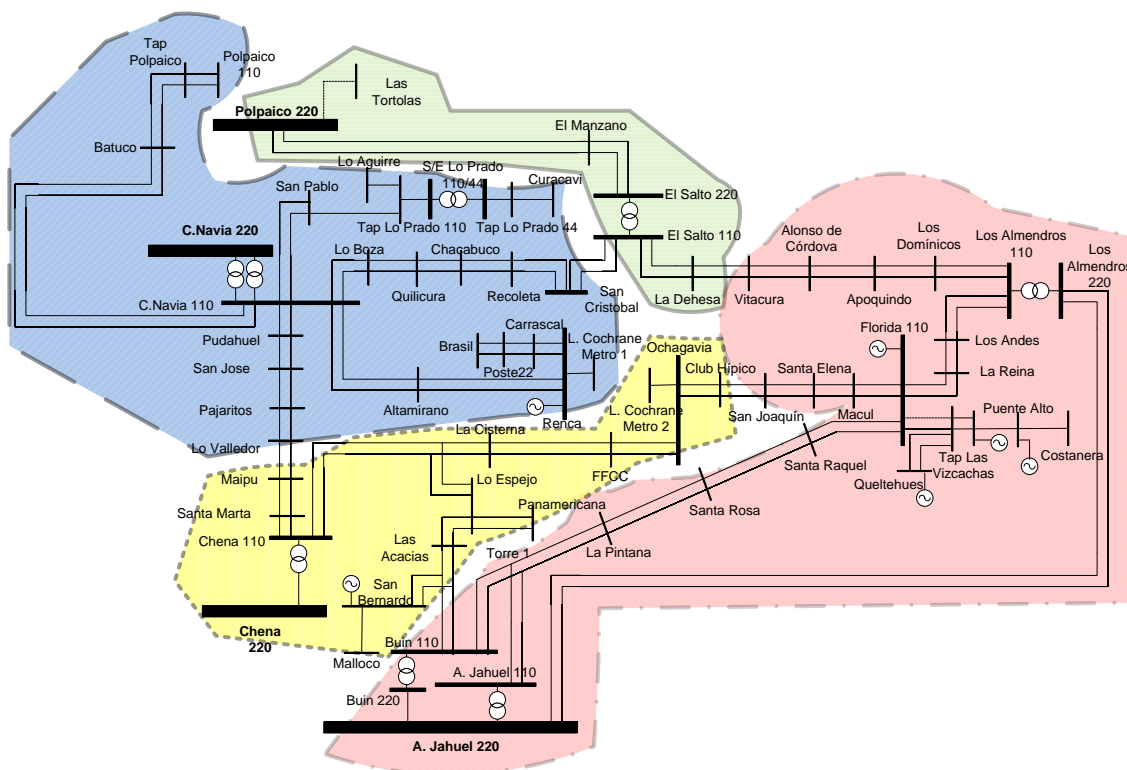
RETIRO	TRONCAL	TRAMOS DE LINEA	KM POR NIVEL DE TENSIÓN		SUBESTACIONES		
			220	110	SE1	SE2	SE3
S/E Alonso de Córdova	S/E Alto Jahuel	[Tap Alonso de Córdova 1-S/E Alonso de Córdova][Tap Alonso de Córdova 1-Tap Alonso de Córdova 2][Tap Alonso de Córdova 2-Tap Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	7.68	S/E Alonso de Córdova	S/E Los Almendros	
S/E Andes	S/E Alto Jahuel	[Tap Andes-S/E Andes][Tap Andes-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	0.17	S/E Andes	S/E Los Almendros	
S/E Apoquindo	S/E Alto Jahuel	[Tap Apoquindo-S/E Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	6.40	S/E Apoquindo	S/E Los Almendros	
S/E Florida	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	24.43	S/E Florida	S/E Alto Jahuel	
S/E Los Dominicos	S/E Alto Jahuel	[Tap Los Dominicos-S/E Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	5.96	S/E Los Dominicos	S/E Los Almendros	
S/E La Pintana	S/E Alto Jahuel	[Tap La Pintana-S/E La Pintana][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	13.00	S/E La Pintana	S/E Alto Jahuel	
S/E La Reina	S/E Alto Jahuel	[Tap La Reina-S/E La Reina][S/E Florida-Tap La Reina][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	39.56	S/E La Reina	S/E Alto Jahuel	
S/E Macul	S/E Alto Jahuel	[Tap Macul-S/E Macul][Tap Macul-S/E Florida][Tap Santa Raquel-S/E Florida][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	31.68	S/E Macul	S/E Alto Jahuel	
S/E Santa Elena	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Elena-S/E Santa Elena][Tap San Joaquín-Tap Santa Elena][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	35.99	S/E Santa Elena	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap San Joaquín-S/E San Joaquín (CHILECTRA)][Tap Club Hípico-Tap San Joaquín][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][Tap San Bernardo-S/E Buin (CHILECTRA)][S/E Alto Jahuel-S/E Buin (CHILECTRA)]	0.23	33.01	S/E San Joaquín (CHILECTRA)	S/E Buin (CHILECTRA)	
S/E Santa Raquel	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Raquel-S/E Santa Raquel][Tap Santa Rosa-Tap Santa Raquel][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E	0.00	21.23	S/E Santa Raquel	S/E Alto Jahuel	

APÉNDICE D. DATOS CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA

		Alto Jahuel]							
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel	[Tap Santa Rosa-S/E Santa Rosa (CHILECTRA)][Tap La Pintana-Tap Santa Rosa][Tap La Pintana-Tap Alto Jahuel][Tap Alto Jahuel-S/E Alto Jahuel]	0.00	17.47	S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	S/E Alto Jahuel			
S/E Vitacura	S/E Alto Jahuel	[Tap Vitacura-S/E Vitacura][Tap Vitacura-Tap Alonso de Córdova 1][Tap Alonso de Córdova 1-Tap Alonso de Córdova 2][Tap Alonso de Córdova 2-Tap Apoquindo][Tap Apoquindo-Tap Los Dominicos][Tap Los Dominicos-S/E Los Almendros][S/E Alto Jahuel-S/E Los Almendros]	40.70	11.95	S/E Vitacura	S/E Los Almendros			
S/E Altamirano	S/E Cerro Navia	[Tap Altamirano-S/E Altamirano][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	5.36	S/E Altamirano	S/E Cerro Navia			
S/E Bатуco	S/E Cerro Navia	[Tap Bатуco-S/E Bатуco][S/E Cerro Navia-Tap Bатуco]	0.00	20.74	S/E Bатуco	S/E Cerro Navia			
S/E Brasil	S/E Cerro Navia	[Poste 22-S/E Brasil][Tap Carrascal-Poste 22][S/E Renca-Tap Carrascal][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	7.94	S/E Brasil	S/E Cerro Navia		S/E Renca	
S/E Carrascal	S/E Cerro Navia	[Tap Carrascal-S/E Carrascal][S/E Renca-Tap Carrascal][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	5.36	S/E Carrascal	S/E Cerro Navia		S/E Renca	
S/E Chacabuco	S/E Cerro Navia	[Tap Chacabuco-S/E Chacabuco][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	15.06	S/E Chacabuco	S/E Cerro Navia			
S/E Lo Boza	S/E Cerro Navia	[Tap Lo Boza-S/E Lo Boza][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	5.27	S/E Lo Boza	S/E Cerro Navia			
S/E Lord Cochrane I	S/E Cerro Navia	[S/E Metro I-S/E Lord Cochrane I][S/E Renca-S/E Metro I][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	10.35	S/E Lord Cochrane	S/E Cerro Navia		S/E Renca	
S/E Lo Valledor	S/E Cerro Navia	[Tap Lo Valledor-S/E Lo Valledor][Tap Pajaritos-Tap Lo Valledor][Tap San José-Tap Pajaritos][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	11.32	S/E Lo Valledor	S/E Cerro Navia			
S/E Metro I	S/E Cerro Navia	[S/E Renca-S/E Metro I][Tap Altamirano-S/E Renca][S/E Cerro Navia-Tap Altamirano]	0.00	10.32	S/E Metro	S/E Cerro Navia		S/E Renca	
S/E Pajaritos	S/E Cerro Navia	[Tap Pajaritos-S/E Pajaritos][Tap San José-Tap Pajaritos][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	9.05	S/E Pajaritos	S/E Cerro Navia			
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	S/E Cerro Navia	[S/E Punta Peuco (Polpaico110)-Tap Punta Peuco (Polpaico110)][Tap Bатуco-Tap Punta Peuco (Polpaico110)][S/E Cerro Navia-Tap Bатуco]	0.00	39.65	S/E Punta Peuco (Polpaico110)	S/E Cerro Navia			
S/E Pudahuel	S/E Cerro Navia	[Tap Pudahuel-S/E Pudahuel][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	0.10	S/E Pudahuel	S/E Cerro Navia			
S/E Quilicura	S/E Cerro Navia	[Tap Quilicura-S/E Quilicura][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	6.94	S/E Quilicura	S/E Cerro Navia			
S/E Recoleta	S/E Cerro Navia	[Tap Recoleta-S/E Recoleta][Tap Chacabuco-Tap Recoleta][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	16.87	S/E Recoleta	S/E Cerro Navia			
S/E San Cristóbal	S/E Cerro Navia	[Tap Recoleta-S/E San Cristóbal][Tap Chacabuco-Tap Recoleta][Tap Quilicura-Tap Chacabuco][Tap Lo Boza-Tap Quilicura][S/E Cerro Navia-Tap Lo Boza]	0.00	22.40	S/E San Cristóbal	S/E Cerro Navia			
S/E San José	S/E Cerro Navia	[Tap San José-S/E San José][Tap Pudahuel-Tap San José][S/E Cerro Navia-Tap Pudahuel]	0.00	4.87	S/E San José	S/E Cerro Navia			
S/E San Pablo	S/E Cerro Navia	[Tap San Pablo-S/E San Pablo][S/E Cerro Navia-Tap San Pablo]	0.00	4.00	S/E San Pablo	S/E Cerro Navia			
S/E Club Hípico	S/E Chena	[Tap Club Hípico-S/E Club Hípico][S/E Ochagavía-Tap Club Hípico][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	9.98	S/E Club Hípico	S/E Chena			
S/E La Cisterna	S/E Chena	[Tap La Cisterna-S/E La Cisterna][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	6.25	S/E La Cisterna	S/E Chena			
S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Chena	[Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	5.06	S/E Lo Espejo (FFCC)	S/E Chena			
S/E Las Acacias	S/E Chena	[Tap Las Acacias-S/E Las Acacias][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	5.12	S/E Las Acacias	S/E Chena			
S/E Lord Cochrane II	S/E Chena	[S/E Metro II-S/E Lord Cochrane II][S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	13.95	S/E Lord Cochrane	S/E Chena			
S/E Maipú	S/E Chena	[Tap Maipú-S/E Maipú][Tap Maipú-Tap Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	1.37	S/E Maipú	S/E Chena			
S/E Malloco	S/E Chena	[S/E San Bernardo-S/E Malloco][Tap San Bernardo-S/E San Bernardo][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	24.45	S/E Malloco	S/E Chena			
S/E Metro II	S/E Chena	[S/E Metro II-S/E Ochagavía][S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	13.92	S/E Metro	S/E Chena			
S/E Ochagavía	S/E Chena	[S/E Lo Espejo (FFCC)-S/E Ochagavía][Tap La Cisterna-S/E Lo Espejo (FFCC)][S/E Lo Espejo-Tap La Cisterna][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	8.80	S/E Ochagavía	S/E Chena			

## APÉNDICE D. DATOS CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA

S/E Panamericana	S/E Chena	[S/E Lo Espejo-S/E Panamericana][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	1.49	S/E Panamericana	S/E Chena	
S/E San Bernardo	S/E Chena	[Tap San Bernardo-S/E San Bernardo][Tap Las Acacias-Tap San Bernardo][S/E Lo Espejo-Tap Las Acacias][Tap Chena-S/E Lo Espejo][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	10.80	S/E San Bernardo	S/E Chena	
S/E Santa Marta	S/E Chena	[Tap Santa Marta-S/E Santa Marta][Tap Santa Marta-Tap Chena][Tap Chena-S/E Chena]	0.47	4.73	S/E Santa Marta	S/E Chena	
S/E El Manzano (Chilectra)	S/E Polpaico	[Tap El Manzano-S/E El Manzano (Chilectra)][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	8.32	0.00	S/E El Manzano (Chilectra)	S/E Polpaico	
S/E La Dehesa	S/E Polpaico	[Tap La Dehesa-S/E La Dehesa][S/E El Salto-Tap La Dehesa][Tap El Manzano-S/E El Salto][S/E Polpaico-Tap El Manzano]	50.32	6.83	S/E La Dehesa	S/E El Salto	S/E Polpaico



**Ilustración D-1: Retiros asociados a cada troncal con mínima distancia eléctrica**

Se muestran los resultados de los cargos y los porcentajes de los pagos obtenidos.

**Tabla D-2: Cargos [US\$/kW-Mes] de cada Retiro por condición de operación**

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E Lo Espejo (FFCC)	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	<b>1.16</b>
S/E Metro I	1.41	1.41	1.41	1.17	1.17	1.17	<b>1.21</b>

APÉNDICE D. DATOS CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA

S/E Metro II	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	<b>1.60</b>
S/E Pudahuel	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	<b>2.31</b>
S/E Carrascal	2.58	2.58	2.58	2.34	2.34	2.34	<b>2.38</b>
S/E Altamirano	2.58	2.58	2.58	2.34	2.34	2.34	<b>2.39</b>
S/E Maipú	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	<b>2.39</b>
S/E Panamericana	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	<b>2.40</b>
S/E San Pablo	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	<b>2.51</b>
S/E Brasil	2.71	2.71	2.71	2.47	2.47	2.47	<b>2.51</b>
S/E San José	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	<b>2.55</b>
S/E Santa Marta	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	<b>2.56</b>
S/E El Manzano (Chilectra)	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	<b>2.56</b>
S/E Lo Boza	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	<b>2.57</b>
S/E Las Acacias	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	<b>2.58</b>
S/E Lord Cochrane I	2.83	2.83	2.83	2.59	2.59	2.59	<b>2.63</b>
S/E La Cisterna	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	<b>2.64</b>
S/E Quilicura	2.66	2.66	2.66	2.66	2.66	2.66	<b>2.66</b>
S/E Pajaritos	2.76	2.76	2.76	2.76	2.76	2.76	<b>2.76</b>
S/E Ochagavía	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77	<b>2.77</b>
S/E Club Hípico	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	<b>2.82</b>
S/E San Bernardo	2.87	2.87	2.87	2.87	2.87	2.87	<b>2.87</b>
S/E Lo Valledor	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	<b>2.88</b>
S/E La Pintana	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	<b>2.96</b>
S/E Lord Cochrane II	3.03	3.03	3.03	3.03	3.03	3.03	<b>3.03</b>
S/E Chacabuco	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07	<b>3.07</b>
S/E Recoleta	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	<b>3.16</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	<b>3.19</b>
S/E Batuco	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	<b>3.35</b>
S/E Santa Raquel	3.38	3.38	3.38	3.38	3.38	3.38	<b>3.38</b>
S/E San Cristóbal	3.44	3.44	3.44	3.44	3.44	3.44	<b>3.44</b>
S/E Florida	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	<b>3.54</b>
S/E Malloco	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	<b>3.55</b>
S/E Andes	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	<b>3.57</b>
S/E Los Domínicos	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	<b>3.87</b>
S/E Apoquindo	3.89	3.89	3.89	3.89	3.89	3.89	<b>3.89</b>
S/E Macul	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90	<b>3.90</b>
S/E Alonso de Córdova	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	<b>3.95</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	<b>3.98</b>
S/E Santa Elena	4.13	4.13	4.13	4.13	4.13	4.13	<b>4.13</b>
S/E Vitacura	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	<b>4.17</b>
S/E La Dehesa	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	<b>4.21</b>

**APÉNDICE D. DATOS CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA**

S/E La Reina	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	<b>4.30</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	<b>4.30</b>

**Tabla D-3: % de Pago de cada Retiro por condición de operación**

RETIRO	SSR	NSR	HSR	SR	NR	HR	TOTAL
S/E Lo Espejo (FFCC)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	<b>0.01</b>
S/E Punta Peuco (Polpaico110)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	<b>0.21</b>
S/E Metro I	0.38	0.38	0.38	0.32	0.32	0.32	<b>0.33</b>
S/E Metro II	0.52	0.52	0.52	0.53	0.53	0.53	<b>0.53</b>
S/E El Manzano (Chilectra)	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	<b>0.54</b>
S/E Florida	0.62	0.62	0.62	0.63	0.63	0.63	<b>0.63</b>
S/E San Pablo	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	<b>0.76</b>
S/E Las Acacias	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	<b>0.86</b>
S/E Carrascal	1.12	1.12	1.12	1.02	1.02	1.02	<b>1.04</b>
S/E Pudahuel	1.11	1.11	1.11	1.12	1.12	1.12	<b>1.12</b>
S/E Lord Cochrane I	1.28	1.28	1.28	1.17	1.17	1.17	<b>1.19</b>
S/E Panamericana	1.32	1.32	1.32	1.33	1.33	1.33	<b>1.32</b>
S/E Lord Cochrane II	1.47	1.47	1.47	1.48	1.48	1.48	<b>1.48</b>
S/E Ochagavía	1.50	1.50	1.50	1.51	1.51	1.51	<b>1.51</b>
S/E Santa Marta	1.61	1.61	1.61	1.63	1.63	1.63	<b>1.62</b>
S/E Andes	1.71	1.71	1.71	1.72	1.72	1.72	<b>1.72</b>
S/E Maipú	1.74	1.74	1.74	1.75	1.75	1.75	<b>1.75</b>
S/E La Dehesa	1.76	1.76	1.76	1.77	1.77	1.77	<b>1.77</b>
S/E Quilicura	1.85	1.85	1.85	1.86	1.86	1.86	<b>1.86</b>
S/E La Pintana	1.91	1.91	1.91	1.92	1.92	1.92	<b>1.92</b>
S/E Brasil	2.08	2.08	2.08	1.91	1.91	1.91	<b>1.94</b>
S/E Malloco	2.12	2.12	2.12	2.14	2.14	2.14	<b>2.13</b>
S/E Altamirano	2.31	2.31	2.31	2.12	2.12	2.12	<b>2.15</b>
S/E San José	2.18	2.18	2.18	2.20	2.20	2.20	<b>2.20</b>
S/E San Bernardo	2.21	2.21	2.21	2.22	2.22	2.22	<b>2.22</b>
S/E Club Hípico	2.27	2.27	2.27	2.29	2.29	2.29	<b>2.28</b>
S/E La Cisterna	2.34	2.34	2.34	2.36	2.36	2.36	<b>2.36</b>
S/E Lo Boza	2.35	2.35	2.35	2.37	2.37	2.37	<b>2.36</b>
S/E Los Domínicos	2.36	2.36	2.36	2.38	2.38	2.38	<b>2.38</b>
S/E Santa Rosa (CHILECTRA)	2.45	2.45	2.45	2.47	2.47	2.47	<b>2.46</b>
S/E Lo Valledor	2.47	2.47	2.47	2.48	2.48	2.48	<b>2.48</b>
S/E Batuco	2.58	2.58	2.58	2.60	2.60	2.60	<b>2.60</b>
S/E Recoleta	2.60	2.60	2.60	2.62	2.62	2.62	<b>2.62</b>
S/E Santa Raquel	2.63	2.63	2.63	2.65	2.65	2.65	<b>2.65</b>

**APÉNDICE D. DATOS CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA**

S/E Chacabuco	2.71	2.71	2.71	2.73	2.73	2.73	<b>2.72</b>
S/E Pajaritos	2.80	2.80	2.80	2.82	2.82	2.82	<b>2.81</b>
S/E Macul	3.23	3.23	3.23	3.25	3.25	3.25	<b>3.25</b>
S/E Alonso de Córdova	4.22	4.22	4.22	4.24	4.24	4.24	<b>4.24</b>
S/E Apoquindo	4.26	4.26	4.26	4.29	4.29	4.29	<b>4.28</b>
S/E La Reina	4.35	4.35	4.35	4.38	4.38	4.38	<b>4.38</b>
S/E Santa Elena	5.21	5.21	5.21	5.24	5.24	5.24	<b>5.24</b>
S/E San Joaquín (CHILECTRA)	5.31	5.31	5.31	5.35	5.35	5.35	<b>5.34</b>
S/E San Cristóbal	5.95	5.95	5.95	5.99	5.99	5.99	<b>5.98</b>
S/E Vitacura	6.73	6.73	6.73	6.77	6.77	6.77	<b>6.77</b>

## Apéndice E.

# Derivación Factores GLDF

A continuación se muestra una deducción de los factores generalizados GLDF haciendo uso de los factores de distribución GSDF expuestos en el capítulo 3 (5).

$$P_{\ell k} = \sum_p (E_{\ell \rightarrow k, p} L_p) \quad (\text{E-1})$$

A partir de la expresión anterior se supone un consumo  $c$  que incrementa su carga en  $\Delta L_c$ , variación que es compensada en la misma magnitud pero sentido contrario por un generador de referencia arbitrario  $R$  ( $R \neq c$ ). El nuevo flujo por una línea en particular queda expresado como:

$$P'_{\ell k} = \sum_p (E_{\ell \rightarrow k, p} L_p) + E_{\ell \rightarrow k, c} \Delta L_c - E_{\ell \rightarrow k, R} \Delta L_c \quad (\text{E-2})$$

Donde  $p$  suma sobre todos los consumos,  $P'_{\ell k}$  es el flujo modificado en la línea  $\ell \rightarrow K$ ;  $\Delta L_c$  es la variación de carga en el consumo  $c$  y generador de referencia  $R$ ,  $L_p$  es la carga total en consumo  $p$ .

Restando ambas ecuaciones:

$$P'_{\ell k} - P_{\ell k} = (E_{\ell \rightarrow k, c} - E_{\ell \rightarrow k, R}) \Delta L_c \quad (\text{E-3})$$

Identificando términos de factores GSDF y considerando que una variación de carga produce variaciones negativas en generación se llega a que

$$(E_{\ell \rightarrow k, c} - E_{\ell \rightarrow k, R}) = -A_{\ell \rightarrow k, c} \quad (\text{E-4})$$

De esta forma se obtiene una relación clara entre los factores de distribución GSDF y los factores generalizados de distribución de la generación GGDF. Para poder conocer los factores asociados a una barra en particular, solo es necesario conocer el factor asociado a la barra de referencia y solucionar un sistema lineal muy simple.

## APÉNDICE E. DERIVACIÓN FACTORES GLDF

Realizando un desplazamiento de carga completo de todos los generadores del sistema a la barra de referencia R, es decir,  $\Delta L_p = -L_p$  se tiene:

$$P'_{\ell k} - P_{\ell k} = - \sum_p A_{\ell \rightarrow K, p} L_p \quad (\text{E-5})$$

Donde p suma sobre todos los consumos excluida la barra de referencia R;  $P_{\ell k}$  es el flujo en línea  $\ell \rightarrow K$  antes del desplazamiento de consumo,  $P'_{\ell k}$  es el flujo en línea  $\ell \rightarrow K$  después del desplazamiento de consumo.

Además de la ecuación (E-4) se tiene

$$P'_{\ell k} = \sum_p (E_{\ell \rightarrow K, p} L'_p) + E_{\ell \rightarrow K, R} L'_R \quad (\text{E-6})$$

Donde p suma sobre todos los consumos excluida barra de referencia;  $L'_p$  es la carga final del consumo p y  $L'_R$  es la carga final de la barra de referencia R.

El desplazamiento de consumo realizado hace que la carga final en cada uno de los consumos, excluido el de referencia, sea cero, luego la ecuación anterior queda

$$P'_{\ell k} = E_{\ell \rightarrow K, R} L'_R \quad (\text{E-7})$$

Después del desplazamiento, la carga del sistema queda concentrada en la barra de referencia R:

$$L'_R = \sum_i L_i \quad (\text{E-8})$$

Donde i suma sobre todos los consumos excluida barra de referencia. Sustituyendo ecuaciones y reagrupando términos se llega a que el factor de distribución asociado a una barra de referencia es:

$$E_{\ell \rightarrow K, R} = \frac{P_{\ell k} + \sum_{p \neq R} (A_{\ell \rightarrow K, p} L_p)}{\sum_q L_q} \quad (\text{E-9})$$

De esta forma, si se provee de un flujo de potencia base que entregue la información de flujos  $P_{\ell k}$  y generaciones  $G_p$  en el sistema, el cálculo de GGDF asociado a una barra de referencia es directo.