



Universidad de Concepción  
Dirección de Postgrado  
Facultad de Ingeniería -Programa de Magíster

## **Redefinición de tarifas de transmisión y de manejo económico de congestiones en el Sistema Nacional**



Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de Ingeniería

RODRIGO ALONSO MADRID ALARCÓN  
CONCEPCIÓN-CHILE  
2019

Profesor Guía: Enrique López Parra  
Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería  
Universidad de Concepción

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:  
Dr. Claudio Roa S.  
Dr. Enrique López P.  
Dr. Rodrigo López G.

Redefinición de tarifas de transmisión y manejo económico de congestiones en el Sistema Nacional.



Rodrigo Alonso Madrid Alarcón

Informe de tesis de Magíster

Octubre de 2019

## Resumen

Desde la implementación de la libre competencia hasta la actualidad, las tarifas de transmisión para el ‘Sistema Nacional’ chileno incluyen los ingresos tarifarios como complemento al peaje de transmisión. La componente asignable a pérdidas de energía y potencia actualmente es destinada a financiar los costos de operación, mantenimiento y retorno sobre inversión de las instalaciones de empresas de transmisión. La componente atribuible a congestión es utilizada para cubrir costos de empresas generadoras producidas por el desacople económico.

En este trabajo se introduce un nuevo esquema tarifario de transmisión, que simplifica el financiamiento de los costos de transmisión estableciendo su pago total mediante peajes, crea un cargo adicional que valoriza y remunera las pérdidas a los agentes que las producen y propone una nueva estrategia de manejo económico de congestiones basada en saldos de congestión de generadores en mercado spot.

El nuevo esquema tiene como resultado la disminución de cargos asignados a la demanda por congestiones. A su vez evita beneficios y perjuicios a generadores por variación en precios spot por desacople y remunera a inyecciones que producen la energía perdida en los tramos de transmisión.

La principal contribución de este trabajo es simplificar y transparentar los procedimientos de remuneración de transmisión Nacional al eliminar el cargo por ingresos tarifarios que actualmente se emplea y proponiendo un enfoque alternativo para producir señales por pérdidas de transmisión y para dar cobertura a los agentes ante congestiones.

# Tabla de contenido

<b>Capítulo 1.</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>9</b>
1.1	MOTIVACIONES .....	9
1.2	HIPÓTESIS Y OBJETIVOS .....	10
1.2.1.	<i>Hipótesis.....</i>	10
1.2.2.	<i>Objetivo General.....</i>	10
1.2.3.	<i>Objetivos específicos.....</i>	10
1.3	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	11
1.4	ALCANCES Y LIMITACIONES .....	14
<b>Capítulo 2.</b>	<b>Generalidades .....</b>	<b>15</b>
2.1	ASPECTOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO.....	15
2.2	ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO .....	17
2.2.1.	<i>Contratos de Suministro.....</i>	18
2.2.2.	<i>Sistema de precios.....</i>	19
2.2.3.	<i>Libre acceso de transmisión.....</i>	20
2.2.4.	<i>Operador Independiente (ISO).....</i>	21
2.2.5.	<i>Tipos de consumidores:.....</i>	21
2.3	MERCADO DE ENERGÍA .....	22
2.3.1.	<i>Predicción de demanda y predespacho de unidades.....</i>	23
2.3.2.	<i>Despacho económico de unidades generadoras .....</i>	25
2.3.3.	<i>Cálculo de factores de penalización .....</i>	28
2.3.4.	<i>Mercado de contratos y mercado SPOT .....</i>	29
2.3.5.	<i>Transferencias económicas entre generadores.....</i>	30
2.3.6.	<i>Caracterización económica del mercado de energía.....</i>	31
2.4	MERCADO DE POTENCIA.....	32
2.5	MERCADO DE TRANSMISIÓN.....	36
2.5.1.	<i>Normativa vigente .....</i>	37
2.5.2.	<i>Remuneración al sistema de transmisión .....</i>	39
2.5.3.	<i>Esquema tarifario de transmisión chileno .....</i>	40
2.6	REVISIÓN DE SISTEMAS DE TARIFICACIÓN EN MERCADOS INTERNACIONALES.....	45
2.6.1.	<i>Australia.....</i>	46
2.6.2.	<i>New England (ISO-NE).....</i>	46
2.6.3.	<i>Pennsylvania-Jersey-Maryland (PJM).....</i>	46
2.6.4.	<i>California.....</i>	47
2.6.5.	<i>UK.....</i>	47
2.6.6.	<i>Países Bajos .....</i>	48
2.6.7.	<i>Argentina.....</i>	48
2.6.8.	<i>Colombia.....</i>	48
2.6.9.	<i>Perú y Bolivia.....</i>	48
2.6.10.	<i>España.....</i>	48
2.6.11.	<i>Alemania .....</i>	49
2.6.12.	<i>Japón.....</i>	49
<b>Capítulo 3.</b>	<b>Congestión en el Sistema de Transmisión .....</b>	<b>50</b>
3.1	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	50
3.2	CONSECUENCIAS DEL DESACOPLE ECONÓMICO .....	54
3.3	MANEJO ECONÓMICO DE CONGESTIONES EN CHILE .....	56
3.4	MANEJO ECONÓMICO DE CONGESTIONES EN MERCADOS INTERNACIONALES .....	56
3.4.1.	<i>Uplift Charges.....</i>	56
3.4.2.	<i>Financial Transmission Rights (FTR).....</i>	59
3.4.3.	<i>Flow-Gate Transmission Rights (FGR).....</i>	60
3.4.4.	<i>Modelo híbrido de derechos de transmisión .....</i>	61
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Esquema tarifario propuesto.....</b>	<b>65</b>

4.1	APRECIACIÓN CRÍTICA AL SISTEMA ACTUAL CHILENO .....	66
4.2	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA PROPUESTO .....	68
4.2.1.	<i>Costos totales de transmisión</i> .....	68
4.2.2.	<i>Peaje de transmisión</i> .....	68
4.2.3.	<i>Cargos por pérdidas de transmisión</i> .....	68
4.2.4.	<i>Pago de costos de congestión</i> .....	70
<b>Capítulo 5.</b>	<b>Ejemplos de aplicación</b> .....	<b>75</b>
5.1	SISTEMA 39 BARRAS ESTÁNDAR IEEE.....	75
5.1.1.	<i>Escenarios de operación</i> .....	75
5.1.2.	<i>Costos Marginales</i> .....	78
5.1.3.	<i>Cargos por pérdidas de transmisión a usuarios finales</i> .....	78
5.1.4.	<i>Cobertura de costos de congestión</i> .....	83
1.1.1	<i>Síntesis de resultados</i> .....	89
5.2	SEN REDUCIDO.....	94
5.2.1.	<i>Escenarios de operación</i> .....	101
5.2.2.	<i>Costos Marginales</i> .....	102
5.2.3.	<i>Cargos por pérdidas</i> .....	103
5.2.4.	<i>Cobertura de costos de congestión</i> .....	108
5.2.5.	<i>Síntesis de Resultados</i> .....	114
<b>Capítulo 6.</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>122</b>
<b>Bibliografía</b>	.....	<b>125</b>
<b>Capítulo 7.</b>	<b>Anexos</b> .....	<b>128</b>

## Índice de Figuras

Figura 1:	Sistema de precios del mercado eléctrico chileno .....	19
Figura 2:	Esquema global del mercado de energía .....	22
Figura 3:	Organización del sistema de transmisión chileno.....	39
Figura 4:	Tramo de sistema de transmisión .....	41
Figura 5:	Estructura General de Esquemas Tarifarios .....	45
Figura 6:	Tramo i-j de transmisión.....	51
Figura 7:	Despacho y costo marginal del sistema. ....	51
Figura 8:	Sistema sin congestión con desacople económico.....	52
Figura 9:	Despacho y costo marginal sistema de sistema desacoplado .....	52
Figura 10:	Sistema ejemplo Uplift Charges [26] .....	57
Figura 11:	Sistema ejemplo Uplift Charges desacoplado [26].....	58
Figura 12:	Ilustración esquemática de sistema de tarificación de transmisión actual chileno .....	74
Figura 13:	Ilustración esquemática de sistema de tarificación de transmisión actual chileno .....	74
Figura 14:	Sistema IEEE 39 barras .....	75
Figura 15:	Costos marginales sistema acoplado vs sistema Acoplado IEEE 39 barras .....	78
Figura 16:	Cargos de pérdidas de transmisión. Sistema Acoplado vs Sistema desacoplado. Sistema IEEE 39 barras .....	81
Figura 17:	Comparación de cobertura del VATT esquema actual y propuesto .....	82
Figura 18:	Cobertura de Derechos de Transmisión a cargas IEEE 39 barras .....	88
Figura 19:	Porcentaje de cobertura de créditos FGR y FTR sistema IEEE 39 barras.....	88
Figura 20:	Total de costos de cada usuario final definido por cada esquema tarifario: sistema IEEE 39 barras .....	89
Figura 21:	\$/h total sistema de costos de usuarios finales. Sistema IEEE 39 barras .....	89

Figura 22: Saldo de generadores deficitarios en zona A.....	91
Figura 23: Saldo generadores excedentarios zona A .....	91
Figura 24: Saldo Generadores deficitarios zona B.....	92
Figura 25: Saldos generadores excedentarios zona B .....	92
Figura 26: Representación SEN 67 barras .....	94
Figura 27: Capacidad instalada de generación y Generación Bruta SEN 2018.....	99
Figura 28: Costos Marginales SEN.....	103
Figura 29: Cobertura VATT - SEN.....	108
Figura 30: Cobertura sistemas de derechos financieros – SEN .....	113
Figura 31: Costos totales retiros con cobertura FTR - SEN.....	114
Figura 32: Costos totales retiros con cobertura FGR - SEN .....	114
Figura 33: Costos totales de retiros. Esquema actual y nuevo con cobertura FTR y FGR. SEN ....	115
Figura 34: Total Unidades Excedentarias Sur.....	119
Figura 35: Total Unidades Excedentarias Norte .....	120
Figura 36: Total Unidades Deficitarias Sur.....	120
Figura 37: Total Unidades Deficitarias Norte .....	121

## Índice de Tablas

Tabla 1: Esquema de tarificación modificado por ley 20.936.....	44
Tabla 2: Resumen de consecuencias económicas por desacople .....	55
Tabla 3: Resumen esquema tarifario propuesto y su comparación con esquema actual.....	73
Tabla 4: Lista de mérito IEEE 39 barras acoplado.....	76
Tabla 5: Lista mérito Zona A IEEE 39 barras desacoplado .....	77
Tabla 6: Lista mérito Zona B IEEE 39 barras desacoplado .....	77
Tabla 7: Ingresos Tarifarios sistema acoplado IEEE 39 barras .....	78
Tabla 8: Pagos a generadores por pérdidas IEEE 39 barras.....	80
Tabla 9: Cargos a Consumos por pérdidas IEEE 39 barras .....	80
Tabla 10: Cobertura de costos por congestión en mercado spot .....	84
Tabla 11: Resultados cobertura de costos de congestión por mercado spot .....	84
Tabla 12: Cobertura FTR IEEE 39 barras .....	85
Tabla 13: Cobertura FGR en FG 16-15 IEEE 39 barras .....	86
Tabla 14: Resumen de ingresos y cargos de generadores. Sistema IEEE 39 barras .....	90
Tabla 15: Despacho para sistema económicamente desacoplado .....	101
Tabla 16: Potencias, pérdidas y su valorización en tramos troncales. SEN.....	103
Tabla 17: Pago a Inyecciones por pérdidas – SEN .....	105
Tabla 18: Cargos a retiros por concepto de pérdidas - SEN .....	107
Tabla 19: Saldos de unidades generadoras escenario referencial - SEN.....	109
Tabla 20: Saldos de unidades generadoras para congestión - SEN.....	110
Tabla 21: Resumen de saldos de congestión – SEN .....	111
Tabla 22: Cobertura FTR - SEN .....	112
Tabla 23: Cobertura FGR - SEN.....	113
Tabla 24: Síntesis de Saldos totales de unidades generadoras - SEN .....	116
Tabla 25: Cargos por pérdidas sistema desacoplado IEEE 39 barras .....	128
Tabla 26: Asignación de cargos por pérdidas a retiros - IEEE 39 .....	130
Tabla 27: Pagos a inyecciones por pérdidas - IEEE 39.....	132

Tabla 28: Bloques de energía contratados sistema IEEE 39 barras .....	134
Tabla 29: Lista de mérito SEN .....	134
Tabla 30: Factores de Penalización - SEN .....	139
Tabla 31: Costos Marginales SEN .....	141



## Abreviaciones

### Mayúsculas

AIC	: Área de Influencia Común
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CMg	: Costo Marginal de energía
CNE	: Comisión Nacional de Energía
DS	: Decreto Supremo
FTR	: Derechos Firmes de Trasmisión ( <i>Fixed Transmission Rights</i> )
FGR	: Derechos Financieros de Flujos ( <i>Flowgate Rights</i> )
GSDF	: Factor de Distribución Generalizado de Desplazamiento ( <i>General Shift Distribution Factors</i> )
GGDF	: Factor de Distribución Generalizado de Generación
GLDF:	: Factor de Distribución Generalizado de Carga
IT	: Ingreso Tarifario
ITE	: Ingreso Tarifario de Energía
ITP	: Ingreso Tarifario de Potencia
MW	: Mega-Watt de potencia eléctrica
MWh	: Mega-Watt-hora de energía eléctrica
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SE	: Sistema Eléctrico
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
ST	: Sistema de Trasmisión
STN	: Sistema de Trasmisión Nacional
STD	: Sistema de Trasmisión Dedicado
SDx	: Sistema de Distribución
\$	: Dólar estadounidense

### Minúsculas

cc	: corriente continua
ac	: corriente alterna



# Capítulo 1. Introducción

---

Un aspecto importante en el diseño de los mercados eléctricos restructurados es el método de tarificación de transmisión. Es esencial para las políticas de mercados eléctricos el satisfacer a todos los usuarios a través de un esquema de cargos de transmisión justo y equitativo.

En Chile, desde la restructuración en la década de 1980 hasta la actualidad, se estableció el pago de *ingresos tarifarios* para remunerar el sistema de transmisión, que representaban las pérdidas de potencia y energía en sus respectivos tramos. Dada la insuficiencia de dichos cargos para la cobertura de los costos de transmisión, que se fue evidenciando con el paso del tiempo debido a una mayor cantidad de instalaciones y de mayor costo y al aumento de la eficiencia de las líneas y transformadores que disminuye las pérdidas valorizables, es que se introdujeron cambios en la regulación que incluyeron cargos adicionales conocidos como peajes de transmisión. De esta manera fue posible completar el financiamiento de las empresas transmisoras. Sin embargo, los ingresos tarifarios han permanecido siendo parte del esquema tarifario que define los pagos al sistema de transmisión a pesar de que se ha demostrado que los peajes de transmisión tienen la capacidad de reunir el total de los costos de transmisión.

## 1.1 Motivaciones

La actual metodología de manejo de congestiones en Chile establece que se debe compensar a empresas generadoras afectadas por eventos de congestión, siendo la demanda el agente que debe pagar estos costos, sin tener para estos, además, cobertura financiera. A su vez, las empresas transmisoras no son penalizadas por congestiones. Estos son paradigmas contradictorios para incentivar la inversión en líneas y así evitar congestiones a largo plazo.

Esto, junto con la tendencia a simplificar el sistema de pagos de transmisión, son las principales motivaciones a definir un nuevo sistema más equitativo y transparente, que pueda entregar adecuadas señales de inversión para la expansión del sistema.

## 1.2 Hipótesis y Objetivos

### 1.2.1. Hipótesis

Debido a que la legislación chilena establece que el propietario de los sistemas de transmisión remunera sus instalaciones independientemente de la existencia de flujos de potencia a través de ellas, es posible redefinir el esquema de tarificación actual de transmisión nacional, tal que los costos de transmisión puedan ser cubiertos completamente por un esquema simplificado de peajes sin la inclusión de ingresos tarifarios. Consecuentemente, es posible definir un método alternativo de compensación a los generadores afectados en sus balances de transferencias de energía prescindiendo de la componente de congestión de ingresos tarifarios que se emplea de acuerdo a la regulación actual. Y a su vez, reformular la remuneración de las pérdidas de transmisión, atribuibles a las inyecciones de energía en el sistema.

### 1.2.2. Objetivo General

Formular un esquema de tarifas de transmisión nacional simplificado, donde se evite generar sobrecargos a los diferentes agentes y exista un desacople entre el financiamiento de las instalaciones de transmisión, la cobertura de costos de congestión y la remuneración de pérdidas de transmisión.

### 1.2.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta tesis son los siguientes:

- Compensar a generadores por afectaciones en sus balances de transferencias de energía a raíz de las congestiones sin hacer uso de las componentes de ingresos tarifarios de congestión.
- Suprimir ventajas o desventajas comparativas de los agentes de acuerdo a la zona en la que están ubicados con respecto al desacople.
- Remunerar las pérdidas a los generadores que han sido afectados por este concepto en sus inyecciones al sistema. Buscar un método que resulte efectivo para realizar asignaciones de cargos e ingresos, según corresponda.
- Reducir los cargos asumidos por la demanda en casos de congestión.
- Disminuir incentivos de congestión y entregar señales de expansión de los tramos de transmisión.
- Evitar sobrecargos a la demanda por divergencias entre cargos por pérdidas definidos por el operador y los impuestos por los propios generadores.

### 1.3 Revisión Bibliográfica

En [1]–[3] se presentan antecedentes sobre el proceso de desregulación económica y su impacto en la industria eléctrica chilena, sudamericana y de algunos países europeos. En [4] se caracterizan las estructuras de mercado tipo *pool* y mercado basado en negociaciones bilaterales. Se analizan las herramientas financieras que utilizan estos esquemas y las estrategias de manejo de congestiones. Para este punto se introduce un nuevo modelo basado en teoría de juegos, aplicable a la estructura de negociaciones bilaterales. En [5], se enuncian los principales aspectos regulatorios y económicos que caracterizan la estructura tipo *pool* mandatoria del mercado eléctrico chileno, haciendo énfasis en las ventajas comparativas que tiene este modelo de acceso abierto con respecto a la industria verticalmente integrada previa al proceso de desregulación. Se enuncian las ventajas y desafíos económicos y operacionales que enfrentarían los agentes del mercado bajo esta estructuración. Se presenta el contraste de la experiencia chilena con algunos de los países que posteriormente la implementaron.

[6] es la ley general de servicios eléctricos refundada en 1982 con sus posteriores modificaciones hasta octubre de 2016. En ella se establecen las condiciones, en términos legales, para el funcionamiento del mercado eléctrico, que, junto con sus respectivos reglamentos y normas técnicas, definen las condiciones técnicas-económicas para la operación del sector eléctrico. La modificación más importante a esta Ley se presenta en [7], donde se re-definen los subsistemas de transmisión, se crea un organismo coordinador independiente y principalmente se asigna un rol más participativo para el Estado en la planificación y regulación del sistema. En [8] se introduce un análisis sobre otras modificaciones anteriores a este cuerpo legal, mediante las ley 20.085 de incentivos a energías renovables; las leyes cortas I y II (19.440 de 2004 y 20.018 de 2006 respectivamente).

En [9]–[14] se incluye el reglamento de la ley general de servicios eléctricos, un reporte global sobre la regulación del segmento de transmisión eléctrica chilena, el reglamento de las transferencias de potencia entre empresas generadoras, el decreto 23T cuadrienal que establece las condiciones para la aplicación de las tarifas de transmisión y elaboración de las proyecciones anuales de estas mismas, un estudio de transmisión troncal y el procedimiento de la dirección de peajes del coordinador chileno para la aplicación del decreto 23T respectivamente. Estos documentos contienen gran parte del marco

regulatorio aplicable a la transmisión, así como una visión global y de los principales aspectos económicos, técnicos y legales de este subsector en Chile.

Los documentos [15]–[21] presentan información relacionada al mercado de energía basado en la teoría marginalista de precios nodales. El predespacho de generación, predicción de demanda, despacho económico, mercado spot, transacciones bilaterales de energía son algunos de los conceptos ampliamente analizados en estos trabajos.

En [22] se plantean las condiciones que debe cumplir un esquema de tarificación de precios de transmisión y precios de energía para la óptima operación económica y propiciar las condiciones para el desarrollo de la competencia perfecta en un sistema desregulado y para su implementación política. Estas condiciones son enunciadas a partir de la información obtenida de ocho estudios de precios de transmisión de un grupo de trabajo del *Energy Modeling Forum*. En [23] se hace una revisión de los principales métodos de asignación de peajes de transmisión comúnmente usados en la literatura. Como el método de estampillado, MW-Milla, métodos de identificación de flujos, prorratas, entre otros. En la discusión de los resultados obtenidos de la simulación de la operación para un sistema estándar de 13 barras, se analizan las ventajas de cada uno de los métodos estudiados. En [24] se estudian los métodos de asignación de cargos por pérdidas de transmisión a los diferentes usuarios de un sistema. Así como también los métodos de asignación de costos de transmisión a los diferentes usuarios por medio de peajes de transmisión. En particular, se hace énfasis en la suficiencia y simplicidad del estampillado como método de remuneración de peajes y se plantea que las pérdidas de transmisión deberían ser pagadas a los generadores que producen la energía que se pierde en las líneas.

En [25] se presenta un análisis y evaluación de un algoritmo para el cálculo de factores de penalización en análisis estático de Powerfactory Digsilent.

En [26] se hace una revisión de las principales estrategias de manejo económico de congestiones utilizadas por los operadores de los mercados. Se describen las metodologías *Uplift Charges*, *System Redispatch Payments* y *Congestion Revenues*. También se presentan los sistemas de derechos financieros de transmisión “*Financial Transmission Rights*” como combinación de los dos últimos. En [27], [28] se analizan las metodologías de créditos basados en “*Financial Transmission Rights*” y “*Flow-Gate Transmission Rights*” usadas en sistemas nodales y zonales respectivamente, para cobertura de costos de congestión. Se hace énfasis en sus ventajas y desventajas comparativas. Se plantea un modelo computacional que permite integrar la aplicación de los “*Flow-Gate Transmission Rights*” en sistemas zonificados a partir de un modelo centralizado con despacho nodal basado en

costos marginales locales que reflejan el costo de congestión para escenarios con diversas condiciones hídricas y distintos niveles de carga. En [29] se presenta el modelo de subastas y distintas variaciones de sistemas de “*Financial Transmission Rights*” en sistemas de despacho multinodal, estudiando el caso específico del mercado PJM. En esta publicación se describen los diferentes métodos de adquisición de estos derechos, los aspectos de obligatoriedad, se modelan las pruebas de factibilidad realizadas por el operador del sistema y los modelos matemáticos de despacho multinodal con uso de créditos de congestión. En [30] se presenta la formulación de los sistemas de derechos de transmisión, tanto físicos como financieros. Se enuncian las diferentes configuraciones de estas reservas, como punto-a-punto, rutas ficticias (*transaction paths*) o de flujos paralelos para la estructuración de los contratos de congestión que allí se definen. En [31] se presenta un estudio sobre las dificultades de la implementación de un sistema zonal basado en acuerdos bilaterales y manejo de congestiones interzonales. Y la consecuente transición a un modelo centralizado.

En [32] se tiene un reporte de los modelos de tarificación en transmisión de España, Países Bajos, Alemania, Australia y PJM en Estados Unidos. También se enuncia una visión global de varios otros esquemas de tarificación utilizados en varios países alrededor de todo el mundo. En [33] se tiene un reporte de los esquemas de tarificación en transmisión en varios mercados estadounidenses, como el PJM, Nueva Inglaterra, Texas y California. En [34] se presenta una revisión del mercado eléctrico chileno, describiendo detalladamente el subsector de la transmisión. Se presentan la comparación de este esquema con los de países latinoamericanos como Perú, Argentina y Colombia. En [35] se presenta un análisis de la tarificación en transmisión comúnmente usado en mercados centralizados. Se enuncia la experiencia internacional, con países como el Reino Unido, Nueva Zelanda, Argentina y Chile. En [36], [37] se presenta una descripción del sistema tarifario japonés.

[38] es un reporte energético anual de 2016 de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos. En este reporte se puede encontrar, entre una gran variedad de información energética, el costo variable de combustibles estimado para la producción de energía eléctrica a partir de distintos tipos de tecnologías de generación.

En [39] se presenta el modelamiento de los tipos de cargas de acuerdo a su carácter industrial o residencial, y el valor de sus factores de consumo.

La bibliografía de la presente tesis abarca los fundamentos teóricos sobre los cuales está basado el funcionamiento actual del mercado eléctrico en Chile, bajo la estructura definida por la reestructuración y sus posteriores modificaciones, considerando los documentos legales oficiales y

trabajos que realizan estudios y análisis de su regulación. También contiene los fundamentos de los mercados con estructuras similares a este, en cuanto a mercados de generación y transmisión se refiere, incluyendo una visión global de los mercados internacionales. Se ha hecho énfasis también, en las estrategias de manejo de congestiones y de metodologías de tarificación y asignación de cargos en el segmento de transmisión para el modelo de mercado respectivo.

Considerando este marco teórico, se tienen las bases suficientes para poder formular el esquema que este trabajo propone, así como para llevar a cabo las simulaciones que generan los resultados a analizar.

## **1.4 Alcances y limitaciones**

Este trabajo se aleja de ser un estudio que presente la formulación de un nuevo modelo matemático de tarificación o la utilización de una teoría alternativa a la existente. Más bien es la re definición de una estructura donde se han identificado problemáticas, utilizando teoría ya existente para suprimir las desventajas que tiene el sistema actual. Se limita al sistema chileno, sin embargo, también se incluye una mirada global hacia los mercados extranjeros.



## Capítulo 2. Generalidades

---

Este capítulo, de carácter descriptivo, introduce los fundamentos y conceptos claves que permiten comprender las problemáticas que motivan a la formulación de un nuevo esquema de tarificación de transmisión.

En la primera sección se otorga un panorama general de la regulación eléctrica chilena desde la reestructuración de la industria eléctrica hasta la actualidad. En la segunda sección se hace una descripción concisa de la estructura del mercado eléctrico chileno. La tercera sección describe el mercado de la generación de electricidad en Chile, esto contempla tanto el mercado de energía como el de potencia. Finalmente, la cuarta sección presenta el mercado de transmisión, sus aspectos regulatorios y la descripción de su esquema tarifario.

### 2.1 Aspectos regulatorios del sector eléctrico chileno

Después de décadas y hasta 1982, el sistema eléctrico chileno funcionaba como una estructura verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución de energía, propiedad del Estado y operada por la empresa Endesa [1]; la planificación era centralizada y las decisiones eran tomadas en base a variables de largo plazo. De acuerdo a algunos estudios de investigadores chilenos [1] o extranjeros [2], [3]; este tipo de empresa se caracteriza por ser un monopolio ineficiente del punto de vista técnico y económico, donde los usuarios están sometidos a pagar costos debido al defectuoso desempeño del sistema y a las políticas inadecuadas. Comienza así el proceso conocido como desregulación de la industria, que, en el caso del sector eléctrico, Chile es pionero.

Este proceso consiste en la privatización del sistema, desagregación e implementación de la libre competencia. En particular, se basa en los siguientes tres conceptos principales:

- Desagregación (*Unbundling*): Se da paso de un sistema verticalmente integrado a uno dividido en generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, cada una con propietarios distintos. Esto resulta en una ventaja, ya que bajo esta estructura segregada pueden originarse economías de escala en empresas pertenecientes a dichos subsectores, de esta forma se puede generar mayor rentabilidad y expandir las empresas, mientras que en una industria integrada esto no puede ser posible, pues las fuentes habituales de economías de escala (apertura

tecnológica, inventario, gestión, sector financiero, marketing, etc.) que reducen costos a mediano plazo y facilitan la expansión, no son transferibles entre los subsectores mencionados.

- **Liberalización:** Consiste en implementar la libre competencia en el mercado. En teoría, se desea establecer un sistema en su mayoría autorregulado, en vez de uno totalmente regulado por el Estado. En el sector de generación se implementa la competencia libre y perfecta con sus respectivos marcos legales. En transmisión y distribución, al ser monopolios naturales, se establece una estructura de monopolio natural con emulación de competencia libre y perfecta por medio de regulaciones.
- **Privatización:** Consiste en transferir todos los activos de generación, transmisión y distribución a capitales privados.

De esta forma, el Estado deja de lado su rol de ente regulador directo y se da origen a un modelo regulatorio que es formalizado en 1982 en las disposiciones legales del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del ministerio o Ley general de servicios eléctricos, en adelante, la Ley (junto con todas sus posteriores modificaciones) [7]. Este suceso definiría el orden que va a tener el panorama financiero y legal del mercado eléctrico desde que su implementación hasta la actualidad.

El proceso de desregulación se fundamenta en la premisa de generar condiciones favorables de mercado y garantizar la competencia en el sector eléctrico, considerando que las fuerzas del mercado representan el mecanismo básico para la correcta asignación de recursos y asumiendo que los agentes privados, impulsados por la competencia, tienen mayor capacidad de administración que el Estado, y así pueden ofrecer mejores estándares de calidad y seguridad en el sistema.

Por otro lado, las políticas relacionadas a la energía son regidas por el respectivo ministerio, y la Comisión Nacional de Energía (CNE, creada en 1978 mediante decreto supremo) es la responsable de ejecutar las políticas por medio de las leyes, reglamentos y normas. Además, el Estado desempeña un rol subsidiario, que implica el apoyo a los sectores más vulnerables de la población por medio de subsidios directos sin distorsionar los precios de bienes y servicios, reconociendo su costo de oportunidad real. La ley chilena de 1982 fue pionera en el proceso de desregulación a nivel mundial, y fue llevada a cabo varios años antes de que se implementara en países como Estados Unidos y el Reino Unido [1]–[3].

De ahí en adelante el marco regulatorio experimentó algunas modificaciones como las introducidas por la ley corta I de 2004 (19.940) que orientada a un mejoramiento del desarrollo competitivo de ella,



principalmente adecuando las tarifas de transmisión y manteniendo la planificación descentralizada; la ley corta II de 2005 (20.018), que introdujo las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras para estimular las inversiones en el segmento de generación, la ley 20.257, que impulsa el desarrollo de generación ERNC al obligar a las empresas generadoras que el 5% de sus inyecciones a la red sean de este tipo de tecnología. Sin embargo, la ley no tendría cambios sustanciales hasta la introducción de la ley 20.936 de 2016 que principalmente modifica el régimen de remuneración en transmisión, redefine los segmentos de transmisión, introduce los polos de desarrollo y una planificación energética centralizada con un fuerte protagonismo del Estado a largo plazo; y también crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, entre otros cambios [8].

## 2.2 Estructura del mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno tiene una estructura mandatoria de mercado tipo *pool* con costos auditados, y sus aspectos locales<sup>1</sup> son basados en la teoría nodal de mercado spot. Esto quiere decir que: El modelo se basa en la acción de un operador centralizado que recibe ofertas de un gran conjunto de generadores, seleccionando a partir de ellos la alternativa más eficiente para suplir la demanda del sistema, procurando evitar congestiones y encargándose de coordinar las transacciones financieras que involucran pagos entre vendedores y consumidores [4]. Los generadores deben reportar sus costos de producción junto con sus ofertas de energía y disponibilidad; lo anterior está sujetos a auditorías dirigidas por el coordinador.

Los precios que rigen las transacciones de energía reflejan tanto los costos de producción de los generadores despachados, como un ajuste realizado por el coordinador que emula el valor asociado a la localización física de los generadores en términos de las pérdidas del sistema y de las limitaciones de transmisión.

Bajo este modelo, todas las transacciones realizadas entre productores y consumidores de energía, deben realizarse a través del operador del sistema y no de manera directa con el proveedor (concepto de bolsa: generación ofrece y la demanda compra), por ende, la implementación de cualquier acuerdo

---

<sup>1</sup> Los aspectos locales están asociados a la ubicación física de los componentes del sistema, donde la distancia entre generación y consumo definen una cierta cantidad de pérdidas de potencia, y eso se refleja en términos económicos dentro del mercado eléctrico.

bilateral de transacciones, debe hacerse por medio de herramientas financieras denominadas Contratos de Suministro.

Por otra parte, la transmisión de la energía desde productores a consumidores también debe ser coordinada por el operador. Quien también debe supervisar sus óptimas condiciones de seguridad, calidad y confiabilidad, así como coordinar los pagos por los servicios de transmisión de acuerdo a lo estipulado por la Ley y los respectivos reglamentos. La prestación de servicios complementarios por parte de los agentes también es instruida por el operador de acuerdo a la normativa.

Otros países siguen la estructura *Biding*, que se basa en negociaciones bursátiles, sin embargo, este modelo funciona cuando se tienen mercados con mayor cantidad de participantes con capacidades financieras similares en donde se pueda desarrollar una competencia limpia. Si no, se dan problemas de juegos corporativos asociados al poder de mercado de los diferentes agentes y se puede desencadenar la salida de algunos participantes teniendo como resultado un mercado distorsionado y controlado por una gran o pocas grandes empresas [4], [5].

A continuación, se detallarán brevemente los aspectos más importantes que forman parte de la estructura del mercado, que son los contratos de suministro, el sistema de precios, el concepto de libre acceso a transmisión, el rol del coordinador y los tipos de consumidores del mercado.

### **2.2.1. Contratos de Suministro**

Dentro de la estructura tipo *pool*, el mercado debe estar balanceado. Es decir, ningún oferente/consumidor puede transar energía sin un contrato de suministro. Esto también incluye a los clientes regulados (contrato por adhesión).

Los contratos de suministro determinan principalmente el precio al que se van a realizar las transacciones entre proveedores y consumidores y establece los bloques de energía y potencia a comprometer. El precio tiene tres niveles: primero, cuánto es lo que se paga por energía y potencia en la barra de retiro (puede estar sujeto o no a peaje dependiendo de donde se va a localizar dicha barra). Segundo, la calidad del servicio (interrupciones). Tercero, son las compensaciones económicas por interrupciones.

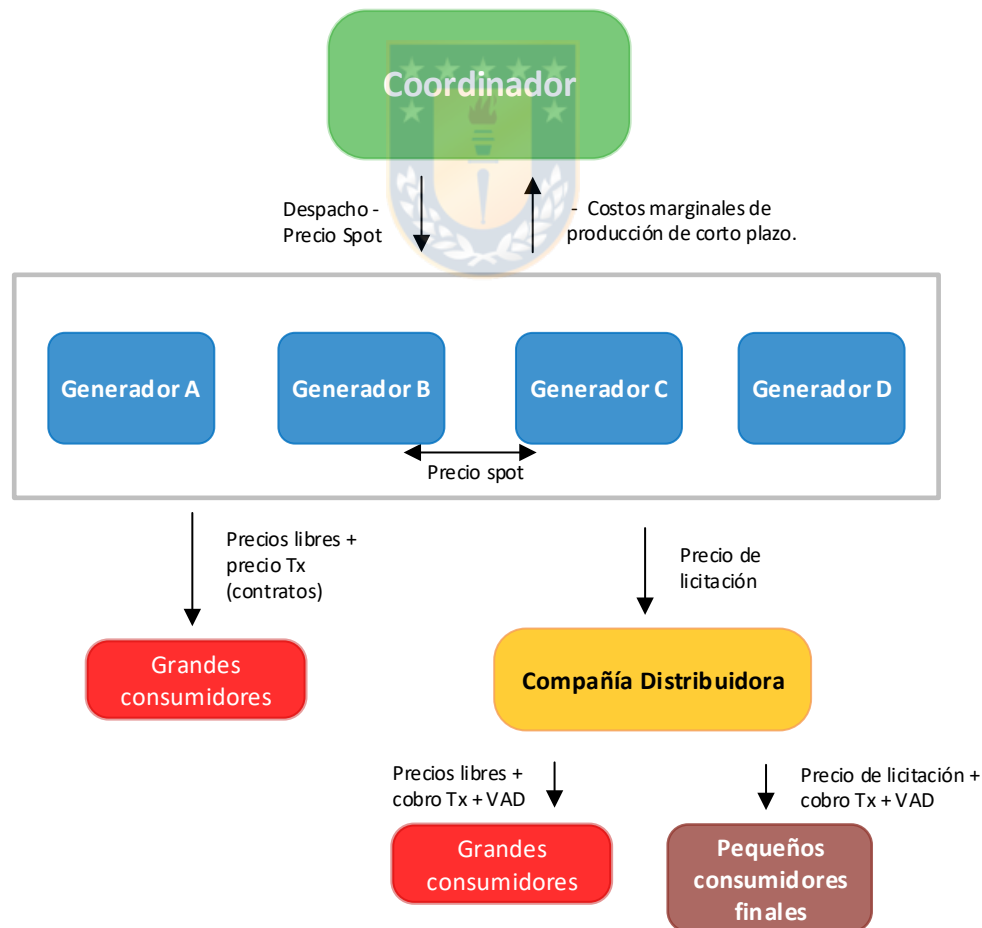
Los contratos de suministro, principalmente acuerdan el precio al cual se transará la energía y la potencia disponible que debe tener el suministrador para asegurar la disponibilidad de suministro. Por lo tanto, estos conceden la ventaja a los generadores de asegurar cubrir sus costos variables de

producción y costos de desarrollo. Por el lado de los consumidores, contar con contrato de suministro permite asegurar el suministro de energía y una cantidad de potencia con estabilidad en el precio ante las fluctuaciones que pueda tener el costo marginal de energía.

Además, las entidades financieras tienden a privilegiar el hecho que detrás de un proyecto de generación, exista un comprador identificable con suficiente respaldo económico que asegure la rentabilidad de dicho proyecto.

### 2.2.2. Sistema de precios

La Figura 1 ilustra una visión esquemática del sistema de precios del mercado eléctrico chileno. Bajo este esquema se busca crear condiciones para la operación descentralizada y buscar generar competición y participación de capitales privados en el sector.



**Figura 1: Sistema de precios del mercado eléctrico chileno**

Una de las herramientas necesarias para cumplir estos objetivos, es diseñar un sistema de precios basado en los costos marginales de producción de la energía. En este se definen precios explícitos entre compañías generadoras y distribuidoras, de transferencias de energía entre empresas generadoras (*spot*), tarifas aplicables por las distribuidoras a pequeños usuarios finales y finalmente, libertad de negociación de precios entre grandes usuarios finales y empresas generadoras o distribuidoras.

En general, el precio de mercado o precio libre de contratos se forma a partir de los precios proyectados a largo plazo, y del precio de corto plazo. Se suele mencionar que el segundo corresponde a un ajuste del primero. En síntesis, se tiene una proyección precios de energía de largo plazo y una a corto plazo realizada por el operador del sistema; en Chile, la primera es mensual y se proyecta a doce años y la segunda es semanal. Cabe destacar que los precios de energía que conforman los contratos de suministro dependen tanto de los precios de corto y largo plazo (costo marginal y precio de nudo de largo plazo, respectivamente), y su composición depende de los acuerdos entre vendedores y consumidores. Las eventualidades<sup>2</sup> se transfieren sólo a los precios de ajuste [15],[16].

Los precios de licitación son el resultado de acuerdo del Estado y los productores de energía, mediante las respectivas políticas. A su vez, los usuarios deben pagar por el uso de las líneas de los diferentes segmentos de transmisión.

### **2.2.3. Libre acceso de transmisión**

Las empresas dueñas de las instalaciones de transmisión deben garantizar el libre acceso a sus instalaciones si existe la capacidad disponible. Este concepto es clave para lograr la competencia en el mercado eléctrico, pues evita que la imposibilidad de inyección de la energía sea una barrera de entrada a los participantes que quieran ingresar al mercado [17].

Para que un usuario pueda tener acceso al sistema de transmisión, éste debe cumplir con una serie de requerimientos y efectuar una solicitud de conexión al organismo coordinador, para luego realizar las respectivas pruebas de conexión y finalmente obtener la aprobación de la conexión por la CNE.

---

<sup>2</sup> Por eventualidad se puede entender alguna anomalía en la operación programada que incida en los precios de mercado, como la indisponibilidad de una unidad generadora o de una línea de transmisión.

#### **2.2.4. Operador Independiente (ISO)**

Se ha mencionado que existe un operador con un rol de planificador y coordinador de la operación del mercado. En Chile, este es un organismo central que determina la operación de los generadores, transmisores, empresas distribuidoras y grandes consumidores industriales. El coordinador es el responsable de la planificación de la operación del sistema de corto y largo plazo, como de efectuar las transferencias económicas entre las empresas participantes, de monitorear y realizar los estudios correspondientes a la seguridad y calidad de la operación, y a garantizar el libre acceso a los agentes que quieran incorporarse al sistema eléctrico, entre otros aspectos.

La figura del coordinador se estableció en la ley general de servicios eléctricos de 1982, pero comenzó a funcionar en 1985 como el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), uno para cada subsistema del ahora Sistema Eléctrico Nacional (Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande).

El año 2016, con la última modificación a la ley general de servicios eléctricos, se establece un nuevo Coordinador Independiente (en adelante, Coordinador) que se encarga de coordinar la operación de todo el Sistema Eléctrico Nacional.

#### **2.2.5. Tipos de consumidores:**

La normativa reconoce dos tipos de consumidores, que se definen como clientes libres y clientes regulados.

Para los primeros se asume que tienen poder de mercado suficiente para negociar los precios y mantener contratos directamente con las empresas generadoras, comercializadoras o de distribución. Además, los clientes libres pueden estar conectados en cualquier punto del sistema de transmisión, mediante barras propias o de terceros. Para todo consumidor cuya potencia conectada sea superior a 5 MW, la ley dispone de libertad de precios, considerándose como cliente libre. Aunque, aquellos consumos que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden optar si calificar entre cliente libre o regulado. En cualquier caso, el respectivo acuerdo se prolonga por cuatro años.

El gobierno a través de la CNE determina el precio para los clientes regulados, además determina las condiciones de operación. Para estos clientes, las negociaciones bilaterales con el suministrador son realizadas por medio del Estado. Consumos entre 0-500 kW se pueden considerar como clientes regulados. Este tipo de clientes se encuentra conectado al sistema de distribución [6].

También, cabe mencionar la existencia de comercializadores, que se encargan de negociar con los usuarios. En Chile los generadores y distribuidores son comercializadores, en otros países se separan estos roles [18].

## 2.3 Mercado de Energía

Este mercado está conformado por las empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras cuyas unidades son despachadas por el coordinador para cubrir los requerimientos de la demanda de energía. La energía despachada que los generadores venderán en este mercado tiene dos clasificaciones: energía de mercado spot y energía vendida a consumidores finales y/o a empresas distribuidoras con contrato de suministro. Como resultado del despacho económico, el coordinador también da a conocer el costo marginal del sistema en dólares por MWh.

El mercado spot es donde se da lugar a la compra y venta de excedentes de energía entre empresas generadoras valorizados a costo marginal; y el mercado de contratos, donde los generadores despachados o no despachados deben dar cumplimiento a los compromisos contractuales de energía con los respectivos consumidores, el precio de la energía en el caso de los contratos es determinado por un acuerdo bilateral y está indexado al costo marginal. La diferencia entre la energía despachada de cada generador con su compromiso contractual da lugar a los excedentes (o déficit según sea el caso) de energía disponible para spot. La Figura 2 muestra una visión esquemática del mercado de energía.

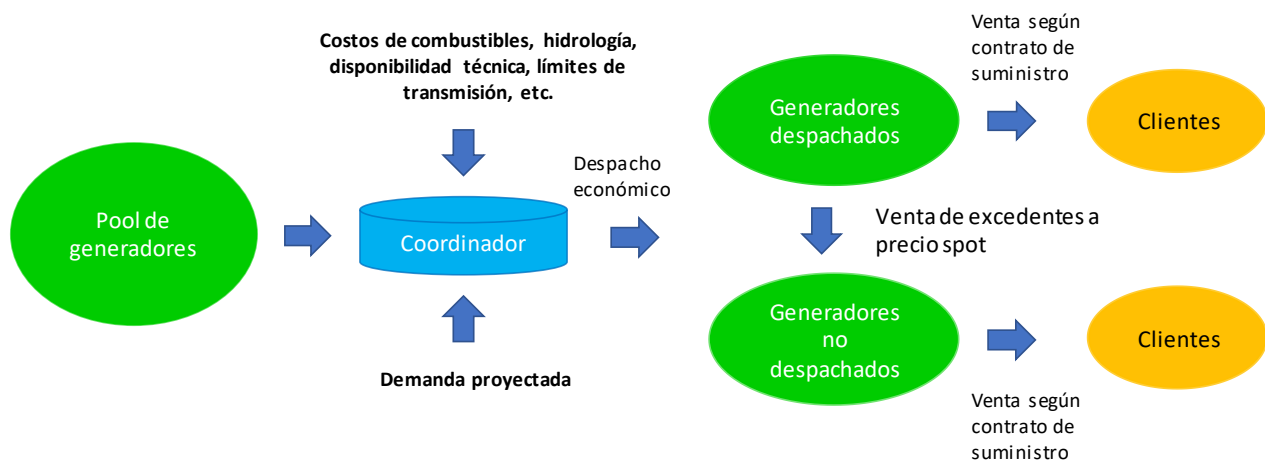


Figura 2: Esquema global del mercado de energía

El despacho de las unidades planificado por el coordinador se define en la Programación de la Operación y lo realiza por medio de su Gerencia de Operaciones. Existe programación de la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema.

El proceso del despacho consiste básicamente en conocer la demanda del sistema (en base a modelos predictivos), y a partir de ahí, determinar cuál es la mejor opción desde el punto de vista técnico y económico de selección de unidades generadoras que van a suministrar la energía requerida para satisfacerla. El despacho económico es precedido por un proceso de predicción de la demanda y luego de un predespacho de unidades.

En los tres apartados siguientes se detalla el proceso que sigue el coordinador para realizar el despacho. En el apartado 2.3.4 se describe el mercado spot y de contratos en base al resultado del despacho. En el apartado 2.3.5 se enuncian algunas consideraciones regulatorias de transferencias económicas entre las empresas generadoras. Finalmente, en el apartado 2.3.6 se introducen algunos aspectos económicos importantes a tener en consideración del sector de las empresas generadoras.

### **2.3.1. Predicción de demanda y predespacho de unidades**

En Chile, la demanda se estima con una semana de anticipación. Todos los días miércoles se entrega la predicción de la demanda para los próximos siete días (Programación de Corto Plazo). Esta predicción se realiza en base al perfil de consumo del día, condiciones climáticas, hora de demanda máxima, eventos sociales, estación del año, etc.

Una vez estimada la demanda, para poder suplirla, se debe seleccionar las unidades más baratas y disponibles para un posterior despacho. Este proceso de selección se conoce como predespacho de unidades y se realiza cada una hora.

En la estructura *pool*, todos los generadores entran a una lista de unidades disponibles por obligación. Es decir, si la unidad está operativa, sin fallas, y con disponibilidad de combustible primario, ésta se encuentra obligada a comunicarle al operador que se encuentra habilitada. Si el propietario no desea estar disponible para generar, debe declararse en falla. En este caso, se pierden los ingresos por el mercado de potencia (que se detallará más adelante) y además, quedará sujeto a auditorías para determinar si efectivamente se encuentra en esta condición. En caso de que se determine lo contrario, debe pagarse una multa. Por otro lado, el propietario de cada unidad debe declarar los costos de producción de 1 MWh en su planta, lo que también está sujeto a auditorías y a eventuales multas.

Además, se deben considerar los siguientes aspectos: el costo de encendido y costo de apagado de las unidades, tiempo mínimo de encendido y tiempo mínimo de apagado, limitaciones debido a rampas de subida y rampas de bajada. Esto quiere decir, que una vez las unidades se encuentran operando en sincronismo y se quiere, por ejemplo, aumentar generación, se debe hacer a una cierta tasa para respetar aspectos técnicos. También hay un número determinado de veces que se puede variar la salida desde máximo a mínimo en un cierto período de tiempo. Todas estas consideraciones se deben tener en cuenta antes de realizar el predespacho, para que las unidades seleccionadas estén en condiciones de efectuar transferencias de energía según el despacho económico.

Cabe hacer mención, además, que una unidad térmica se encuentra en “banking” cuando está conectada a la red, sin generación, pero con las condiciones térmicas de la caldera como si estuviera generando. No todas las unidades pueden entrar en banking, depende de la estructura de la caldera.

Los estados de la máquina se suelen clasificar como apagado, *banking*, encendido a mínimo técnico y encendido a máximo técnico.

Considerando lo anterior, para el problema del predespacho se considera la siguiente función objetivo, que representan los costos de despachar la unidad:

$$\sum_h^{168} \sum_n^{N_u} \{u_n^h \cdot C_n^h(P_n^h) + CSU_n(S_n^h) + CSD_n\} \quad (3.1)$$

Donde,

- $h$ : Índice que representa cada una de las 168 horas de la semana.
- $n$ : Índice que representa la  $n$ -ésima unidad del sistema.
- $N_u$ : Número total de unidades del sistema.
- $u_n^h$ : Valor 1 si la máquina está encendida y 0 si está apagada.
- $C_n^h(P_n^h)$ : Costo de operar la máquina. Es constante si la unidad está en banking, y es cuadrática en función de la potencia si la máquina opera a mínimo o máximo técnico.
- $CSU_n(S_n^h)$ : Costo de encendido, es lineal en el tiempo para partida en banking, y es exponencial en el tiempo para partida en frío.
- $CSD_n$ : Costo de apagado, es constante.



El principal problema del predespacho es la búsqueda de la mejor opción, pues se tienen muchas combinaciones de predespacho que satisfacen el problema.

En el predespacho se debe considerar la cobertura de la demanda y la reserva en giro. Esta última es el margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de unidades generadoras sincrónicas en operación puede aportar y sostener ante un aumento brusco en la demanda o reducción brusca de la generación, para en el caso chileno, y que es empleado por razones de seguridad y está caracterizado por la velocidad de respuesta de generación [40]. Las unidades asignadas para conformar la reserva en giro son seleccionadas en base a estudios dinámicos. En general, las unidades de tecnología hidráulica tienen mejor tiempo de respuesta que las unidades de tecnología térmica.

Por lo tanto, el resultado del predespacho es un subconjunto del *pool* de generadores que constituyen una condición sub-óptima técnico-económica. Es decir, para alcanzar el óptimo se debe realizar el despacho y los ajustes de tiempo real. Donde se toman consideraciones de disponibilidad técnica, congestiones, restricciones técnicas, pérdidas, etc.

### 2.3.2. Despacho económico de unidades generadoras

Una vez que se realiza el predespacho, se cuenta con las unidades candidatas a despachar, con el perfil estimado de la demanda, y con las funciones de costos de producción de los generadores. Luego se considera:

La función de costos de producción total:

$$F_T = \sum_{n=1}^k F_n \quad (3.2)$$

La potencia total generada de todas las k unidades despachadas:

$$P_n = \sum_{n=1}^k P_n \quad (3.3)$$

Y la ecuación del equilibrio de potencia:

$$\sum_{n=1}^k P_n - P_L - P_R = 0 \quad (3.4)$$

$$\sum_{n=1}^k P_n - P_L - P_R = 0 \quad (3.5)$$

Donde  $P_n$ ,  $P_L$  y  $P_R$  son las potencias generadas, pérdidas en líneas y retiros respectivamente.

En base a la teoría marginalista se resuelve el problema de cuáles generadores van a entrar a producir, se tiene:

$$\sum_{n=1}^k dP_n - dP_L = 0 \quad (3.6)$$

Si:

$$dF_T = 0 \quad (3.7)$$

$$dF_T = \sum_{n=1}^k \frac{\partial F_T}{\partial P_n} dP_n = 0 \quad (3.8)$$

Se obtiene el costo mínimo. Además, se tiene que la derivada de las pérdidas de transmisión como función de las potencias transmitidas:

$$\sum_{n=1}^k \left( \frac{\partial F_T}{\partial P_n} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_n} - \lambda \right) dP_n = 0 \quad (3.9)$$

Entonces:

$$\frac{\partial F_T}{\partial P_n} + \lambda \left( \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \right) - \lambda = 0 \quad (3.10)$$



Reagrupando:

$$\frac{\partial F_T}{\partial P_n} \left( \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right) = \lambda \quad (3.11)$$

Esto quiere decir que el producir una unidad de energía adicional referida a alguna barra, tiene el mismo costo de producción para cada una de las unidades. En este contexto, lambda es el Costo Marginal de producción, que corresponde a la solución Lagrangiana del despacho económico. El término  $\left( \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right)$  corresponde al factor de penalización, que valoriza las pérdidas de transmisión de la unidad de energía adicional. Mientras el término  $\frac{\partial F_T}{\partial P_n}$  representa el costo de producir la unidad de energía de la planta sin considerar las pérdidas.

El factor de penalización, por ende, es una medida de la ineficiencia en la operación, pues a mayor cantidad de pérdidas asociadas a la generación de cada unidad, mayor va a ser su costo de producción de energía.

Si la función de costos es lineal, se tiene la ventaja de que las derivadas son constantes. Por ello, es usual linealizar estas funciones, así pues, no se debe resolver este sistema complejo de ecuaciones, sino que ordenar las funciones derivadas de la más barata a la más cara. Además, los factores de penalización se calculan en rangos de tiempo por bloques horarios, determinados en como indican los procedimientos del Coordinador.

La lista resultante de ordenar las unidades desde la más barata a más cara luego de aplicar los factores de penalización, se denominan lista de mérito.

Para confeccionar la lista de mérito, se debe establecer una barra de referencia de energía, donde se asume que está conectada toda la demanda del sistema, así, los costos de producción de todas las unidades son referidos a ésta, multiplicando el factor de penalización correspondiente a la localización de la unidad generadora y a los tramos que la separan de la barra de energía.

Entonces se tiene que, a partir de una cierta demanda más pérdidas, se despachan las unidades necesarias para suplir esa demanda de acuerdo al orden de la lista. La última unidad despachada es la que fijará el costo marginal del sistema. Luego, este costo se divide por el factor de penalización y de esta forma se obtiene el costo marginal en cada barra. Este es el precio de corto plazo que influirá en el precio de los retiros o de contrato en dicha barra.

La rentabilidad del negocio para la unidad que margina dependerá de cuán conveniente sea el contrato de largo plazo, pues el precio al cual está vendiendo la energía será cercano o igual a su costo variable de producción. Por otro lado, los costos fijos de producción son cubiertos por el mercado de potencia, pues no están asociados a los costos variables que son considerados en el mercado de energía.

Esto último determina que en general, a los propietarios de las unidades que participan en el mercado de energía no les conviene ser despachados al último y fijar el costo marginal, sin embargo, no pueden tomar la decisión de no participar en éste, pues se tiene de un comienzo una estructura *pool* mandatoria previo al predespacho de las unidades.

La ubicación de la barra de energía y barra de potencia, debe situarse estratégicamente de forma de dar señales de localización para polos de generación y consumo, de esta forma se privilegia a los participantes que están localizados cerca de estas zonas. Por un lado, la cercanía a la barra de energía beneficia a la probabilidad de despacho y la barra de potencia asegura retorno de inversión [19]–[21]. Cabe destacar, que dentro de los parámetros que se consideran para el despacho, se encuentran las limitaciones térmicas en tramos de transmisión (congestiones) y ajustes de tiempo real.

### 2.3.3. Cálculo de factores de penalización

Los factores de penalización pueden ser derivados directamente usando el flujo de potencia por Newton-Raphson. Lo que se puede obtener es la razón de cambio en la barra de referencia cuando se realiza un cambio  $\Delta P_i$ . Se tiene que  $P_{ref}$  es una función de la magnitud y ángulo de voltaje, entonces cuando se realiza un cambio  $\Delta P_i$ , todas las magnitudes de tensión y ángulos cambiarán. Entonces,

$$\Delta P_{ref} = \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \Delta \theta_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_i|} |V_i| \quad (3.12)$$

$$= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \frac{\partial \theta_i}{\partial P_i} \Delta P_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_i|} \frac{\partial |V_i|}{\partial P_i} \Delta P_i \quad (3.13)$$

Para llevar a cabo la manipulación de las matrices, también se necesita:

$$\Delta P_{ref} = \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \Delta \theta_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_i|} |V_i| \quad (3.14)$$

$$= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_i} \Delta Q_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_i|} \frac{\partial |V_i|}{\partial Q_i} \Delta Q_i \quad (3.15)$$



Los términos  $\partial P_{ref}/\partial \theta_i$  y  $\partial P_{ref}/|V_i|$  son derivadas a partir de derivar las ecuaciones estándar de flujo de potencia para la barra de referencia. Los términos  $\partial \theta_i/\partial P_i$  y  $\partial |V_i|/\partial P_i$  son provienen de la matriz jacobiana inversa. Podemos escribir las ecuaciones (3.13) y (3.15) para N barras como:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_2} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_2} & \dots & \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_N} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} [J^{-1}] \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_2} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_N} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_N} \end{bmatrix} = [J^{-1T}] \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

En la práctica, en lugar de calcular  $[J^{-1T}]$  de manera explícita, se utiliza eliminación gaussiana en  $J^T$  al igual que el caso de la matriz  $J$  de la solución del flujo de potencia por Newton Raphson [19].

#### 2.3.4. Mercado de contratos y mercado SPOT

Posterior al predespacho y despacho de unidades, se debe determinar cómo se transará la energía en el mercado. Para ello se asimila cada unidad generadora como un par ordenado para cada despacho horario, por un lado, se tienen los MW de generación y por otro lado el contrato de suministro que tiene con las empresas donde comercializa su energía.

La Ley no prohíbe que un generador transe más energía que la energía firme que va a producir, en la práctica, los generadores normalmente contratan el 75% de su energía firme, y el resto se dispone para efectos de seguridad al riesgo de no ser despachado o para situaciones de mantenimiento.

Si un generador genera menos que los compromisos contractuales, debe comprar esta energía acordada a la mesa *spot* (generadores despachados que tengan excedentes en sus contratos) a precio marginal. Por ley, la compra a la bolsa se hace en proporción al excedente que tenga cada unidad excedentaria. Por lo tanto, se conoce como mercado *spot* al mercado de compraventa de energía entre generadores a precio marginal del sistema.

Un generador que es despachado, debe evaluar si le es conveniente vender al mercado *spot* o tener un contrato de suministro, esto dependerá del diferencial entre sus costos de producción y el costo marginal del sistema. En el caso de que tenga un contrato que tenga precios mayores a los de la mesa *spot*, es conveniente tomar un acuerdo contractual. En cualquier caso, el negocio dependerá de las proyecciones de los costos marginales y a su vez, del precio del contrato a largo plazo. En el caso de unidades hidráulicas se deben realizar análisis estocásticos para determinar la disponibilidad del recurso primario. Esto último consiste en una componente de incertidumbre que tendrá incidencia en las tomas de decisiones. Similar es el caso de centrales renovables, donde también es necesario llevar a cabo este tipo de estudios [16], [21].

Si bien, de acuerdo a la teoría, la estructuración del contrato depende fuertemente de la precisión con que se predicen los costos marginales de generación, y de la operación esperada de generación, en la práctica, la existencia de indexación de precios de venta de energía es una estrategia usual de las empresas generadoras para sostener un precio de energía favorable para ellos en cualquier momento. En particular, los generadores, para valorizar la energía suministrada en tiempo real, aplican el mayor valor que resulta al comparar el costo marginal horario real con el costo marginal de proyección contemplado en la elaboración del contrato.

### **2.3.5. Transferencias económicas entre generadores**

En este punto es importante hacer una distinción entre las transferencias físicas y económicas de energía. Las unas son inyecciones físicas que tienen lugar en las líneas de transmisión, y que consiste en energía destinada a los consumidores; mientras que las segundas son entendidas como transacciones económicas asociadas a los acuerdos establecidos en los contratos entre generadores y a los acuerdos establecidos en los contratos entre generadores y consumidores.

Por ejemplo, un generador conectado a la barra Los Vilos en el centro-norte de Chile puede estar comercializando su energía con un cliente conectado a la barra Charrúa en el centro-sur de Chile, y, sin embargo, la energía que produce está siendo realmente consumida por cargas conectadas a la subestación Concón en el centro del país. Esto responde a que los generadores participantes en el mercado de energía realizan transacciones económicas de energía que finalmente es destinada a satisfacer los compromisos establecidos en los contratos con clientes.

En este contexto, es responsabilidad del Coordinador, el contabilizar los correspondientes pagos entre generadores y valorizar sus respectivas transferencias de energía. Para ello, en las barras de las subestaciones en que se produzcan transferencias entre generadores, se deben efectuar las mediciones para determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que serán valorizadas a precio spot.

Para cada generador, se suman algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados ocurridos en el sistema durante cada mes. Las inyecciones se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo para la sumatoria. El valor resultante, con su signo, constituye el saldo neto mensual de cada generador.

Los generadores con saldo neto negativo mensual, deben así, pagar antes del día 22 del mes siguiente, a todos los generadores que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo de dicho mes.

A su vez, se entiende por Inyección, a la energía proveniente de unidades despachadas o líneas de transporte, y los retiros, a la energía destinada a los clientes. En este contexto, los generadores que suministran la energía comprometida en contratos a sus clientes, se encuentran efectuando retiros, y un generador despachado que destine sus excedentes a comercializarlos a otros generadores, se encuentra efectuando una inyección [9].

### 2.3.6. Caracterización económica del mercado de energía

La operación económica del sistema eléctrico tiene como una de sus premisas, que el ámbito de la generación de la electricidad es competitivo. Para que un mercado tenga competencia perfecta deben cumplirse una serie de condiciones:

- Que exista un gran número de productores y consumidores en el mercado.
- Que el producto transado sea homogéneo.
- Que las empresas y los consumidores tengan información completa y gratuita.
- Que no existan barreras de entrada o salida del mercado.
- Movilidad perfecta de bienes y factores.
- Que no existan costos de transacción.

No se espera que el mercado de la generación sea perfectamente competitivo, ya que existen elementos de la realidad que no se pueden controlar, por ejemplo:

- Que exista un gran número de productores y consumidores en el mercado: Esto en la práctica no se cumple, ya que existen productores individuales que poseen la mayor parte del poder de mercado.
- El producto transado sí es Homogéneo, ya que un MWh generado mediante cualquier tecnología es idéntico.
- Las empresas y consumidores sí poseen información completa y gratuita, o al menos cercana a esta, ya que se puede acceder a los precios marginales de cada barra. El Coordinador es quien verifica los costos marginales presentados por las empresas.
- Sí existen barreras de entrada al mercado, ya que existen numerosos requisitos ambientales y técnicos que deben cumplir las centrales para poder instalarse. Además, como la capacidad de transmisión es limitada, se reducen significativamente los incentivos a conectarse en las zonas donde la potencia transmitida está cerca de la capacidad de transmisión límite, ya que no será posible vender toda la energía.
- La movilidad de bienes y factores será buena siempre y cuando las líneas no estén congestionadas, ya que, al estarlo no será posible inyectar toda la energía que se desea.
- El costo de trasladar la energía de un punto a otro puede ser visto como un costo de transacción, el cual es muy alto en épocas en las que las líneas están congestionadas, ya que aumentan las pérdidas, y pueden incluso desacoplarse los precios de dos sistemas.

El mercado de la generación de energía está desregulado porque se considera que es competitivo. En caso de que no logre serlo, el gobierno es responsable de proponer políticas que permitan disminuir estas imperfecciones del mercado y hacerlo más competitivo y eficiente [15], [16], [20].

## 2.4 Mercado de Potencia

En las horas de mayor demanda (horas punta), el precio de un contrato de suministro de energía tiene, además del costo variable, una componente determinada por el costo estimado de pérdida de carga por insuficiente capacidad de generación ante una falla intempestiva de unidades generadoras. Este costo marginal es aplicado en forma de un precio de la potencia firme que cada central puede poner a disposición del sistema en horas punta y con elevada probabilidad [10].

El mercado de potencia está asociado, por lo tanto, a la valorización que tiene el hecho de que una unidad esté presente y disponible para transferir energía en el sistema en horas puntas. Cabe destacar que los pagos por potencia a una empresa generadora están destinados a cubrir sus costos fijos, por ende, este mercado está fuertemente asociado a los costos de inversión en generación.

El objetivo elemental es contar con la cantidad de centrales disponibles de tal manera que se pueda suministrar la demanda máxima más pérdidas y la reserva necesaria para compensar desbalances entre la operación programada y real, hacer efectivo el control primario de frecuencia e incentivar el desarrollo de generación de tecnologías renovables.

El precio de la potencia lo fija directamente la CNE, este se asocia a cada Mega-Watt instalado y se enuncia en el informe de precio de nudo de corto plazo, que se encuentra disponible en la página web de la CNE. Este precio se conoce como precio de nudo de costo de desarrollo de una unidad punta., pues se asocia a cuánto cuesta construir la central de la tecnología más cara en su instalación, puesto que se debe dar rentabilidad a la instalación de todo tipo de centrales.

En Chile, se definen tres subsistemas dentro del SEN para el cálculo del precio de nudo de potencia. El primero lo conforman las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional correspondientes a las instalaciones del ex SING, y su subestación básica es Lagunas 220kV. La segunda está constituida por las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional comprendidas entre la subestación Diego de Almagro 220kV y Cautín 220kV, su subestación básica es Nogales 220kV, y la tercera está limitada por las subestaciones Ciruelos 220kV y Chiloé 220kV, su subestación básica es Puerto Montt 220KV. Se asume una unidad de tecnología dual (la más cara) ficticia que puede suplir la demanda máxima más el MRT del sistema. En los tres subsistemas el MRT se calcula como el cociente entre la sumatoria



de las potencias iniciales de todas las unidades generadoras y la demanda en punta, de cada subsistema. Se asume que las Unidades de Punta están conectadas a la barra de referencia de potencia subestación básica), y es allí donde se calcula el precio de potencia, para luego expandirlo a las demás barras del país mediante los factores de penalización de potencia. Por ende, los contratos de suministro deberán considerar el precio correspondiente a la barra donde se efectuará el retiro para el cobro por potencia a los consumidores. Luego, el precio en  $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$  está determinado como sigue:

$$P_{pot} = [(C_{TG} \cdot FRC_T + C_{SE} \cdot FRC_{SE} + C_{LT} \cdot FRC_{LT}) \cdot C_F + C_{fijo}] \cdot (1 + MRT) \cdot (1 + FP) \quad (3.17)$$

Donde,

$C_{TG}$ :	Costo unitario de la unidad generadora para el respectivo proyecto
$FRC_T$ :	Factor de recuperación de capital de la inversión de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
$C_{SE}$ :	Costo unitario de la subestación eléctrica de este proyecto.
$FRC_{SE}$ :	Factor de recuperación de capital de la inversión de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
$C_{LT}$ :	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación de este proyecto con la subestación básica.
$FRC_{LT}$ :	Factor de recuperación de capital de la inversión de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
$C_F$ :	Costo financiero.
$C_{fijo}$ :	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$ :	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$ :	Factor de pérdidas.

Cabe destacar que este precio está sujeto a indexaciones, principalmente por medio del índice internacional de turbina, el IPC internacional y el IPC nacional.

El mercado de potencia chileno tiene sus bases en el DS 62 [11], principalmente se debe determinar cuánta potencia se le va a reconocer a cada generador. Básicamente se debe distribuir la potencia correspondiente a la demanda máxima, más pérdidas, más el MRT entre todos los generadores que van a estar instalados. Esta asignación se realiza en función de la potencia instalada de cada unidad y

además de su disponibilidad de la máquina y disponibilidad de insumo primario. Para ello se define la Potencia de Suficiencia Preliminar, que es:

$$PSU_p = (P - SSAA) \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 \quad (3.18)$$

Donde,

$P$ :	Potencia instalada de la Unidad.
$SSAA$ :	Servicios Complementarios Unidad <sup>3</sup> .
$P - SSAA$ :	Potencia Neta.
$\lambda_1$ :	Disponibilidad de combustible primario.
$\lambda_2$ :	Disponibilidad de Máquina.
$PSU_p$ :	Potencia de Suficiencia Preliminar por Unidad Generadora.

La sumatoria de las potencias de suficiencia preliminar de todas las unidades del sistema, resulta en la Potencia de Suficiencia Preliminar Total  $PSUT_p$ . Por otro lado, como ya se ha incentivado a instalación de centrales mediante precio de costo de desarrollo, lo más probable es que la  $PSUT_p$  sea mucho mayor a la Demanda máxima. En este contexto, se debe realizar una ponderación para repartir la potencia correspondiente a la demanda. La pregunta a responder es entonces, ¿Cuánto puede vender cada generador?

La repartición de la potencia para cada generador, que va a suplir la demanda, se reconoce como la Potencia de Suficiencia Final. Esto se debe realizar guardando una cierta proporción, siempre y cuando no se perjudiquen los intereses de ningún participante. En primer lugar, se debe reducir la fracción de la  $PSUT_p$  que sobra mediante un flujo de potencia, a modo de que un generador de oscilación fijado de forma ficticia tenga potencia cero, es decir, se debe reducir la potencia de suficiencia preliminar hasta que la diferencia entre esta y la demanda máxima multiplicada por el MRT más las pérdidas sea cero. El problema es cómo se lleva a cabo esta reducción. Esta decisión se determina por un acuerdo entre los participantes y lo determina el Coordinador, se reduce en la misma proporción para cada unidad y se vuelve a correr el flujo de potencia hasta que la potencia de la barra

---

<sup>3</sup> SS. AA Son los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema.

de oscilación sea cero. En este cálculo no se toma en cuenta la tecnología ni la eficiencia de las unidades.

Luego de la determinación de la potencia de suficiencia final, se debe ordenar las unidades por propietario, entonces la potencia que podría vender el propietario sin riesgo es la suma de la potencia de suficiencia final de cada una de sus unidades. Luego, se asocian los contratos de suministro a cada proveedor, se suman todas las potencias finales de sus unidades, y el resultado se compara con la potencia de suma de los contratos. Si la suma de las potencias de suficiencia final de todas las unidades de un proveedor, menos la suma de las potencias comprometidas en todos sus contratos con los clientes es mayor que cero, entonces este es un generador excedentario, en el caso contrario, se considera como un deficitario. En este caso, un generador deficitario debe comprar potencia al excedentario. Si esta suma es cero, entonces se asume que es un proveedor neutro.

¿Cómo se paga a inicio de año si la demanda máxima ocurre a fin de año? Lo que se hace es una proyección los últimos tres meses del año para el año que viene. Posteriormente se estudia la disponibilidad, se realiza el ajuste por flujo de potencia y luego el monto a pagar se divide por 12. Este se asimila como un pago provisorio porque aún no se ha determinado la demanda del año, posteriormente se recalcula a fin de año y se consolida lo pagado de forma preliminar [11].

## 2.5 Mercado de Transmisión

La Ley define al sistema de transmisión como el conjunto de todas las líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse por el organismo Coordinador.

Es decir, el mercado de transmisión consiste en cómo se retribuye a un tercero por hacer efectivas las transferencias físicas entre los generadores y los consumidores y distribuidores de energía. La necesidad de contar con este sistema surge por la existencia de restricciones para la producción de energía en el mismo punto en que ella es demandada, o bien, como consecuencia del aprovechamiento de bajos costos de producción o generación de energía en puntos alejados de los centros de demanda.

El sistema de transmisión por naturaleza es un monopolio natural, esto debido principalmente a dos razones: La primera es que éste es un sector altamente intensivo en capital, puesto que se requiere una fuerte inversión en infraestructura asociada a la construcción de líneas eléctricas y subestaciones de transformación o de maniobra, que a la vez deben incorporar diferentes elementos de aislación, protecciones y de estabilización. La utilización de los terrenos también es un factor que incrementa considerablemente sus costos y, por ende, hace que su retorno sobre inversión sea difícil y de largo plazo. La segunda razón es que se considera que invertir en instalaciones con subocupación es demasiado alto comparado a los beneficios que significaría una eventual reducción de los precios por la introducción de la competencia en esta actividad. En otras palabras, al introducir la competencia, el costo social aumentaría en lugar de disminuir.

Hasta el año 2004, desde la entrada en vigencia del DFL N°1 de 1982, el segmento de la transmisión no era considerado como un monopolio natural en Chile, y sólo se imponía la obligación a los propietarios de las instalaciones de transmisión garantizar el acceso al uso de terceros de su capacidad no utilizada de transmisión. Tampoco los precios eran directamente regulados. Desde el año 2004, mediante la ley corta I (N° 19.940), se estableció la regulación de precios de los servicios de transmisión y se formalizó el concepto de disponer siempre de capacidad de transporte para terceros interesados. Sin embargo, cabe destacar que la norma legal tampoco clasificó a la transmisión como un monopolio, pudiendo cualquier interesado desarrollar esta actividad.

### 2.5.1. Normativa vigente

Si bien, el único cambio relevante a la Ley con respecto a la estructuración, coordinación y planificación del sistema de transmisión fue aprobada y publicada en el diario oficial el 20 de julio del año 2016 mediante la ley N° 20.936. De acuerdo a las disposiciones transitorias de esta última (art. 25 literal B), la normativa vigente para los procedimientos de remuneración del sistema de transmisión hasta el año 2020 sigue siendo la versión del DFL N°4 con su última actualización por la ley N° 20018 de 2006. Esta vigencia se prolongará hasta el 31 de diciembre de 2019, fecha en que finalizará la vigencia del Decreto 23T, que establece las condiciones de aplicación de tarifas de transmisión para el cuatrienio 2016-2019 [12]. A partir de entonces, comenzará la vigencia de los términos establecidos por la ley 20.936 para dichos efectos.

Cabe señalar que, tanto la normativa previa y posterior a la Ley 20.936, la tarificación para financiar los costos de transmisión y la manera de determinar estos últimos son muy similares. El nuevo esquema que se propone en este trabajo es independiente de la normativa vigente o el procedimiento de tarificación actual.

Existen algunos cambios que entraron en vigencia a partir de la fecha de publicación de la ley N° 20.936 en el diario oficial. Como la redefinición de los sistemas de transmisión y la gran parte de los roles del nuevo organismo Coordinador. Los más importantes son:

- Establece un coordinador independiente del SE: La ley 20.936 introduce al Coordinador en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga. Éste es independiente de los agentes de mercado, a diferencia de lo que ocurre hoy, donde sus representantes son designados por las empresas que conforman al SEN. Este organismo - que al igual que los CDEC, no tiene fines de lucro - estará provisto de personalidad jurídica propia y no será administrado por el Estado. La nueva ley mantiene en el Coordinador las responsabilidades que estaban asignadas a los CDEC, como el deber de preservar la calidad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación económicamente óptima para los participantes del mercado eléctrico y el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Del mismo modo, impone obligaciones y otorga facultades respecto del monitoreo de la competencia en el sector. También le da un rol central en la planificación de la expansión de la transmisión, en la coordinación de los intercambios internacionales de energía, y las autorizaciones para conexiones al sistema de transmisión, entre otros.

- Redefine los sistemas de transmisión:
  - Transmisión Nacional (Anteriormente Sistema de Transmisión Troncal)
  - Transmisión Zonal (Anteriormente Sistema de Subtransmisión)
  - Sistemas Dedicados (Anteriormente Sistema de Transmisión Adicional)
  - Transmisión para Polos de Desarrollo: Nuevo segmento de transmisión que permitirá, a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde Polos de Desarrollo.
  - Interconexiones Internacionales, que hoy en día no están contempladas por la ley actual.
- Centraliza la Planificación Energética y de Expansión de Transmisión: Se incluye un nuevo proceso quinquenal de planificación energética a largo plazo a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años. Se identifican zonas geográficas denominadas “Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica” para la expansión del sistema y el desarrollo competitivo de generación.

Los segmentos del sistema de transmisión definidos en la Ley como:

- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** Es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad definidas en la Ley, reglamentos y normas técnicas.
- **Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo:** Están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional. Los polos de desarrollo serán determinados por el ministerio de energía de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley.
- **Sistemas de transmisión dedicados:** están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Asimismo, pertenecen a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo que se señala en el inciso anterior, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a lo que determine el reglamento.

- **Sistema de transmisión zonal:** está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.

La Figura 3 ilustra la composición del ST de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

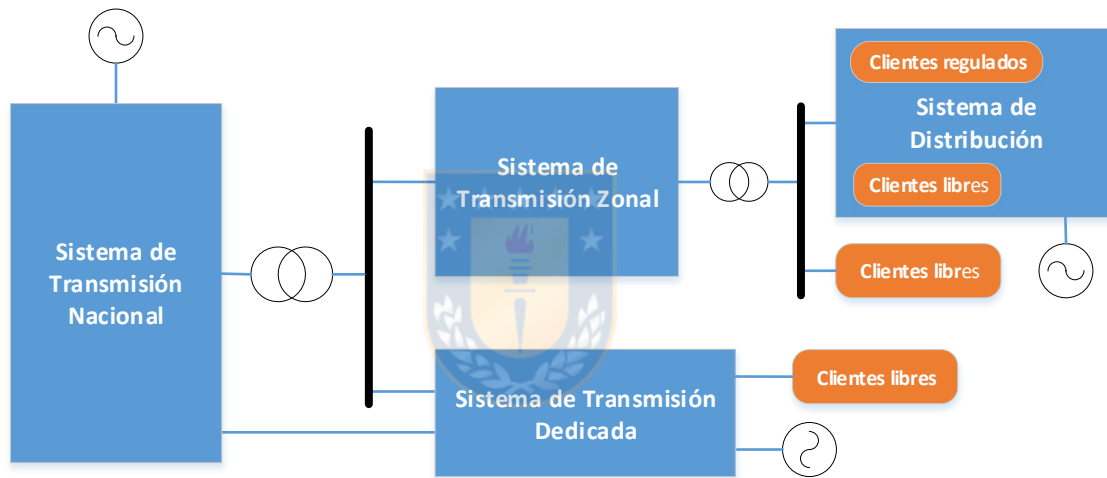


Figura 3: Organización del sistema de transmisión chileno

### 2.5.2. Remuneración al sistema de transmisión

La principal componente del costo total de una empresa de transmisión es valor de la inversión. Que está asociado tanto a la infraestructura como a los terrenos empleados para sus instalaciones. La operación y mantenimiento de las instalaciones suele tener costos mucho menores a los del capital invertido. Esto está definido principalmente por los sueldos del personal necesario para su funcionamiento y otros costos de materiales e infraestructura de apoyo. Comparativamente, son equivalentes a aproximadamente el 2-3% de los costos anuales de inversión [10].

En el caso de los costos por pérdidas y por congestión, éstos son asignados a los usuarios de las instalaciones de transmisión y no a sus propietarios, y, por ende, la empresa transmisora es remunerada sólo en base a sus costos de inversión, operación y mantención.

El STN se encuentra definido por tramos, los cuales están compuestos por líneas, subestaciones y otros elementos de transmisión. Para cada uno de estos segmentos la Ley define un “Valor Anual de Transmisión por Tramo” (VATT), que la suma de la anualidad del valor de inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) como se muestra en la siguiente ecuación:

$$VATT = AVI + COMA \quad (4.1)$$

El procedimiento de cálculo y consideraciones técnico económicas tanto del AVI y el COMA son descritos en el Estudio de Transmisión Troncal [13].

El Valor de Inversión (VI) de una instalación de transmisión es la suma de los costos eficientes de instalación o modificación e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado. Luego el AVI corresponde a la anualidad del VI considerando una tasa de descuento determinada cada cuatro años por la CNE (alrededor de 10%, asumiendo una vida útil de la instalación de 30 años).

El COMA se reconoce como los costos de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares definidos en la normativa vigente.

La ley general de servicios eléctricos y su normativa vigente establece que las empresas transmisoras recibirán un pago mensual debidamente indexado que anualmente equivalga a la totalidad del VATT para cada uno de los tramos del STN [6], [9].

### **2.5.3. Esquema tarifario de transmisión chileno**

El esquema tarifario, se entiende al sistema que define cómo se cobrará todos los meses a las empresas usuarias de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional con el objetivo de que estas perciban el total del VATT a fin de año.

Actualmente, el esquema tarifario consiste en remunerar a las empresas de transmisión por medio de los Ingresos Tarifarios (IT) y Peajes de Transmisión. Se tiene entonces:

$$VATT = IT + Peaje \quad (4.1)$$



El ingreso tarifario está definido por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

La Figura 4 muestra un tramo de transmisión donde se identifica el nodo de inyección “nodo i” y el nodo de retiro “nodo r”.

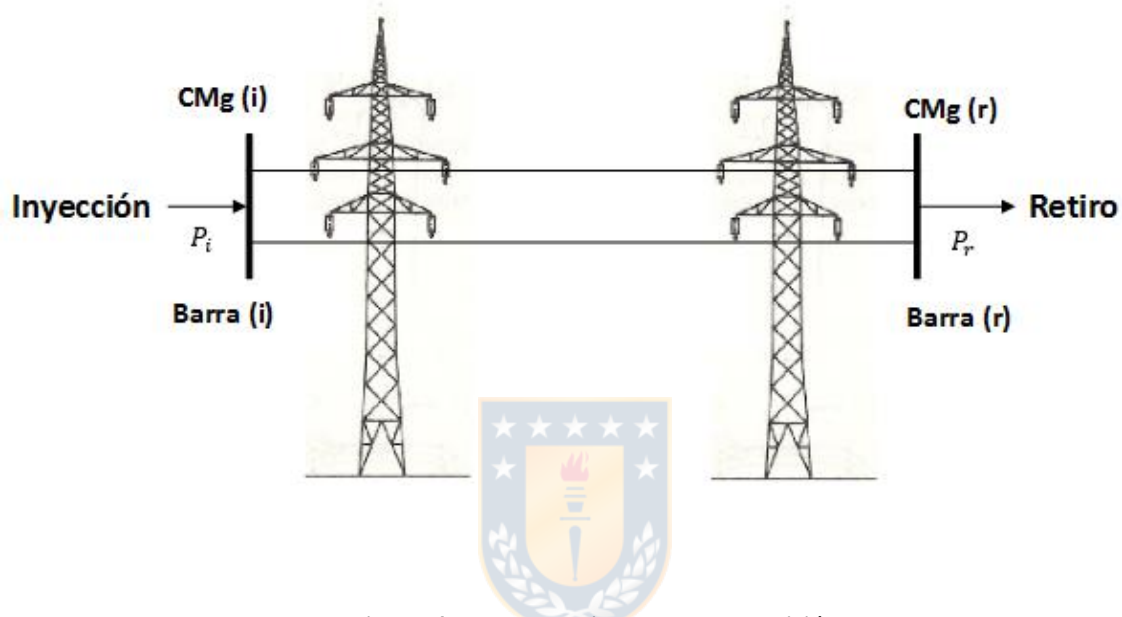


Figura 4: Tramo de sistema de transmisión

El ingreso tarifario percibido por la empresa propietaria de la instalación por este tramo está dado por:

$$IT = (P_r \cdot CMg_r - P_i \cdot CMg_i) + (\sum_{h=1}^{24} P_{rh} \cdot CMg_{rh} - \sum_{h=1}^{24} P_{ih} \cdot CMg_{ih}) \quad (2.2)$$

- $IT$ : Ingreso tarifario horario por tramo
- $P_r$ : Potencia retirada en nodo  $r$ .
- $P_i$ : Potencia inyectada en nodo  $i$
- $CMg_r$ : Precio de nudo de potencia en nodo de retiro  $r$
- $CMg_i$ : Precio de nudo de potencia de inyección  $i$
- $P_{rh}$ : Potencia promedio inyectada en nodo  $r$  a la hora  $h$
- $P_{ih}$ : Potencia promedio inyectada en nodo  $i$  a la hora  $h$
- $CMg_{rh}$ : Costo marginal de energía en barra  $r$  a la hora  $h$ .
- $CMg_{ih}$ : Costo marginal de energía  $i$  a la hora  $h$ .

Debido a las mejoras en la eficiencia de las líneas a lo largo del tiempo debido a la apertura tecnológica de las economías es que los ingresos tarifarios no fueron suficientes para financiar completamente la operación y desarrollo del negocio de transmisión, de hecho, la cantidad de la anualidad de los costos de transmisión que es cubierta por los ingresos tarifarios es alrededor del 20% [10], [15].

Para ello, la ley corta I (N° 19.940) formaliza la definición del peaje básico como la cantidad que resulta restar el ingreso tarifario anual al VATT. Por lo tanto, se tiene:

$$Peaje = VATT - IT \quad (2.3)$$

La aplicación de las tarifas del servicio de transmisión es llevada a cabo por el Coordinador. Para estos efectos, la dirección de peajes del Coordinador elabora, hace público e informa a los usuarios del sistema nacional, informes anuales del uso esperado de las instalaciones del sistema para cada uno de los cuatro años del “Período Tarifario” basándose en las disposiciones establecidas en el Decreto N° 23T, válido hasta el fin del cuatrienio 2016-2019 [14].

A su vez, transcurrido cada año calendario del Período Tarifario, la Gerencia de Peajes (GP) realiza una revisión de los pagos al sistema nacional determinados en el informe de revisión correspondiente al año en cuestión, teniendo que modificar estos pagos de ser necesario, efectuando reliquidaciones y ajustes entre ingresos tarifarios esperados y reales entre empresas generadoras y transmisoras, a prorratas de del uso de las instalaciones del sistema nacional.

El VATT de las instalaciones troncales es informado en el Decreto N° 23T. A partir de estos valores, se calcula un doceavo del VATT para cada tramo, indexado mediante el IPC nacional e internacional, el valor promedio mensual del dólar, el valor del índice  $PFe_k$  *iron and Steel*, el promedio del precio del cobre y aluminio, cada valor en proporción relativa al respectivo mes, y al valor base indicado en el DTO 23T.

Los ingresos tarifarios esperados de energía mensuales por tramo resultan del modelo “PLP”, que es el mismo modelo que emplea la Gerencia de Operaciones para desarrollar la Programación de la Operación. Mientras que los ingresos tarifarios de potencia esperados se obtienen a partir del Balance Provisorio de Potencia de Suficiencia.

Para asignar los ingresos tarifarios se usa el modelo de participación de flujos de cada empresa generadora a partir de sus GGDF (participaciones de generadores en los flujos de potencia en tramos

de transmisión, cuya formulación se incluye en el Anexo de este informe). A partir de las participaciones, se procede a aplicar prorratas sobre los flujos de cada tramo.

El Peaje anual por tramo se calcula a partir de la diferencia entre el VATT y el ingreso tarifario esperado para dicho tramo.

Para cálculo de peajes e ingresos tarifarios, la (GP) realiza el cálculo de participaciones y prorratas mediante factores GGDF y GLDF a modo de garantizar la remuneración del VATT para cada tramo del sistema nacional.

Transcurrido cada año calendario del Período Tarifario, la GP se encarga de revisar, y modificar si corresponde, los pagos de peajes, cargos únicos e ingresos tarifarios por tramo determinados para el año calendario en revisión.

En caso de existir diferencias entre los peajes e ingresos tarifarios, se lleva a cabo un reajuste y reliquidación de estos cargos a prorratas del uso en el caso de ingresos tarifarios.

Cabe señalar que, de acuerdo a la Ley 20.936, el 100% del pago de los peajes será asumido por la demanda, y se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema (estampillado). También establece que el uso de GGDF y GLDF se limitará sólo para determinar participación para efectos de cálculo de ingresos tarifarios, pues para el caso de peajes, se empleará el esquema de estampillado. Además esta nueva ley modifica el desglose de los peajes de retiro señalado, estableciendo nuevos cargos únicos en que incurrirán los usuarios finales [6].

Para este trabajo, se considera que el esquema actual de tarificación de transmisión chileno es el definido por la ley 20.936, cuyas modificaciones comienzan a regir a partir del final Período Tarifario vigente. Este esquema queda resumido como indica la Tabla 1.

**Tabla 1: Esquema de tarificación modificado por ley 20.936**

	<b>Ingreso Tarifario</b>	<b>Peaje</b>
¿Cómo se calcula?	En base a predicción de operación – Modelo PLP	Deduciendo el Ingreso Tarifario del VATT mensual informado en DTO 23T
¿Quién paga?	Generadores que hacen uso del tramo	Retiros
¿Cómo se asigna?	Mediante cálculo de participación con GGDF – FUPT.	Estampillado

En el reglamento se señala que las empresas generadoras que efectúan retiros de energía destinada a usuarios finales deben pagar los ingresos tarifarios, sin embargo, los generadores consideran este concepto en la determinación del precio de energía de contrato de suministro. Por esta razón, los usuarios finales finalmente asumen este costo, y para estos efectos, los ingresos tarifarios son estimados por las empresas generadoras por medio de una proyección de la operación de elaboración propia. Esto genera que existan diferencias entre los ingresos tarifarios estimados para el año por la dirección de peajes y los estimados por las empresas. Además, en la práctica, los generadores realizan reliquidaciones por reajuste de ingresos tarifarios a los usuarios en las facturas por energía, sin embargo, al no ser realizado el procedimiento directamente por medio del coordinador, el proceso pierde transparencia.

## 2.6 Revisión de sistemas de tarificación en mercados internacionales

En general, es común que un esquema de tarificación siga la simple estructura que muestra la Figura 5. Que se basa en calcular los costos de transmisión y luego definir las tarifas que serán cargadas a los usuarios para remunerar estos costos. Estas tarifas pueden incluir diferentes conceptos: cargos por uso, por acceso, pérdidas, congestión, distancia, potencia, etc. También se establece cuáles son los agentes que deberán pagar por cada componente o por cada concepto que incluyen las tarifas. Por otro lado, para asignar los cargos individuales a cada participante del mercado, se debe emplear alguna metodología de asignación de cargos.

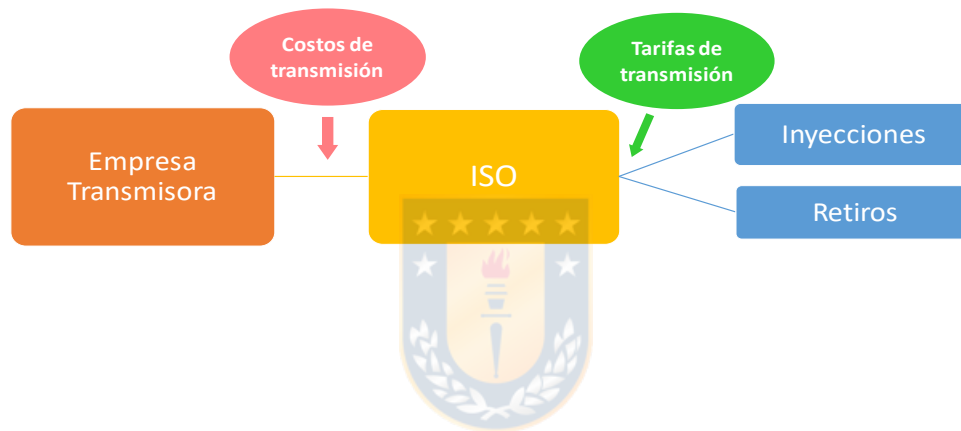


Figura 5: Estructura General de Esquemas Tarifarios

En esta sección, se presenta una revisión de las distintas tarifas de transmisión de algunos mercados internacionales con estructura de operación centralizada. En la sección siguiente se presentan las metodologías más comunes de asignación de cargos de transmisión y finalmente, en la sección subsiguiente, se enuncia el sistema de tarificación propuesto en este trabajo.

### 2.6.1. Australia

Sistema de libre acceso de transmisión. Existen procedimientos de conexión contenidos en el Code tanto para generadores como para empresas distribuidoras, comunes a una empresa de transmisión.

Las tarifas de transmisión se componen en 50% de cargos locales y 50% de cargos no relacionados con la locación. El 100% de estas tarifas es asignado a las cargas.

En el caso de la congestión, los generadores aguas abajo y aguas arriba del tramo de desacople, no reciben compensación para no incentivar congestiones. Esto se logra manteniendo un precio uniforme (metodología basada en *Uplift Charges*) [32].

### 2.6.2. New England (ISO-NE)

El acceso a la red de transmisión es libre y no-discriminatorio, se paga un cargo de conexión: “*Internal Point-to-point access charge*”. La tarifa de transmisión está compuesta por un cargo por presencia en horas punta “*Network Access Charge*” o “*Access Fee*” y un cargo por uso en \$/MWh. Los costos de transmisión horarios son determinados dividiendo el costo anual de las instalaciones (TRR: *Transmission Revenue Requirement*) por 8760. El TRR es completamente asignado a las cargas.

También se paga un cargo de \$/kWh por exportaciones de energía a los demás mercados interconectados. Planificación de expansión cada cinco años.

Existen subastas anuales de adquisición de FTR para el manejo financiero de congestiones zonales, también existen subastas mensuales en las que los acreedores de los FTR pueden reconfigurar sus derechos. Los FTR pueden ser revendidos en mercados secundarios.

Tanto en este como otros mercados estadounidenses, todos los usuarios de la red pagan cargos por congestión dependiendo de si sus contribuciones son en dirección contraria o igual a la congestión. Todos los usuarios pueden adquirir FTR. De hecho, cada usuario que paga un *Acces Fee* recibe un monto de FTR. El restante es transado en las subastas [33].

### 2.6.3. Pennsylvania-Jersey-Maryland (PJM)

Sistema de libre acceso de transmisión para clientes aptos. Califica como cliente apto cualquier empresa eléctrica incluyendo transmisores, comercializadores mayoristas o generadores, usuarios finales que optan por tomar un servicio desagregado de transmisión para comprar energía vía comercializador minorista. La FERC (*Federal Electricity Regulatory Comission*) califica a los clientes aptos.

Modelo de mercado tipo *pool* con despacho nodal. Tarificación en transmisión basada en *Access Fees* que son cargos de acceso que paga la demanda por medio de estampillado. Estos aseguran el pago total de los costos totales de transmisión (TRR).

Los costos de congestión y pérdidas se reflejan en los LMP. Estos son pagados por usuarios acreedores de FTR de punto-a-punto en dirección contraria a la congestión. Tanto generadores como cargas pueden adquirir FTR en subastas secundarias [32], [33].

#### **2.6.4. California**

Sistema de libre acceso de transmisión para clientes aptos. Califica como cliente apto cualquier empresa eléctrica incluyendo transmisores, comercializadores mayoristas o generadores, usuarios finales que optan por tomar un servicio desagregado de transmisión para comprar energía vía comercializador minorista. La FERC (*Federal Electricity Regulatory Commission*) califica a los clientes aptos. Existen procedimientos de conexión.

Los *Access Fee* están diseñados para cubrir la totalidad de los costos de transmisión y lo paga la demanda. Se pagan cargos por uso en el caso de congestiones dependiendo del punto de conexión con respecto a la dirección de la congestión. Sistema de FTR para manejo de congestión zonal, los FTR son distribuidos basados en uso histórico y el restante en subastas [33].

#### **2.6.5. UK**

Libre acceso de transmisión para todos los agentes sin discriminación, proceso regulado por el Grid Code. Existe un cargo específico para la conexión basado en los costos necesarios para ejecutarla.

Los cargos por acceso se pagan una sola vez. Los costos de transmisión se recuperan con los cargos anuales por uso del sistema. Los cargos por uso se calculan mediante estampillado y también incluyen pérdidas, estos son pagados tanto por generadores como cargas [34]. A pesar de tener metodología de estampillado, que no refleja los aspectos locales, en el sistema de UK se definen 14 regiones con distintas tasas \$/kWh tanto para generación y demanda para otorgar señales geográficas. En el caso de generación incluso se pueden tener tasas negativas, que compensan la conexión de dichos generadores en dichas áreas y generan fuertes incentivos de inversión [35].

### **2.6.6. Países Bajos**

Sistema de libre acceso de transmisión de transmisión. La estructura tanto del mercado de energía como el de transmisión no entrega señales económicas locales. La tarifa de transmisión es pagada 100% por las cargas y consiste en un cargo uniforme para todo el país.

Los costos de congestión y de pérdidas son cargados a las empresas transmisoras [32].

### **2.6.7. Argentina**

Sistema de libre acceso de transmisión a terceros. Los cargos fijos por conexión y capacidad de transporte están fijados en el contrato de concesión. El sistema tarifario está compuesto por un cargo variable por energía transportada (a través de los factores de nodo y de adaptación) y un cargo fijo por capacidad de transporte (potencia) .

### **2.6.8. Colombia**

Sistema de libre acceso de transmisión para todo usuario sin discriminación. La tarifa consiste en un cargo por uso que pagan generadores y comercializadores. Los generadores pagan de acuerdo a su potencia máxima en el punto de conexión (\$/kW) y tipo de tecnología de generación. Los comercializadores pagan por el retiro (\$/kWh), según zona, época del año y demanda [34].

### **2.6.9. Perú y Bolivia**

Estos dos sistemas de tarificación son muy similares, y están basados en el sistema chileno. Sistema de libre acceso de transmisión no discriminatorio. Se identifican símiles al área de influencia común en Chile (área de influencia en Bolivia y sistemas primario y secundario en Perú). Generadores pagan Ingresos tarifarios y generadores y demanda pagan peaje como complemento al ingreso tarifario de acuerdo a su área de influencia [34].

### **2.6.10. España**

Sistema de libre acceso de transmisión para todos los agentes calificados sin discriminación en la medida que exista capacidad disponible. Proceso de conexión concordado con el Ministerio de Industria y Energía (MINER).

Los cargos de transmisión no han sido un verdadero foco de preocupación en España desde la desregulación del sector eléctrico. Las tarifas de transmisión no tienen carácter local, se paga 100% estampillado a la demanda, los generadores no pagan ningún tipo de cargo asociado a los servicios de



transmisión. Los costos de congestión y pérdidas son “socializados”, mediante una metodología de *Uplift Charges*.

### **2.6.11. Alemania**

Libre acceso de transmisión para todos los agentes sin discriminación. Procedimiento de acceso contenido en el Grid Code tanto para generadores como consumidores. El mercado de energía alemán, con 129 GW de capacidad instalada, tiene una estructura de transacciones bilaterales con un precio spot único para cuatro zonas con diferentes operadores de transmisión. Las tarifas de transmisión son pagadas 100% por las cargas mediante estampillado, la estructura de tarificación, así como del mercado de energía no entrega señales económicas locales tanto para generadores y consumos, a pesar de que el sistema de este país ha enfrentado gran cantidad de congestiones. Sin embargo, para enfrentar esto, se ha planteado una planificación de expansión en transmisión y políticas energéticas que incentiven entrada de nueva generación en lugares estratégicos. Los costos de congestión y de pérdidas son cargados a las empresas transmisoras [32].

### **2.6.12. Japón**

Las compañías de transmisión deben permitir a generadores conectarse a la red y prestar servicios de transmisión, a menos que existan razones técnicas que imposibiliten la conexión o que el usuario no pague el cargo de conexión requerido. Usuarios finales pagan 100% de costos de transmisión mediante estampillado desde el año 2003 estos cargos consisten en cargos por capacidad y por energía [36],[37].

## Capítulo 3. Congestión en el Sistema de Transmisión

---

### 3.1 Definición del problema

La congestión en un sistema de transmisión es la situación en la que se alcanzan los límites físicos de transferencia de energía en uno o más tramos, ya sea línea, transformador u otro elemento debido a que se excede su límite térmico o bien por la ocurrencia de fallas que limitan la capacidad de transporte, como cuando una línea adyacente queda fuera de servicio imposibilitando el suministro de la totalidad de la carga demandada por los consumidores.

La principal y más fuerte consecuencia en términos de operación económica de una congestión es el desacople de los costos marginales y el consecuente aumento de los ingresos tarifarios (caso chileno) y costos relacionados a la distorsión de precios. Al alcanzar los límites térmicos en un tramo de transmisión, es imposible despachar más generación en la zona aguas arriba del nodo de inyección de dicho tramo. Por lo tanto, se requiere generación más cara en la zona aguas abajo para equilibrar la demanda.

Los operadores de los mercados en general dividen el sistema en zonas para afrontar esta situación. Cada una de esas zonas está desacoplada económicamente para que el despacho de la generación más cara no afecte al costo marginal de la zona de generación restringida (aguas arriba). Por lo tanto, se tienen dos costos marginales en el sistema, uno mayor que otro. Evidentemente, al tener dos precios diferentes, se genera una distorsión de la operación normal. Así, se tendrán agentes beneficiados y otros afectados negativamente, pues el costo marginal va a determinar los precios a los que van a valorizarse las transacciones en mercado spot. Por otro lado, al inspeccionar la expresión del Ingreso Tarifario (ecuación 2.2), se infiere que este va a tener valores por sobre los de operación normal.

A continuación, se presenta un ejemplo para formular de mejor manera esta problemática.

Considerar el sistema de la Figura 6, en el cual se identifican dos zonas A y B, interconectadas por un tramo transmisión  $i-j$ .

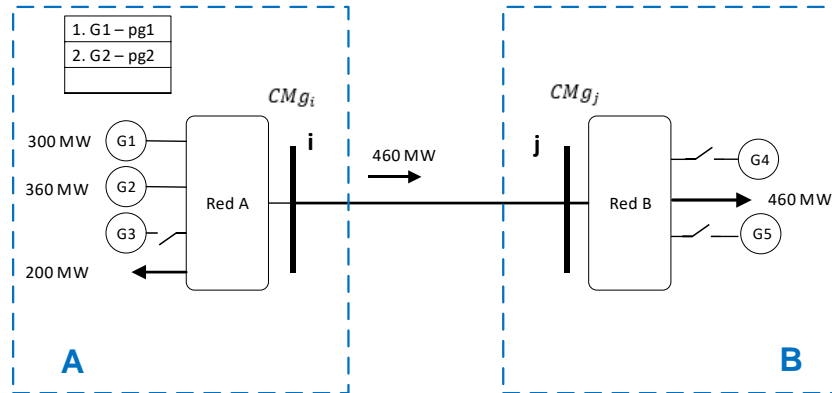


Figura 6: Tramo i-j de transmisión

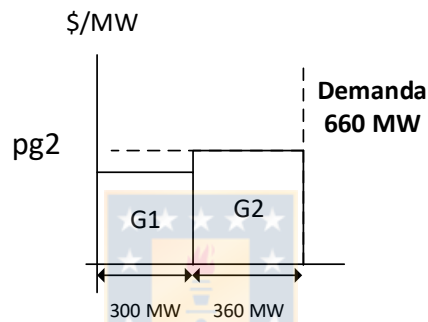


Figura 7: Despacho y costo marginal del sistema.

Se considera que la línea  $i-j$  se encuentra al límite de su capacidad térmica de transmisión y que la zona A contiene principalmente unidades de bajo costo de producción. La demanda es 660 MW. Las unidades despachadas son G1 G2 cuyos costos de producción referidos a la barra de energía son respectivamente  $pg_1 < pg_2$ , y se tiene una lista de mérito donde  $pg_1 < pg_2 < pg_3 < pg_4 < pg_5$ . Como G2 es la última unidad despachada, el costo marginal del sistema es  $pg_2$ . La generación en el área A, además de abastecer los 200MW de demanda en esta zona, provee los 460 MW de la demanda en B por medio de la línea  $i-j$ . La Figura 7 ilustra esta situación, donde se observa que los generadores G1 y G2 satisfacen la demanda total del sistema, y el precio de equilibrio es  $pg_2$ .

En este contexto, se tiene que los ingresos tarifarios de energía en cada tramo del sistema de transmisión representan la valorización de las pérdidas de potencia activa, para el tramo  $i-j$  están determinados de acuerdo a la ecuación (3.1).

$$ITE_{ij} = \sum_n (CMg_{jn}P_{jn} - CMg_{in}P_{in}) \quad (3.1)$$

En esta situación, los costos marginales en las barras  $i$  y  $j$  sólo se diferencian por las pérdidas en el tramo.

Si a la siguiente hora, la demanda en la zona B asciende a 380 MW, y debido a esto la demanda del sistema incrementa a 840 MW, no sería posible despachar el generador G3 para suplir los 180 MW necesarios por la limitación térmica del tramo. Esto implica que es necesario despachar los generadores G4 y G5, que tienen mayores costos que G3.

Se ha debido despachar generación más cara que la correspondiente por lista de mérito. Esto obliga al operador a definir dos zonas económicamente desacopladas, cada con su respectiva lista de mérito, como muestra la Figura 8. Cada zona posee su respectivo costo marginal, como muestra la Figura 9. En la zona A, como se tienen despachados G1 y G2, el precio es  $pg2$ . En la zona B, con G4 y G5 en su lista de mérito, el costo marginal es  $pg5$ .

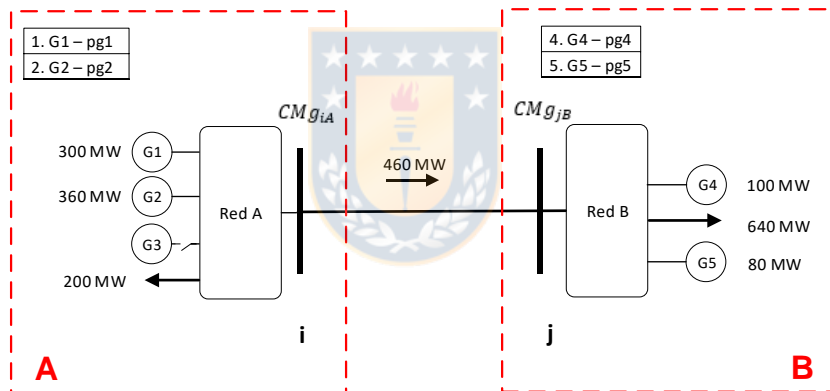


Figura 8: Sistema sin congestión con desacople económico

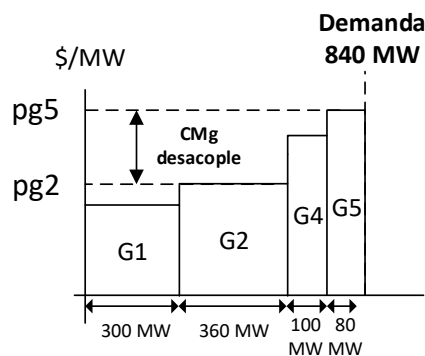


Figura 9: Despacho y costo marginal sistema de sistema desacoplado

Entonces, los costos marginales en las barras  $i$  y  $j$  ( $CMg_{iA}$  y  $CMg_{iB}$  respectivamente), corresponden a los costos  $pg2$  y  $pg5$ , referidos a cada una de estas barras mediante los factores de penalización, a partir de la barra de energía de cada zona.

Como ilustra la Figura 8, en la zona A se mantienen las mismas unidades del despacho anterior para el sistema, por lo que el costo marginal de la barra  $i$  es similar al despacho anterior, y su diferencia es debido a que los factores de penalización son distintos pues éstos se aplican a cada zona por separado, por lo tanto las topologías son diferentes al caso anterior. Se tiene:

$$CMg_{iA} \cong CMg_i \quad (3.2)$$

Por otro lado, como en el subsistema B se realizó el despacho de dos unidades más caras, se tiene:

$$CMg_{jB} > CMg_j \quad (3.3)$$

Es decir, el costo marginal en la barra  $j$  debido a la congestión, se ha incrementado con el despacho de las nuevas unidades. Como consecuencia:

$$CMg_j \cdot P_j - CMg_i \cdot P_i < CMg_{jB} \cdot P_j - CMg_{iA} \cdot P_i \quad (3.4)$$

Es decir, la diferencia entre los costos marginales se hace mucho más pronunciada debido al re-despacho de las unidades. Por lo tanto, se tiene:

$$IT_{ij_{cong}} = CMg_j P_j - CMg_i P_i + \sum_h (CMg_{jh} P_{jh} - CMg_{ih} P_{ih}) \quad (3.5)$$

Donde  $IT_{ij_{cong}}$  corresponde al ingreso tarifario percibido por la empresa transmisora por el uso del tramo  $i$ - $j$  posterior a la situación de congestión, y donde:

$$IT_{ij_{cong}} > IT_{ij} \quad (3.6)$$

## 3.2 Consecuencias del desacople económico

Los efectos del desacople afectan a la mayoría de los participantes del mercado eléctrico debido a que los costos marginales varían a ambos lados del tramo congestionado.

Los agentes del mercado se pueden ver afectados por diferentes circunstancias. Estas pueden ser:

- ♣ Costo de despacho de generación
- ♣ Sobrecargo por ingresos tarifarios
- ♣ Distorsión de mercado spot
- ♣ Distorsión de precios de suministro de energía a usuarios finales

El costo de despacho de generación está asociado al costo de oportunidad en que incurre la o las unidades generadoras que no pueden ser despachados de acuerdo a su orden de mérito debido a la restricción. Este costo puede ser asimilado como energía comprometida por contrato de suministro valorizada al precio de contrato, más los excedentes valorizados a costo marginal del sistema acoplado<sup>4</sup>

Los ingresos tarifarios en el tramo congestionado son muy elevados debido al desacople. La normativa actual establece que la componente de congestión debe ser utilizada para cubrir costos de generadores afectados por la variación de precios. Esto genera un sobrecargo en los usuarios finales, que deben asumir estos altos ingresos tarifarios.

Los agentes participantes del mercado spot de la energía también pueden ser beneficiados o afectados al comprar o vender excedentes. Por un lado, los generadores excedentarios de la zona donde disminuye el costo marginal (zona de inyección) son afectados al vender sus excedentes a un menor precio, y los deficitarios de esta misma zona beneficiados por poder comprar excedentes más baratos. Siguiendo la misma lógica, en la zona de retiro, donde el precio ha aumentado, los generadores excedentarios son beneficiados y los deficitarios perjudicados.

Finalmente, los usuarios que tienen contratos de suministro indexados al costo marginal de la energía en la zona aguas abajo del tramo congestionado, también son afectados negativamente por la variación en los precios debido al desacople. Los usuarios que retiran energía aguas arriba de la congestión no

---

<sup>4</sup> Se considera el sistema acoplado como el sistema con capacidad de transmisión infinita, donde es posible realizar el despacho económico sin desacoplar el sistema y con su costo marginal definido sin el re-despacho de unidades.

son beneficiados por la disminución del costo marginal, pues los generadores estipulan en sus contratos de suministro que el precio de la energía estará determinado por el costo marginal mayor entre el de operación real y el precio proyectado para efectos de valorizar los bloques de energía contratados.

En la Tabla 2 se muestra un resumen de las consecuencias económicas que tiene un desacople por el evento de congestión.

**Tabla 2: Resumen de consecuencias económicas por desacople**

<b>Circunstancia</b>	<b>Costo de despacho de generación</b>	<b>Sobrecargo de ingreso tarifario</b>	<b>Distorsión de mercado spot</b>	<b>Distorsión de precios de suministro de energía</b>
<b>Usuario afectado</b>	Generadores que no puedan ser despachados por la congestión	Usuarios finales	Excedentarios de zona de bajo costo marginal Deficitarios de zona de alto costo marginal	Usuarios finales que retiran en zona de alto costo marginal
<b>Usuario beneficiado</b>	-	-	Generadores excedentarios de zona de alto costo marginal Generadores deficitarios de zona de bajo costo marginal	-

### 3.3 Manejo económico de congestiones en Chile

En la ley 20.936 de 2016, se establece que sólo en caso en que para el tramo congestionado exista un proyecto de ampliación o que exista indisponibilidad de entrada en operación de la ampliación, la componente de ingresos tarifarios atribuible a la congestión en dicho tramo se deberá reasignar para compensar a las empresas generadoras en tanto se hayan visto afectadas negativamente en sus balances de transferencias de energía a raíz de la congestión; en proporción a que corresponda a dicha afectación [6]. La componente de ingreso tarifario atribuible a la congestión se calculará restando el valor referencial de ingreso tarifario asignable al peaje de transmisión al ingreso tarifario total para esta situación.

El reglamento correspondiente a esta modificación definirá las condiciones de aplicación de estas compensaciones, así como la determinación de los costos en que incurren las empresas generadoras afectadas y los niveles referenciales de ingresos tarifarios asignables a peajes de transmisión.

Cabe destacar que, bajo este esquema, los usuarios finales asumen los costos de peaje y congestión representados por los ingresos tarifarios, tanto por la componente de peaje de transmisión como componente de congestión.

### 3.4 Manejo económico de congestiones en mercados internacionales

Las estrategias de gestión económica ante eventos de congestión están orientadas a compensar a los usuarios por pérdidas económicas y otorgar protección al riesgo financiero ante estos eventos. Los *Uplift Charges*, *Financial Transmission Rights*, *Flow-Gate Transmission Rights* son las metodologías más comunes. En esta sección se realizará una breve descripción de algunos de ellos.

#### 3.4.1. Uplift Charges

Esta metodología suprime la diferencia entre los Costos Marginales de ambas zonas generadas por el desacople. Para ello define un precio uniforme para todo el sistema, que sería igual al costo marginal del sistema sin congestión. Es decir, se establece el precio de energía que tendría el sistema sin la limitación física y sin el redespacho. A su vez, como el generador despachado que es necesario para suplir la demanda del lado de retiro tiene un costo de producción mayor al precio uniforme del sistema sin congestión, se le debe valorizar su energía a su costo de producción [26]. Por ejemplo, considerando el sistema ejemplo de la Figura 10 (a). Los generadores de la zona A transmiten 200 MW a la zona B.



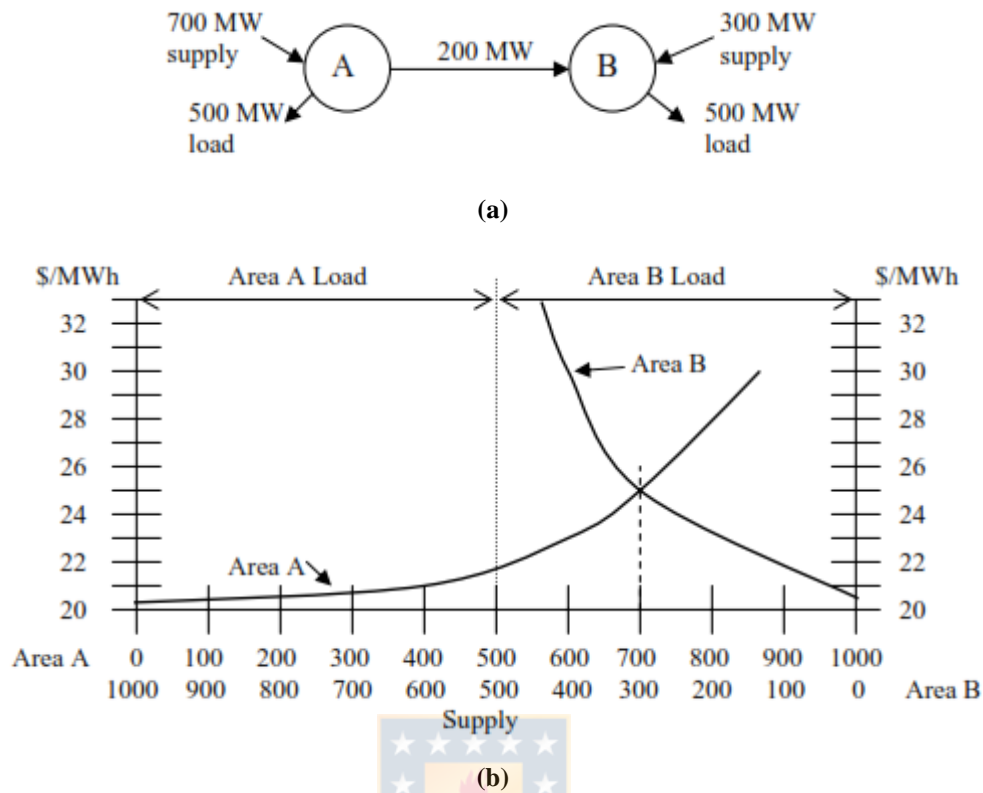


Figura 10: Sistema ejemplo Uplift Charges [26]

El precio de equilibrio es 25 \$/MWh como se aprecia en la Figura 10 (b). Asumiendo que toda esta energía se vende a costo marginal, se tiene que los generadores reciben:

$$(700 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) + (300 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) = \$25.000 \text{ } \$/h \quad (3.7)$$

Esos ingresos provienen directamente de las cargas:

$$(500 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) + (500 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) = \$25.000 \text{ } \$/h \quad (3.8)$$

Considerando ahora una restricción en el tramo de transmisión que interconecta ambas zonas que limita a 100 MW la potencia que se puede transportar. Esta situación se ilustra en la Figura 11 (a). Ahora se deben despachar 100 MW adicionales de la zona B de generación más costosa y 100 MW menos pueden ser despachados de la zona A. Esta situación genera que en la zona A el precio de la energía sea 30 \$/MWh y en la zona B de 23 \$/MWh como ilustra la Figura 11 (b).

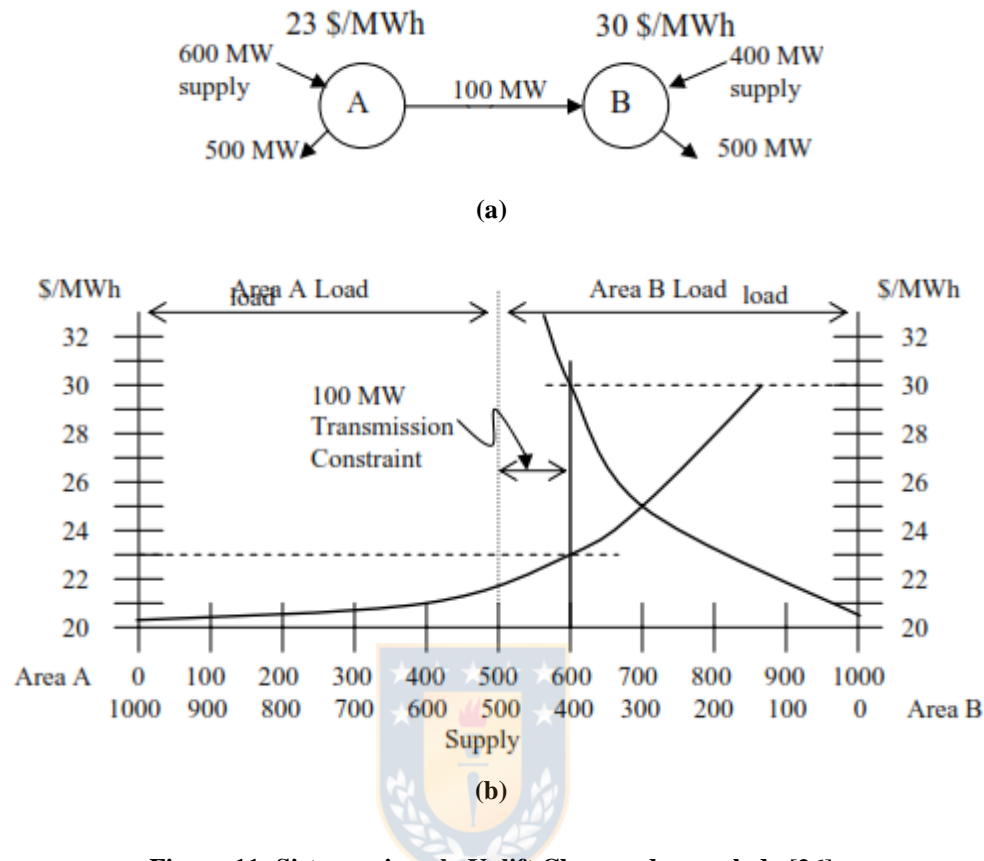


Figura 11: Sistema ejemplo Uplift Charges desacoplado [26]

En este contexto, la metodología Uplift Charges evita que se valoricen 500 MW a 23 \$/MWh y 500 MW a 30 \$/MWh. En su lugar, se fija un precio uniforme para el sistema de 25 \$/MWh y los 100 MW despachados se valorizan a 30 \$/MWh. Así, los generadores percibirán:

$$(600 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) + (300 \text{ MW})(\$25/\text{MWh}) + (100 \text{ MW})(\$30/\text{MWh}) = \$25.500 \text{ \$/h} \quad (3.9)$$

Pagado uniformemente por las cargas:

$$(\$25.500/\text{h})/(1000 \text{ MW}) = \$25,5 \text{ \$/MWh} \quad (3.10)$$

Lo que significa, que el precio presentaría un leve incremento de 0,5 \$/MWh. Cabe destacar que al ser un precio uniforme y sólo se eleva para financiar a la unidad del redespacho, el mercado no tendrá

una distorsión significativa del mercado spot ni un sobrecargo de ingresos tarifarios. Sin embargo, este esquema no tiene un sistema de compensación para el costo de despacho de generación (unidad que no puede ser despachada debido a la restricción), y además no compensa a los consumidores de energía por la volatilidad de los precios por congestión. Por lo que se le deberían realizar algunos ajustes para evitar estas desventajas.

### 3.4.2. Financial Transmission Rights (FTR)

Los mercados con estructura basada en costos marginales locales (LMP) usualmente son apropiados para operar con los FTR. Mercados como el de Nueva York, Nueva Inglaterra y Pennsylvania – Jersey – Maryland (PJM) han implementado exitosamente este sistema. Sin embargo, han sido relativamente pocos mercados eléctricos que han llevado a cabo su implementación [27].

Estos elementos consisten en herramientas financieras que otorgan a sus dueños un derecho a compensación o cargo, según sea el caso, con el fin de protegerlos/penalizarlos ante una distorsión de LMP por congestión. Para estos efectos, el operador independiente es el encargado de administrar y promover los FTR mediante una asignación inicial determinada a partir de la planificación de la operación. Luego, los propios participantes del mercado negociarán estos créditos en de una etapa primaria de subastas y/o una secundaria. Lo anterior da origen a un mercado de FTR [27], [29].

La valoración de los FTR (punto-a-punto) depende directamente de la diferencia en los LMP en las barras de inyección y retiro para una determinada transacción. Cada FTR debe tener definido su respectivo nodo de inyección  $k$  y nodo de retiro  $l$ , así como la potencia o el porcentaje de la transacción de potencia que va a prestar cobertura. Cuando la dirección del FTR está definida tal que el nodo de inyección es el de alto LMP y el de retiro es el de bajo LMP para una determinada congestión, entonces este FTR está significando un costo a pagar por el agente que lo posee. Esto posibilita crear los contraflujos económicos para dar cobertura a los agentes que tiene contratados FTR en dirección de la congestión. Es por ello que se habla de obligatoriedad de los FTR, y el operador del sistema es el encargado de definir cada uno de ellos y su asignación.

El método de valorización del FTR más común es como sigue:

- a) Cargo de congestión del nodo de inyección  $k$  al nodo de retiro  $l$ :

$$C_{k-l}(\$/h) = P_l \cdot LMP_l - P_k \cdot LMP_k \cdot \epsilon_{k-l} \quad (3.11)$$

Donde  $\epsilon_{k-l}$  es el porcentaje de potencia que el generador en  $k$  está suministrando a la carga en el nodo  $l$ .

b) El crédito de FTR es:

$$FTR_{k-l}(\$/h) = (LMP_l - LMP_k) \cdot P_{k-l} \quad (3.12)$$

Donde  $P_{k-l}$  es el nivel de generación que el agente quiere cubrir contra la congestión en una cierta hora

c) El Cargo neto por congestión es:

$$N.C_{k-l}(\$/h) = \sum_k (FTR_{k-l}(\$/h) - C.C_{k-l}(\$/h)) \quad (3.13)$$

Usualmente, el diseño de FTR es de punto-a-punto. Sin embargo, también existen derechos financieros definidos en base a *contract-path*, donde se establece conjunto de líneas ficticias por donde estará considerada la transacción y *link-based path*, que considera flujos paralelos [30]. Sin embargo, en este trabajo sólo se considera el FTR de punto-a-punto, que es el más común en la literatura y es el que se ha implementado en los mercados con este sistema de créditos por congestión.

### 3.4.3. Flow-Gate Transmission Rights (FGR)

Este es un modelo diseñado para tarificación zonal, usualmente asociado a mercados con organización descentralizada, donde los precios zonales de energía y de FGR resultan directamente por la valorización que los mismos agentes hacen de ellos, y los generadores son re-despachados por medio de incentivos económicos para crear contraflujos con el fin de aliviar la red. Los sistemas con FGR, a diferencia de los FTR, no han sido implementados exitosamente en sistemas reales. De hecho, la experiencia internacional ha demostrado que la estructura de mercado con precios zonales ha presentado muchos inconvenientes, incluso resultado en colapso financiero de sistemas [31], lo que hace aún más difícil la utilización de los FGR.

Los FlowGates (FG) pueden ser definidos como los *cuellos de botella* del sistema, donde frecuentemente ocurren las congestiones para ciertas condiciones de operación. Para estos cuellos de

botella, los usuarios pueden o no adquirir FGR, que son herramientas financieras que le otorgan cobertura ante el riesgo por congestión. La adquisición de estos derechos es completamente opcional, por lo que un usuario puede realizar sus transacciones con completa, parcial o nula cobertura financiera ante congestiones.

Cada FG tiene un límite físico de capacidad de transmisión, es por ello que la cantidad total de FGR emitida para cada hora de operación no debe exceder este límite en la dirección en que está definido el FG. Los factores de distribución son utilizados para determinar los FGR que cada FG necesita para cada transacción.

Cabe destacar que, a diferencia de los FTR, los FGR están definidos en una sola dirección, que es el sentido de la transacción en el FG para la respectiva condición de operación. Por lo que el FGR nunca es negativo, y los agentes que producen contraflujos de energía tienen el derecho a vender FGR en proporción a su contraflujo o liberación de capacidad que generen en el FG. Es por ello que se considera a estos derechos como opcionales.

Puesto a que la asignación de los FGR está determinada por los factores de distribución del sistema, estos dependen de la topología de la red y de la capacidad máxima de transmisión del FG. Por lo que la asignación de los créditos por congestión tendrá un carácter más “estable” entre un escenario de operación y otro con respecto a los FTR, pues la topología de la red no cambia con el despacho. Es por ello que se dice que estos créditos ofrecen mayor flexibilidad ante cambios en los escenarios de operación y una mayor liquidez a los acreedores de estos derechos que efectivamente participan en las transacciones en el FG, mientras que el caso de los FTR depende de la asertividad de la asignación inicial del operador que definirá en función de los escenarios de operación; esto último se realiza en las pruebas de factibilidad simultáneas para aplicación de los FTR (FST) [30].

#### **3.4.4. Modelo híbrido de derechos de transmisión**

El enfoque general de la valorización de los FG consiste en que, en un mercado descentralizado, los agentes involucrados en la transacción de energía tienen la capacidad de dar la valorización adecuada a cada FG dependiendo del nivel de congestión. Con la metodología FGR, se da lugar a arbitrariedad en la definición de los FG, sin embargo, ésta es de carácter transitorio. De este modo, el mercado será responsable por la consistencia entre los cargos por congestión y los créditos de FGR. Cualquier diferencia entre ellos sería absorbida por medio de nuevos arbitrajes hasta que el mercado alcance su equilibrio [27].

En [28] se introduce una manera alternativa de evaluar los FG en una estructura de mercado centralizada. Esto se logra implementando diferencias entre los LMP entre las barras en que los FG son definidos. Para ello, se hace la definición de *Commercial Distribution Factor* (CDF) y define los FG directamente de la diferencia entre los ZLMP (Zonal Locational Marginal Price) (Del despacho nodal) en los respectivos interfaces interzonales introduciendo señales físicas reales tanto para valorización de los créditos y cargos por congestión.

- a) El CDF para el FG entre las barras  $i$  y  $j$  ( $FG_{ij}$ ) de la transacción entre el generador  $k$  y el consumo  $l$  es:

$$CDF_{k-l,FG_{ij}} = A_{ij,k} - A_{ij,l} \quad (3.14)$$

Donde  $A_{ij,x}$  es el GSDF de la línea  $i$ - $j$  respecto al barra  $X$ .

- b) El cargo por congestión es:

$$CC_{k-l,FG_{ij}} (\$/h) = (ZLMP_j - ZLMP_i) \cdot P_k \cdot CDF_{k-l,FG_{ij}} \quad (3.15)$$

Donde  $P_k$  (MW) es la potencia despachada del generador  $k$  a una cierta hora.

- c) La reserva de FGR en un  $FG_{ij}$  entre un agente  $k$  (generador) y un agente  $l$  (consumo) es:

$$FGR_{k-l,FG_{ij}}(MW) = P_{k-l}(MW) \cdot CDF_{k-l,FG_{ij}} \cdot \min\{\alpha_{ij}, 1\} \cdot \epsilon_{k-l} \quad (3.16)$$

Donde  $P_{k-l}$  es la cantidad de potencia que el usuario desea cubrir contra congestión en el tramo  $FG_{ij}$ . Y  $\alpha_{ij}$  representa el porcentaje de la máxima potencia que  $FG_{ij}$  puede aceptar con respecto a la transacción entre los respectivos agentes, así la cantidad total de FGR no excede la capacidad del FG.

- d) La valorización del FGR es:

$$FGR_{FG_{ij}}(\$/MWh) = ZLMP_j - ZLMP_i \quad (3.17)$$

e) Y el cargo neto por congestión es:

$$NC(\$/h) = \sum_{FG_{ij}} \sum_k FGR_{k \rightarrow l, FG_{ij}}(MW) \cdot FGR_{FG_{ij}}(\$/MWh) - \sum_{FG_{ij}} \sum_k CC_{k \rightarrow l, FG_{ij}}(\$/h) \quad (3.18)$$

El método propuesto para valorizar los FGR es para la operación de corto plazo (Planificación diaria o horaria), por lo que los agentes intentarán ajustar lo mejor posible sus reservas a la operación real. En el caso de deficiencias en la cobertura, los agentes pueden transar sus FGR en mercados secundarios. Cabe destacar que, para implementar este modelo en un mercado centralizado, lo primero y más importante, es que sólo los agentes que contribuyen a la dirección en que el FG fue definido son los que pueden adquirir FGR. Agentes que producen contraflujos no son compensados económicamente, pues en un modelo centralizado no son necesarios los incentivos monetarios para el re-despacho, pues éste es realizado por el operador para aliviar la congestión. Otra interesante condición para que un agente participe en el mercado de FGR, es que su CDF obtenido de (3.14) debe ser positivo, esto significaría que el resultado de su transacción (inyección en  $k$  y retiro en  $l$ ) provocarían un flujo en la misma dirección en que el FG fue definido. En (3.15), el término del CDF es usado para obtener la fracción real de potencia de la transacción punto-a-punto a considerar dentro del flujo en el FG para determinar los cargos por congestión. Esto genera señales claras para entregar del uso físico que los agentes hacen de la red. De igual forma, en (3.16), la cantidad de FGR (MW) que un agente está dispuesto a adquirir para protegerse de la congestión está definido por cómo van a afectar sus transferencias al flujo en el respectivo FG.

Cabe destacar que, en esta metodología, se define un porcentaje mínimo de utilización del FG para simplificar el mercado y disminuir la cantidad de FGR para cada FG. Esto significa que los participantes que aporten menos del margen determinado al flujo en el FG no participarán en el mercado de FGR.

En este modelo, los ZLMP son obtenidos de un despacho de LMP agrupando nodos con precios similares (menos de 15% de diferencia) en una misma zona. Es decir, se utiliza un modelo zonificado

sólo para efectos de la determinación de los FG e implementación del mercado de FGR, pero a partir de un modelo de despacho nodal basado en LMP y de operación centralizada [27], [28].





## Capítulo 4. Esquema tarifario propuesto

---

El diseño de un esquema de tarificación debe asegurar el retorno de los altos costos de inversión más los costos de operación y mantención que aseguren alta rentabilidad a las empresas de transmisión. Además, este sistema debe ser equitativo, simple y transparente, y debe entregar adecuadas señales económicas a sus usuarios. Sin embargo, producir estas señales puede resultar en sistemas engorrosos donde existe alta propensión a que algunos usuarios sean perjudicados y otros obtengan ventajas, y por ende estas restricciones políticas pueden impedir estos cambios “costo-reflectivos”.

En 1997, Richard Green, académico del Departamento de Economía Aplicada, Cambridge, UK; señaló los principales preceptos sobre los cuales deben estar formulados los sistemas de tarificación en transmisión [22]:

- **Eficiencia Económica:** En este punto se hace énfasis en que los costos de pérdidas de transmisión y de congestión deben estar incluidos en la optimización de la operación y en la búsqueda del equilibrio del mercado de la electricidad. Esto es una práctica habitual en los mercados centralizados, donde se emplea la teoría marginalista para fijar los precios de los bienes a transar, en este caso, las unidades de energía; que generalmente contienen los costos de transmisión dentro de su determinación.
- **Deben otorgar claras señales de localización:** Se debe asegurar que el sistema de tarificación entregue clara información tanto a corto como a largo plazo para que, cuando se toman decisiones de localización de generación y consumos, se consideren de manera efectiva los costos de transmisión.
- **Equidad de precios:** Los precios deben ser iguales sin importar la categoría de usuario. Es decir, por ejemplo, dos usuarios que retiran energía de un mismo punto, deben pagar el mismo precio por una misma cantidad para financiar el costo de desarrollo y operación del sistema.
- **Transparencia y simplicidad:** En los cobros por uso del sistema de transmisión debe haber una consistencia entre la regulación de precios actual y para futuras instalaciones en el sistema de transmisión. La regulación debe asegurar que la información debe ser claramente entregada a todos los usuarios.
- **Suficiencia:** Básicamente se refiere a que el sistema de precios debe cubrir efectivamente los costos de provisión del servicio.

## 4.1 Apreciación crítica al sistema actual chileno

En esta sección se enuncian las principales objeciones al sistema de pagos por servicios de transmisión nacional de la regulación chilena introducidas en este trabajo. En particular:

- A pesar de que establecer un cargo por uso de las líneas como el ingreso tarifario permite entregar señales locales a generadores y consumos, recolectando cargos de congestión para obtener liquidez y compensación a mediano plazo para usuarios afectados; la experiencia ha dejado en manifiesto que este mecanismo de tarificación es insuficiente para financiar a las empresas de transmisión.

La tendencia en los últimos cambios regulatorios (ley 20.936) ha sido simplificar los sistemas de cobro de peajes, introduciendo el estampillado a la demanda como método para cobrar estos cargos. Se ha demostrado en la experiencia internacional y en los diversos estudios, que el estampillado es un método que entrega suficiencia y simplicidad para reunir los costos de transmisión [23], [24], [35]. Es por ello, que es interesante cuestionar si realmente es necesario incluir los ingresos tarifarios para financiar el sistema de transmisión. En este trabajo, se enfatiza en que los ingresos tarifarios deben ser redefinidos como cargos externos al sistema de remuneración de empresas transmisoras, destinados a retribuir por pérdidas de transmisión a quienes incurren en este costo, que son los generadores que producen la energía perdida en las líneas. Mientras que los cargos por congestión deben ser liquidados de acuerdo a las afectaciones por desacople económico, también como una componente externa al esquema de remuneración a empresas transmisoras.

- A pesar de que la normativa establece que los ingresos tarifarios deben ser pagados por los generadores, en la práctica estos agentes cargan estos cobros a las facturas de energía a los usuarios finales con los que sostienen acuerdos contractuales. Se tienen entonces, señales económicas que no están siendo asimiladas por los generadores. Además, estos últimos realizan la proyección de la operación para calcular los ingresos tarifarios que se cargan al precio de la energía de contrato, por lo que frecuentemente no existe consistencia entre esto y la planificación realizada por el coordinador, y puesto a que el peaje de transmisión es calculado en base a la diferencia de los costos de transmisión con el ingreso tarifario, se pueden generar sobrecargos a la demanda por estas divergencias.
- No es común incluir el concepto de pérdidas de transmisión en los esquemas tarifarios para la remuneración de los costos de transmisión. Esto se puede apreciar de la revisión de los

mercados extranjeros donde sólo el mercado chileno (y los mercados peruano y boliviano que están basados en éste) posee esta formulación dentro de sus tarifas. En este trabajo se plantea que los generadores que están generando estas pérdidas deberían ser compensados por ellas, y los agentes que deben incurrir en el pago, son a los que deben ser entregadas las señales de localización. De hecho, la presencia del ingreso tarifario en las tarifas chilenas se debe a que, en un inicio, la valorización de las pérdidas era suficiente para reflejar el uso actual, entregar señales y financiar el negocio de la transmisión; luego, cuando su insuficiencia fue evidente, con las modificaciones a la regulación se añadió el cargo complementario y de esta forma el ingreso tarifario ha permanecido hasta la actualidad.

- La metodología de compensación por congestiones sólo otorga cobertura a empresas generadoras por volatilidad de precios. Y al utilizar la componente de congestión de los ingresos tarifarios, la demanda estaría financiando esta cobertura. Esto claramente perjudica a los usuarios finales, pues no sólo deben pagar una alta componente de ingresos tarifarios para dar protección financiera a los generadores, sino que carecen de un sistema que les entregue cobertura ante estos eventos. En este contexto, cabe señalar que las empresas actualmente poseen un mecanismo de cobertura ante variaciones en los precios por congestiones, que es la indexación de precios de contratos de suministro al costo marginal de largo plazo.
- En este trabajo se contrasta la efectividad de la metodología de compensación por eventos de congestión introducido por la regulación chilena la metodología de la estructura propuesta. Se presume que la cobertura de los costos por congestión a los distintos agentes de la regulación actual chilena no es suficiente para cubrir la total o mayor parte de estos cargos.

## 4.2 Definición del esquema propuesto

En términos generales, el esquema propuesto modifica el esquema actual eliminando los ingresos tarifarios para el pago de los costos de transmisión. Estos costos, a su vez, se remuneran a través de peajes de estampillado cobrados a la demanda. También se introduce un cargo adicional por pérdidas de transmisión, donde los retiros pagan por este concepto a los generadores que producen esa energía que es perdida. Por último, se define una estrategia de compensación tanto a generadores como a consumos afectados en sus balances de transferencias por congestión. Por lo tanto, se puede enunciar el esquema como sigue:

### 4.2.1. Costos totales de transmisión

Los costos totales de transmisión son fijos, definidos por la Comisión y enunciados mediante decreto. Estos consisten en el VATT, que representa las anualidades de los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión. Cabe destacar que estos costos son independientes de las condiciones de operación del sistema, por lo que las empresas transmisoras están aseguradas de recibir su remuneración mensual determinada por un doceavo del VATT indexado como indica el reglamento. Este costo es financiado por los usuarios finales por medio del peaje de transmisión.

### 4.2.2. Peaje de transmisión

Los consumos deben pagar cada mes un doceavo del VATT. Para ello, para cada una de las cargas se establece un peaje horario, determinado por el doceavo del VATT dividido el número de horas del mes, multiplicado por la razón entre la demanda máxima leída en la respectiva hora de dicha carga y la sumatoria de las demandas máximas de todas las cargas que componen en el sistema en la misma hora (estampillado).

### 4.2.3. Cargos por pérdidas de transmisión

Los usuarios finales (cargas) que participan los flujos físicos deben incurrir en el pago de este cargo. Y deben ser remunerados a los generadores que “generan” estas pérdidas.

Para efectos de la asignación de estos cargos, se deben determinar las participaciones de cada usuario final en los flujos físicos del respectivo tramo. Y a su vez, se deben determinar las participaciones de inyecciones en el respectivo tramo para su remuneración. De esta forma se tiene que el cargo asignado a la carga  $c$  conectada a la barra  $l$  debido a las pérdidas en el tramo  $i-j$  es:

$$C.P_{c,ij}(\$/h) = \mu_c^l \cdot FUPTR_{ij}^k \cdot (CMg_j \cdot P_j - CMg_i \cdot P_i) \quad (5.1)$$

Donde  $\mu_c^l$  es la fracción de potencia que la carga  $c$  retira en la barra  $l$ ;  $FUPTR_{ij}^l$  es el factor de participación de retiro de la barra  $l$  en el tramo  $i-j$ ,  $CMg_x$  es el costo marginal en \$/MWh en la barra  $x$  y  $P_x$  es la potencia en MW en la barra  $x$ .

La remuneración para el generador  $g$  conectado a la barra  $k$  que genera las pérdidas es:

$$R.G_{g,ij}(\$/h) = \mu_c^k \cdot FUPT_{ij}^k \cdot (CMg_j \cdot P_j - CMg_i \cdot P_i) \quad (5.2)$$

Donde  $\mu_c^k$  es la fracción de potencia que el generador  $g$  inyecta en la barra  $k$ ;  $FUPT_{ij}^k$  es el factor de participación de inyecciones de la barra  $k$  en el tramo  $i-j$ ,  $CMg_x$  es el costo marginal en \$/MWh en la barra  $x$  y  $P_x$  es la potencia en MW en la barra  $x$ .

Observación 1: Como se analizó en el Capítulo 3 cuando existe una congestión, se genera una componente en la ecuación 5.1 debido al desacople. En estos casos, se considera sólo la componente de este cargo asignable a pérdidas de transmisión. Para esto se usa un valor referencial de dicho cargo, resultante de modelar el sistema considerando capacidad de transmisión infinita en el tramo congestionado, así, sin realizar el redespacho y con un costo marginal uniforme (sin desacople económico). De esta forma, se estaría estableciendo una componente de referencia asignable a pérdidas para el tramo congestionado, similar al mecanismo que introduce la ley 20.936.

Los cargos a usuarios finales son:

$$C.P_{c,ij}^{sc}(\$/h) = \mu_{c,k}^{sc} \cdot FUPTR_{ij}^{k,sc} \cdot (CMg_j^{sc} \cdot P_j^{sc} - CMg_i^{sc} \cdot P_i^{sc}) \quad (5.3)$$

La remuneración a cada inyección es:

$$R.G_{c,ij}^{sc}(\$/h) = \mu_{g,l}^{sc} \cdot FUPT_{ij}^{l,sc} \cdot (CMg_j^{sc} \cdot P_j^{sc} - CMg_i^{sc} \cdot P_i^{sc}) \quad (5.4)$$

Para las ecuaciones (5.3) y (5.4), el superíndice  $sc$  indica que se están utilizando las variables de las ecuaciones (5.1) y (5.2) respectivamente para el sistema sin la limitación.

Observación 2: En este esquema, el cargo por pérdidas es pagado por los usuarios finales a los generadores afectados por las pérdidas. Por ende, en contratos de suministro de energía, los

generadores no pueden incluir el cargo por ingreso tarifario estimado por estos mismos dentro de los precios de energía de contrato.

#### 4.2.4. Pago de costos de congestión

Para estos efectos, se modelan dos escenarios:

- Escenario con sistema con capacidad de transmisión infinita, tramo sin congestión y precio spot sin desacople, las unidades fuera de mérito del redespacho no son despachadas; en su lugar se despacha la unidad que corresponde por mérito. Costo marginal uniforme para todo el sistema:  $CMg_{sc}$ . Este precio se utiliza como un nivel de referencia.
- Escenario real con limitación. Se tienen dos zonas para un tramo congestionado. Zona de CMg bajo (llámese  $CMg_b$ ) y zona de CMg alto (llámese  $CMg_a$ ).

#### Cobertura a generadores por distorsión de mercado spot:

Es preciso volver a señalar que los contratos de suministro entre un generador y un consumidor de energía establecen que el precio de cada MWh transado está indexado. Es decir, si el costo marginal del despacho horario es menor al costo marginal proyectado de largo plazo sobre el cual está basado el precio contractual, se cobra la energía transada basada en el costo marginal del despacho. Y viceversa, si el costo marginal de largo plazo sobre el cual está determinado el precio de contrato es mayor al costo marginal horario, se considera para estos efectos al primero. Es por ello se considera que los generadores cuentan con un sistema de cobertura ante la volatilidad del precio de energía por congestiones definido en la planificación semanal del despacho de generación. Por lo tanto, el sistema de cobertura a generadores se limita a compensaciones por distorsión solamente de los precios spot; donde se considerará la diferencia entre el precio spot real de desacople con el precio spot uniforme que tendría el mercado sin desacople para la valorización de los costos de congestión en este mercado. En particular, se establece una cobertura para unidades excedentarias que venden su energía en zona de CMg bajo ( $CMg_b$ ) y unidades deficitarias que deben comprar energía en spot en la zona de CMg alto ( $CMg_a$ ).

Las unidades que deben incurrir en el pago de los cargos para la cobertura son los generadores beneficiados en el mercado spot por el desacople, ya sea generadores deficitarios que compran energía en mercado spot a  $CMg_b$  o unidades excedentarias que venden sus excedentes de energía en mercado spot a  $CMg_a$ .

Se reúne así un Saldo de Congestión de Spot (SCS) dado por:

$$SCS (\$/h) = \sum_e Exd_e^a \cdot (CMg_a - CMg_{sc}) + \sum_d ctr_d^b \cdot (CMg_{sc} - CMg_b) \quad (5.4)$$

Donde  $Exd_e^a$  son los excedentes de cada generador excedentario  $e$  en la zona de costo marginal alto ( $CMg_a$ ). Y  $ctr_d^b$  es la energía comprada por los deficitarios  $d$  en la zona de bajo costo marginal ( $CMg_b$ ) para dar cumplimiento a sus contratos.

Los Costos de Congestión de Spot (CCS) que deben ser remunerados a cada usuario son:

$$CCS (\$/h) = \sum_d Exd_e^b \cdot (CMg_{sc} - CMg_b) + \sum_e ctr_d^a \cdot (CMg_a - CMg_{sc}) \quad (5.4)$$

Donde  $Exd_e^b$  son los excedentes de cada generador excedentario  $e$  en la zona de costo marginal bajo ( $CMg_b$ ). Y  $ctr_d^a$  es la energía comprada por los deficitarios  $d$  en la zona de alto costo marginal ( $CMg_a$ ) para dar cumplimiento a sus contratos.

Los excedentes son calculados como la potencia despachada de cada excedentario  $P_e^{dsp}$  menos las pérdidas totales en todos los tramos  $i - j$  que estos producen, menos la potencia destinada a cumplir contratos con los consumos  $m$  con que tiene estos compromisos:

$$Exd_e = P_e^{dsp} - \sum_{ij} P_L^{ij} \cdot FUPT_{ij}^e - \sum_m ctr_e^m \quad (5.4)$$

Donde  $P_L^{ij}$  son las pérdidas de potencia en los tramos  $i - j$  obtenidas por el flujo de potencia y  $FUPT_{ij}^e$  son las participaciones que los excedentarios tienen en cada uno de dichos tramos.  $ctr_e^m$  es la potencia destinada a cumplir el contrato entre el excedentario  $e$  y el consumo  $m$ .

Observación: Si el SCS es mayor que CSC, se realiza la reliquidación de la diferencia a prorratas de la fracción del SCS en que haya incurrido cada agente.

En caso de ser el CCS mayor que el SCS, la empresa transmisora propietaria del tramo congestionado es quien debe pagar dicha diferencia.

### **Cobertura a consumos:**

El esquema propuesto también pretende dar cobertura a usuarios finales (cargas) contra la volatilidad de los precios de la energía por congestiones.

Para ello se evalúa la implementación de alguno de los sistemas de derechos FTR, FGR y el modelo integrado introducido en [27], [28] que se expuso en la sección 3.4

Si bien estos modelos tienen diferencias en cuanto a su estructuración, tienen en común que las cargas afectadas por la volatilidad de los precios de desacople puedan cubrir parte de los costos por congestión.

Las principales ventajas que esgrime un sistema basado en FGR es que los FG están definidos sólo en una dirección, son derechos opcionales y están limitados por la capacidad física del FG. Razón por la que los acreedores no están expuestos a costos extraordinarios por las direcciones de punto de inyección – punto de retiro como es el caso de los FTR, además sólo usuarios que participan en los flujos de los FG recibirán cobertura debido a la utilización de sendos factores de distribución en su determinación. Esto genera a que no exista una gran cantidad de usuarios beneficiados por los créditos y no existan subsidios cruzados, obteniendo una mayor liquidez y mejor cobertura para los usuarios realmente afectados. Sin embargo, un sistema de FGR no puede ser implementado en un mercado centralizado con estructura nodal de despacho basado en LMP. Es por ello que implementar el modelo híbrido es una alternativa con mejor punto de comparación con respecto un sistema de créditos FTR.





**Tabla 3: Resumen esquema tarifario propuesto y su comparación con esquema actual**

Ítem	Pago de costos de transmisión (VATT)	Costos operacionales
Esquema actual chileno	<p>Tarifa incluye pago de ingresos tarifarios (reflejan costos de pérdidas y congestión):</p> <p>Pagan generadores (cargan a consumos)</p> <p>Pago de peaje (estampillado):</p> <p>Paga 100% demanda desde 2020</p>	<p>Generadores que producen la energía de pérdidas no son compensados. Pérdidas de transmisión se consideran en el pago del VATT.</p> <p>Componente de congestión de ingresos tarifarios es reasignada en proporción de afectación de los agentes. Pagan los usuarios finales.</p>
Esquema propuesto	<p>Pago de peaje mediante estampillado. Usuarios finales pagan el 100% del VATT mediante esta metodología de asignación.</p>	<p>Se paga un cargo por pérdidas a los generadores que generan estas pérdidas: Pagan usuarios finales. Método de asignación por factores de utilización.</p> <p>Congestiones:</p> <p>Cobertura a generadores en mercado spot: pagan generadores beneficiados por volatilidad de precios a generadores perjudicados por estos efectos.</p> <p>Cobertura a consumos mediante sistema de derechos de transmisión.</p>

La Figura 12 y Figura 13 ilustran la comparación entra ambos esquemas.

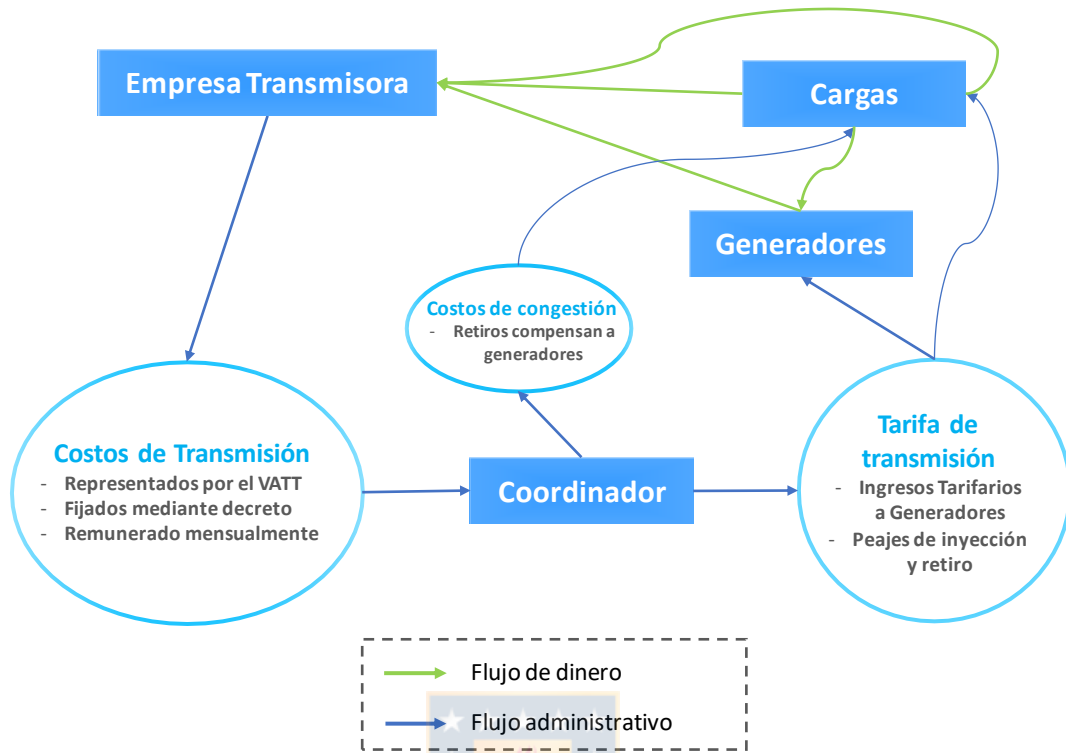


Figura 12: Ilustración esquemática de sistema de tarificación de transmisión actual chileno

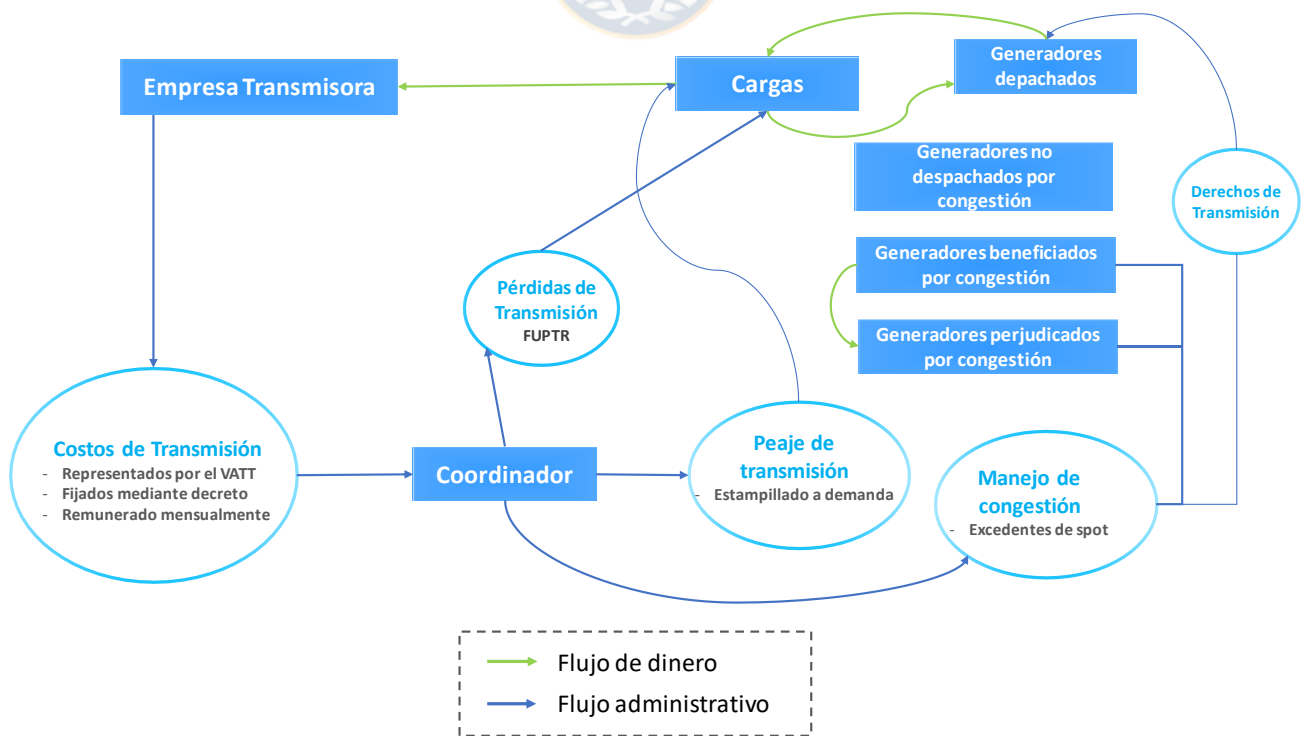


Figura 13: Ilustración esquemática de sistema de tarificación de transmisión actual chileno

## Capítulo 5. Ejemplos de aplicación

### 5.1 Sistema 39 barras estándar IEEE

El sistema de tarifas de transmisión introducido en este trabajo se ha aplicado para un escenario de congestión en el sistema de 39 barras estándar IEEE (representación del sistema de Nueva Inglaterra) representado en la Figura 14.

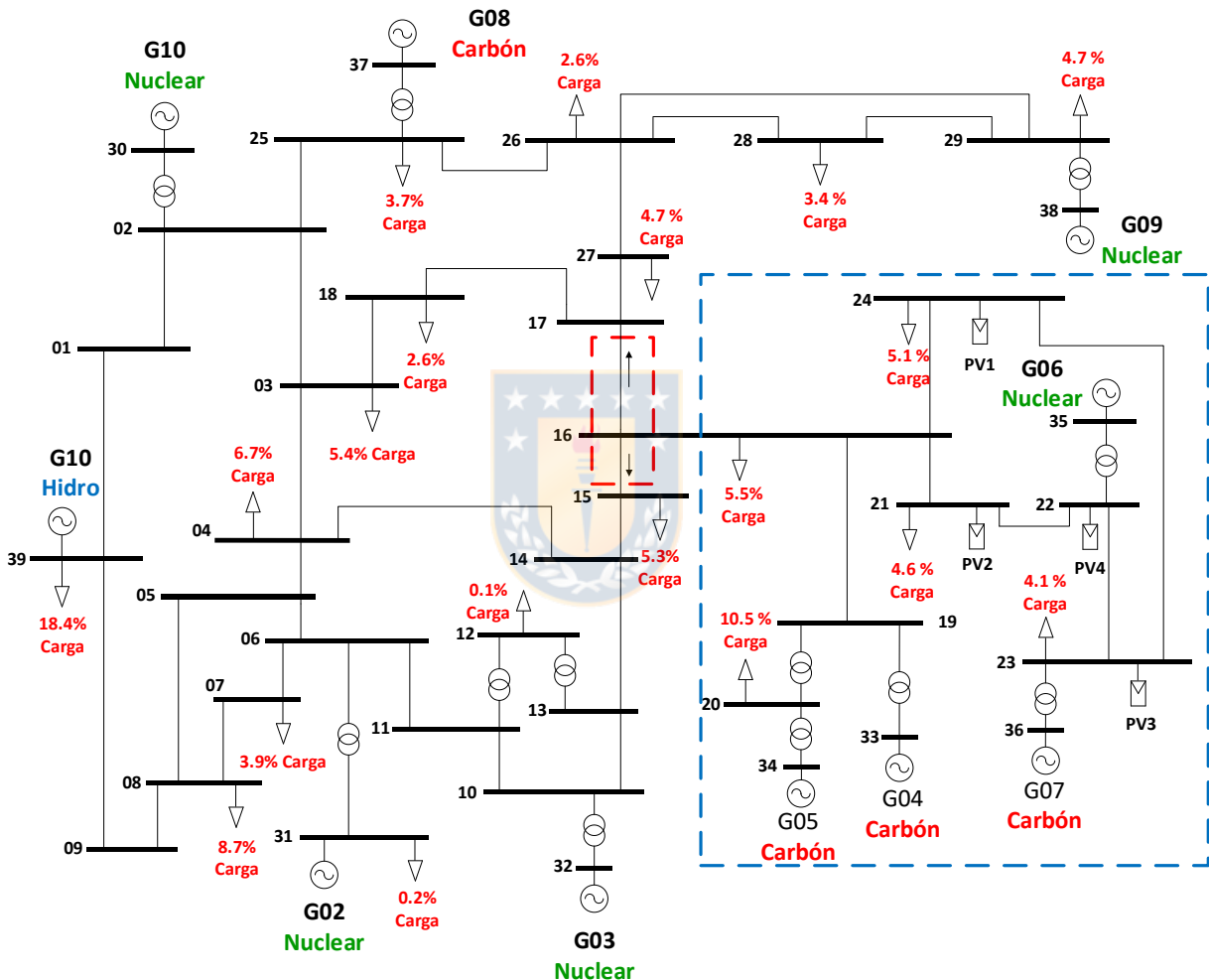


Figura 14: Sistema IEEE 39 barras

#### 5.1.1. Escenarios de operación

Para la aplicación de este esquema, se han simulado dos escenarios de operación (modelación en Digsilent) para una misma condición de demanda total de 5.423 (MW) con la distribución de carga que presenta la Figura 14.

En el primer escenario es un escenario ficticio donde se asume el sistema con sus tramos de transmisión con capacidad infinita. Este tiene la particularidad que el redespacho de unidades no se lleva a cabo, por ende, tiene un único costo marginal sistema -  $CMg_{sc}$  - que define los costos marginales en cada barra. Esta condición, de aquí en adelante, se denomina como sistema “acoplado”. El despacho de este escenario se señala en la Tabla 4.

**Tabla 4: Lista de mérito IEEE 39 barras acoplado**

Lista Mérito	Potencia (MW)	Tecnología	CV \$/MWh	barra	f.p.	CMg (bus 16)
PV 1	456	PV	0	24	1,003	0
PV 2	200	PV	0	21	1,007	0,0
PV 3	200	PV	0	23	1,015	0,0
PV4	200	PV	0	22	1,014	0,0
G 10	250	Hidro	4,9	30	0,984	4,8
G 01	1000	Hidro	6,2	39	0,977	6,06
G 03	600	Nuclear	12	32	0,985	11,8
G 06	650	Nuclear	13,5	35	1,014	13,7
G 09	790	Nuclear	15,4	38	1,019	15,7
G05	510	Carbón	31,9	34	1,013	32,1
G07	404	Carbón	35,6	36	1,019	36,3
G04	200	Carbón	40,7	33	1,007	41,0
<b>Generación total: 5460</b>						

El segundo escenario corresponde al escenario real, en cual sí se consideran los límites de transmisión. Los tramos enmarcados en el recuadro en rojo de la Figura 14 se encontrarían sobre su capacidad de transmisión para el despacho anterior (Tabla 4). Los tramos 15-16 y 16-17 estarían al 102,0% y 100,2% de su capacidad de transmisión respectivamente. La unidad G04 no puede ser despachada y en su lugar se debe despachar la unidad fuera de mérito G08. Por ende, se generan dos zonas económicamente desacopladas. En esta condición, el sistema se denomin como “desacoplado”, y se ha designado “zona A” a la región delimitada por el rectángulo color azul de la Figura 14 (incluye barra 16) y a “zona B” corresponde al resto del sistema. El despacho para el sistema desacoplado se presenta en la Tabla 5 y Tabla 6.

Tabla 5: Lista mérito Zona A IEEE 39 barras desacoplado

Lista Zona A	Mérito	Potencia (MW)	Tecnología	CV \$/MWh	barra	f.p.	CMg (bus 16)
PV 1		456	PV	0	24	1,003	0
PV 2		200	PV	0	21	1,007	0,0
PV 3		200	PV	0	23	1,015	0,0
PV4		200	PV	0	22	1,014	0,0
G 06		650	Nuclear	13,5	35	1,014	13,7
G05		510	Carbón	31,9	34	1,013	32,1
G07		404	Carbón	35,6	36	1,019	36,3
<b>Generación total: 2620 MW</b>							

Tabla 6: Lista mérito Zona B IEEE 39 barras desacoplado

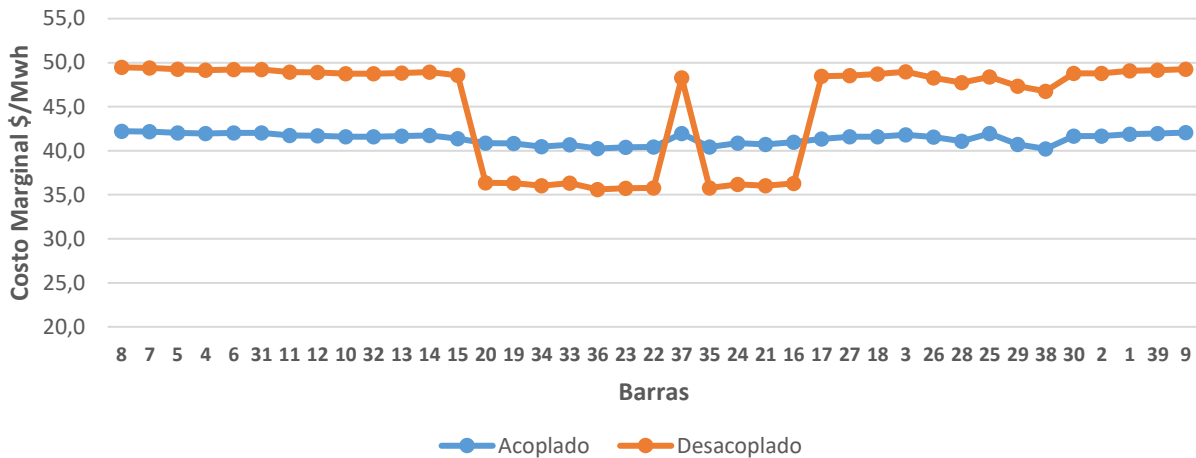
Lista Zona B	Mérito	Potencia (MW)	Tecnología	CV \$/MWh	barra	f.p.	CMg (bus 16)
G 10		250	Hidro	4,9	30	0,9836	4,8
G 01		1000	Hidro	6,2	39	0,9768	6,1
G 03		600	Nuclear	12	32	0,9854	11,8
G 09		810	Nuclear	15,4	38	1,0193	15,7
G08		197	Carbón	47,8	33	1,0071	48,1
<b>Generación total :2857 MW</b>							

El costo marginal sistema para el sistema acoplado ( $CMg_{sc}$ ) es de 40,99 \$/MWh. En el caso del sistema desacoplado, el costo marginal de la zona A ( $CMg_A$ ) A es de 36,3 \$/MWh y en la zona B ( $CMg_B$ ) es de 48,1 \$/MWh.

Para efectuar el despacho, se ha considerado en ambos escenarios a la barra 16 (para ambas zonas en caso de desacople) como la barra de energía. Además, los costos marginales de cada unidad en la lista de mérito y los costos marginales de las barras a partir del costo marginal sistema o zonal, se han determinado mediante aplicación de sendos factores de penalización por medio de un *script* [25] en la modelación en el software Digsilent. Los costos variables de combustible fueron obtenidos del reporte anual de 2016 de energía de la U.S Energy Information Administration [38].

### 5.1.2. Costos Marginales

Los costos marginales de todas las barras del sistema se pueden visualizar en la Figura 15.



**Figura 15: Costos marginales sistema acoplado vs sistema Acoplado IEEE 39 barras**

Se observa en el caso del sistema acoplado la diferencia entre los costos marginales se debe sólo a las pérdidas de transmisión. Para el desacople se tienen dos niveles de precios fácilmente identificables, debido al desacople. Cabe destacar que esta diferencia puede ser mucho mayor en el caso de que existiera mayor disponibilidad de energías renovables en la zona A, donde puede caer el costo marginal hasta valores cercanos o iguales a cero.

### 5.1.3. Cargos por pérdidas de transmisión a usuarios finales

Los cargos por pérdidas para cada tramo  $i - j$  se observan en la Tabla 7. Notar que para los tramos congestionados se emplean los valores referenciales desde el modelo del sistema acoplado.

**Tabla 7: Ingresos Tarifarios sistema acoplado IEEE 39 barras**

Tramo	$P_i$ (MW)	$P_j$ (MW)	$CM_{g_i}$ (\$/MWh)	$CM_{g_j}$ (MW/h)	Cargo pérdidas (\$/h)	Pérdidas (MW)
01 - 02	87,4	87,1	48,8	49,1	12,6	0,2
01 - 39	87,1	87,0	49,1	49,2	0,5	0,2
02 - 03	226,1	225,5	48,8	49,0	14,9	0,6
02 - 25	63,9	63,5	48,4	48,8	8,5	0,3
03 - 04	161,0	160,6	49,0	49,2	13,3	0,3
03 - 18	227,0	226,5	48,7	49,0	36,1	0,5
04 - 05	105,3	105,2	49,2	49,3	6,3	0,1

Tramo	P <sub>i</sub> (MW)	P <sub>j</sub> (MW)	CM <sub>g<sub>i</sub></sub> (\$/MWh)	CM <sub>g<sub>j</sub></sub> (MW/h)	Cargo pérdidas (\$/h)	Pérdidas (MW)
04 - 14	343	342	41,7	42,0	43	0,9
04 - 14	307,9	307,2	48,9	49,2	43,3	0,7
05 - 06	167,9	167,9	49,2	49,3	1,8	0,1
05 - 08	273,1	272,5	49,3	49,5	26,7	0,6
06 - 07	323,2	322,6	49,2	49,4	29,8	0,6
06 - 11	504,2	502,6	48,9	49,2	74,4	1,6
07 - 08	111,3	111,2	49,4	49,5	2,2	0,1
08 - 09	88,9	88,7	49,3	49,5	10,2	0,2
09 - 39	89,0	88,9	49,2	49,3	3,3	0,1
10 - 11	489,8	488,9	48,8	48,9	38,7	0,9
10 - 13	110,2	110,2	48,8	48,8	-2,2	0,0
13 - 14	88,1	88,0	48,8	48,9	5,4	0,1
14 - 15	220,7	219,8	48,6	48,9	38,7	0,8
15 - 16	564,5	561,8	41,0	41,4	104,9	2,7
16 - 17	627,6	625,1	41,0	41,3	120,1	2,5
16 - 19	60,3	60,2	36,3	36,3	0,9	0,1
16 - 21	879,7	876,9	36,0	36,3	112,0	2,8
16 - 24	474,0	473,4	36,2	36,3	23,1	0,6
17 - 18	370,7	369,9	48,4	48,7	54,8	0,9
17 - 27	108,3	108,1	48,4	48,5	0,8	0,1
21 - 22	930,5	927,4	35,8	36,0	122,9	3,1
22 - 23	80,6	80,5	35,7	35,8	1,2	0,0
23 - 24	299,2	297,4	35,7	36,2	65,8	1,8
25 - 26	66,7	66,6	48,3	48,4	-0,3	0,1
26 - 27	146,2	145,9	48,3	48,5	18,2	0,3
26 - 28	147,8	146,9	47,7	48,3	40,2	0,9
26 - 29	193,6	191,6	47,3	48,3	92,5	1,9
28 - 29	335,5	334,0	47,3	47,7	68,8	1,4
02 - 30	250,0	250,0	48,8	48,8	0,8	0,0
06 - 31	11,4	11,4	49,2	49,2	0,0	0,0
10 - 32	600,0	600,0	48,8	48,8	5,8	0,0
11 - 12	15,3	15,3	48,9	48,9	0,6	0,0
13 - 12	22,1	22,1	48,8	48,9	1,0	0,0
19 - 20	60,2	60,1	36,3	36,4	1,0	0,0
19 - 33	0,0	0,0	36,3	36,3	-0,5	0,0
20 - 34	510,0	507,6	36,0	36,4	84,3	2,4
22 - 35	650,0	650,0	35,8	35,8	3,6	0,0
23 - 36	404,2	403,5	35,6	35,7	29,5	0,7
25 - 37	200,0	199,8	48,3	48,4	0,0	0,2
29 - 38	790,1	785,3	46,7	47,3	234,7	4,7

Los cargos para los tramos que señala la Tabla 7 se asignan a cada usuario en función de su participación de acuerdo a lo señalado en 4.2.3. El resultado de la asignación a usuarios finales y su correspondiente pago a generadores se muestra en la Tabla 26 y Tabla 27 del Anexo.

Los pagos totales a generadores y cargos totales a usuarios finales por concepto de pérdidas se muestran en la Tabla 8 y Tabla 9 respectivamente.

**Tabla 8: Pagos a generadores por pérdidas IEEE 39 barras**

Generador	Pérdida (MW)	Cargo (\$/h)
G 01	0,8	29,4
G 03	1,9	91,0
G 08	0,4	13,6
G 05	3,0	138,2
G 06	5,5	255,0
G 07	4,2	185,4
G 09	10,8	510,8
G 10	0,4	13,6
PV1	2,0	102,9
PV2	1,2	57,3
PV3	1,7	77,1
PV4	1,7	77,4
<b>Total</b>	<b>33,7</b>	<b>1552</b>



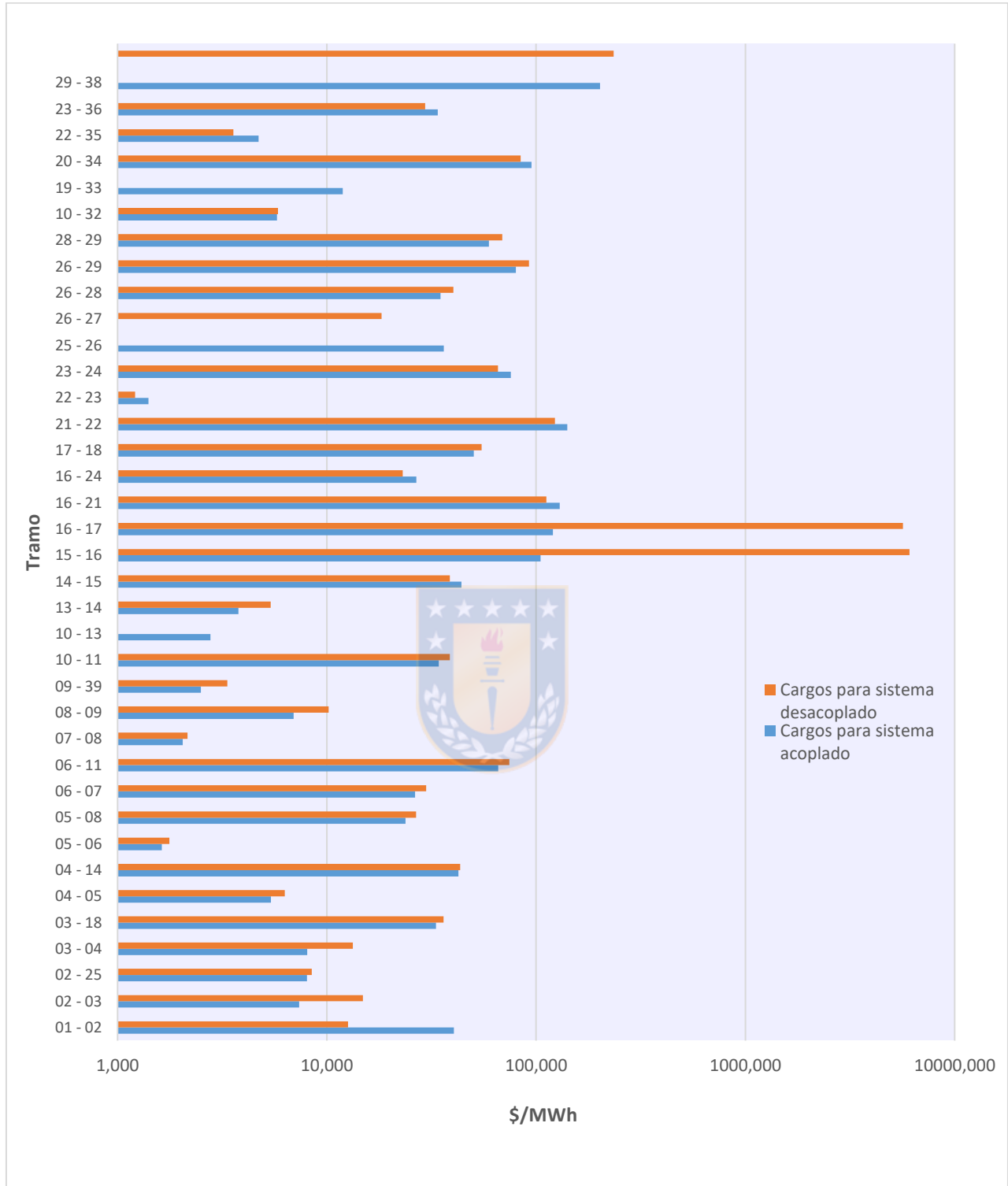
**Tabla 9: Cargos a Consumos por pérdidas IEEE 39 barras**

Carga	Pérdida (MW)	Cargo (\$/h)
C03	1,9	95
C04	2,8	131
C07	2,0	92
C08	4,4	205
C12	0,0	2
C15	1,8	79
C16	1,3	55
C18	0,8	42
C20	2,6	106
C21	0,9	39
C23	0,6	27
C24	1,1	49
C25	1,3	60
C26	0,7	31
C27	1,4	64
C28	1,1	51
C29	1,2	53
C31	0,1	3
C39	7,8	367
<b>Total</b>	<b>33,7</b>	<b>1552</b>

Observación: Debido a que la modelación del sistema para valorizar las pérdidas considera al sistema acoplado, que incluye el despacho de la unidad G04; siendo que en la operación real esta unidad no es despachada, sino que lo es la unidad G08; es que los pagos asignados a G04 mediante este método son realmente transferidos a G08.

El contraste entre los cargos por pérdidas (o ingresos tarifarios) para el sistema desacoplado (caso real) y acoplado (caso referencial) se puede visualizar en la Figura 16.

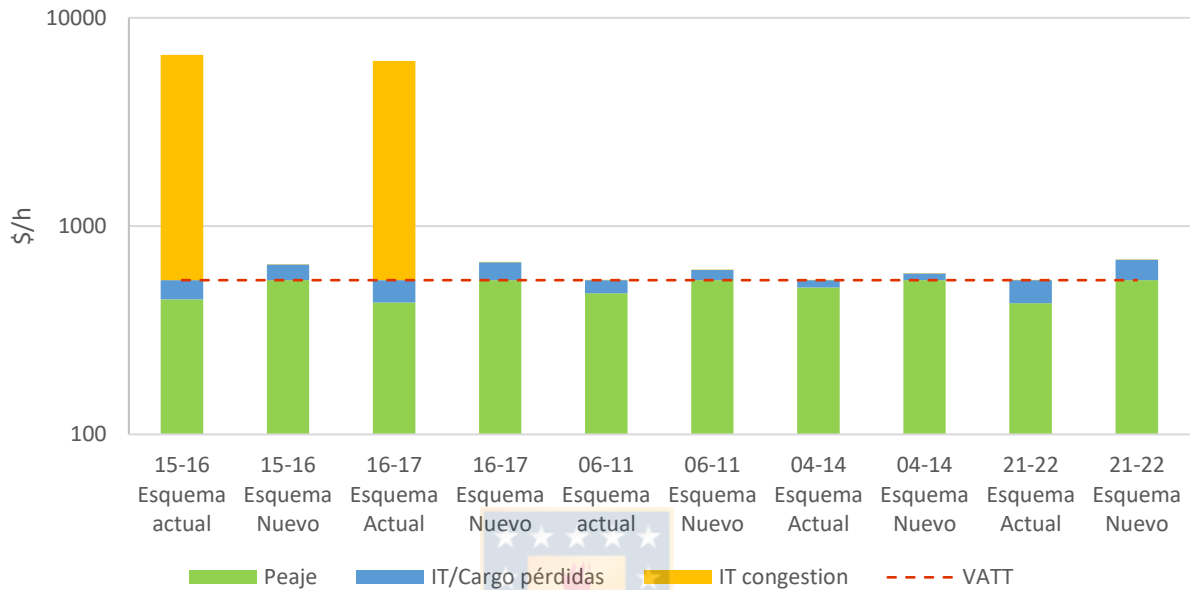




**Figura 16: Cargos de pérdidas de transmisión. Sistema Acoplado vs Sistema desacoplado. Sistema IEEE 39 barras**

Notar que el gráfico de la Figura 16 se encuentra en escala logarítmica. Esto simboliza y deja en evidencia que, en situaciones de congestión, los ingresos tarifarios pueden llegar a tener valores muy

altos (1000% del valor referencial). Si en este contexto, se considera un valor de costos totales de transmisión (o VATT) de 550 \$/h para los tramos correspondientes a líneas de 345 kV del sistema, se tiene el contraste de cobertura del VATT para ambos esquemas como muestra la Figura 17.



**Figura 17: Comparación de cobertura del VATT esquema actual y propuesto**

Existe, como se aprecia, una componente de congestión que sólo es aplicable al esquema actual de tarificación. Estas elevadas componentes son asumidas por la demanda para compensar a generadores por variaciones en precios de energía por desacople, lo cual es el hecho principal que motiva a retirar el concepto de valorización de pérdidas de la metodología de remuneración del VATT. Esto se considera de manera enfática en el nuevo esquema, donde se aprecia de la Figura 17 que los cargos por pérdidas (sin componente de congestión) son un cobro aparte del pago del VATT que, si bien, puede ser un pequeño cargo extra a la demanda, la está eximiendo de el gran sobrecargo a que se podría ver expuesta como se vislumbra en dicha gráfica, pues el VATT está cubierto por el peaje por estampillado, que resulta ser simple de calcular, equitativo, transparente y asegura cobertura total de los costos de transmisión.

En adición, el nuevo esquema evita las divergencias entre los ingresos tarifarios calculados por las empresas generadoras y los proyectados por el coordinador en sus informes anuales para el cálculo de peajes, protegiendo a los usuarios finales de dobles cobros.

## 5.1.4. Cobertura de costos de congestión

### Cobertura a generadores

Para calcular los excedentes o déficit de energía de los generadores después de conocer los MW de despacho, se consideran los compromisos de energía por contratos definidos en la Tabla 28 del Anexo. En dicha tabla se enuncian los bloques de energía anual contratada por cada carga a cada generador. Estas cantidades son estimadas considerando el despacho de cada generador como la potencia promedio despachada anual. La que multiplicada por las 8.760 horas del año y un factor de 0,75 que representa la decisión de cada generador de disponer el 75% de su energía a contratar y 25% a mercado spot; y la demanda de cada carga del despacho se ha multiplicado por un factor de 1,2 para estimar una demanda máxima promedio diaria; donde el factor de carga se considera de 0,78 para cargas industriales y 0,4 para cargas residenciales [39]. Y se considera que el sistema está compuesto en un 50% de cargas industriales y 50% de cargas residenciales.

En base a estos contratos y el despacho para el sistema desacoplado, se obtienen los saldos de cada generador que se enuncian en la Tabla 10. El saldo se considera como:

- Saldo de generadores excedentarios en zona B: excedentes valorizados a la diferencia entre el precio spot del sistema acoplado con el precio spot de la zona B.
- Deficitarios zona A: Energía que compra el generador valorizada a la diferencia entre el precio spot del sistema acoplado con el precio spot de la zona B.
- Excedentarios zona A: excedentes valorizados a la diferencia entre el precio spot del sistema acoplado con el precio spot de la zona A.
- Deficitarios zona B: Energía que compra el generador valorizada a la diferencia entre el precio spot del sistema acoplado con el precio spot de la zona B.

Notar que los dos primeros son saldos positivos, por ende, se deben considerar como cargos para estos agentes; que se consideran para compensar a los dos segundos, que tienen saldos negativos, que representan las compensaciones que recibirán por verse afectados.

**Tabla 10: Cobertura de costos por congestión en mercado spot**

	Acople				Desacople				Saldo (\$/h)	Condición
	Despacho (MW)	Contrato (MW)	Pérdida (MW)	Spot (MW)	Despacho (MW)	Contrato (MW)	Pérdida (MW)	Spot (MW)		
<b>G 01</b>	1000	872	0,7	127	1000	872	0,7	127	<b>910</b>	excedentario - zona B
<b>G 02</b>	0	232	0,0	-232	0	232	0,0	-232	<b>-1662</b>	deficitario - zona B
<b>G 03</b>	600	523	2,0	75	600	523	2,0	75	<b>534</b>	excedentario - zona B
<b>G 04</b>	200	189	1,3	9	0	189	0,0	-189	<b>-44</b>	fuera de servicio - zona A
<b>G 05</b>	510	445	3,7	62	510	445	3,7	62	<b>-290</b>	excedentario - zona A
<b>G 06</b>	650	567	6,1	77	650	567	6,1	77	<b>-363</b>	Excedentario - zona A
<b>G 07</b>	404,22	353	4,6	47	404	353	4,6	47	<b>-222</b>	Excedentario - Zona A
<b>G 08</b>	0	284	1,3	-285	197	284	1,3	-88	<b>-632</b>	deficitario - zona B
<b>G 09</b>	790,07	689	10,7	90	790	689	10,7	90	<b>646</b>	excedentario - zona B
<b>G 10</b>	250	218	0,3	32	250	218	0,3	32	<b>226</b>	excedentario - zona B
<b>PV1</b>	455,58	397	2,5	56	456	397	2,5	56	<b>-263</b>	excedentario - zona A
<b>PV2</b>	200	174	1,4	24	200	174	1,4	24	<b>-114</b>	excedentario - zona A
<b>PV3</b>	200	239	1,9	-41	200	239	1,9	-41	<b>195</b>	deficitario - zona A
<b>PV4</b>	200	239	1,9	-41	200	239	1,9	-41	<b>195</b>	deficitario - zona A

El saldo total es el que resulta de sumar todos los saldos individuales de los generadores beneficiados y perjudicados en el mercado spot. Cabe destacar que la unidad G04, que queda fuera de servicio queda exenta de cargos por concepto de compensación en mercado spot a otras unidades.

En la Tabla 11 se muestra una síntesis de los pagos de cada tipo de agente por este concepto.

**Tabla 11: Resultados cobertura de costos de congestión por mercado spot**

Tipo de Agente	Pago por costo de congestión en spot (\$/h)
Generadores afectados	3.592
Generadores beneficiados	2.706
Empresa Transmisora	886

La unidad G04 tiene contrato con C20 y C03. Esta última se encuentra en la zona B, de costo marginal alto. Por ende, si la unidad G04, cuyo costo de producción está por sobre el costo marginal de desacople en la zona B, y para dar cumplimiento a sus contratos en dicha zona está comprando a un

costo menor a su costo de producción. Quiere decir que no tiene un costo de oportunidad significativo por congestión, considerando además que está siendo compensado por los 9 MW (Tabla 10) de mercado spot valorizados a costo marginal del sistema acoplado.

### Cobertura a cargas mediante FGR y FTR

Se usarán la estructura de créditos FTR y FGR modificada en [27] para dar cobertura a las cargas por la volatilidad de los precios. Se asume que el precio de contrato entre todos los generadores y cargas es el del respectivo nodo al cual la carga está conectada. Además, sólo se consideran cargas con FTR punto-a-punto con punto de retiro aguas debajo de la congestión y punto de inyección aguas arriba de esta misma contratados para efectos de los créditos; y que poseen créditos de cobertura por la totalidad de su demanda. Pues las cargas que se encuentran aguas arriba no se verán favorecidas por la disminución de precios en su respectiva zona. De hecho, los generadores con contrato con estas cargas tendrán valorización de FTR negativo (punto de inyección en zona de bajo CMg y de retiro en zona de alto CMg). Así, se tienen los resultados de la Tabla 12.

Tabla 12: Cobertura FTR IEEE 39 barras

carga	$CMg_l$	Reserva FTR (MW)	Cobertura FTR (\$/h)	Cargo congestión (Gen) (\$/h)	Gen contrato	$\epsilon_{k,L}$	% Cobertura
C26	48,3	126	1598	954	G07	0,36	60%
C27	48,5	32	413	266	G07	0,09	64%
		111	1418	2063	PV3	0,46	146%
		111	1414	2060	PV4	0,46	146%
C28	47,7	186	2256	1276	G07	0,53	57%
C29	47,3	128	1483	2232	PV3	0,54	150%
		128	1478	2228	PV4	0,54	151%
C03	49,0	66	834	825	G04	0,35	99%
C15	48,6	21	260	145	PV1	0,05	56%
C18	48,7	79	988	569	PV1	0,20	58%

Las zonas definidas por los FG son las zonas A y B, de bajo CMg y alto CMg respectivamente. Los FG correspondientes son  $FG_{16-15}$  y  $FG_{16-17}$ , donde los subíndices denotan los números de barra entre los que se encuentra el FG. Se consideran, por ende, sólo las congestiones en estos tramos (congestiones Inter zonales) y no las eventuales congestiones contenidas dentro de zonas, que es una de las principales desventajas que se señala de los sistemas zonales operados de forma descentralizada implementados con FGR [28].

El criterio para agrupar los precios zonales  $CMgZ$  para efectos de la aplicación de los FGR es que no superen un umbral de 10% de diferencia. Por ende, se tienen dos zonas con precios  $CMgZ_A = 36,3 \$/MWh$  y  $CMgZ_B = 48,1 \$/MWh$ .

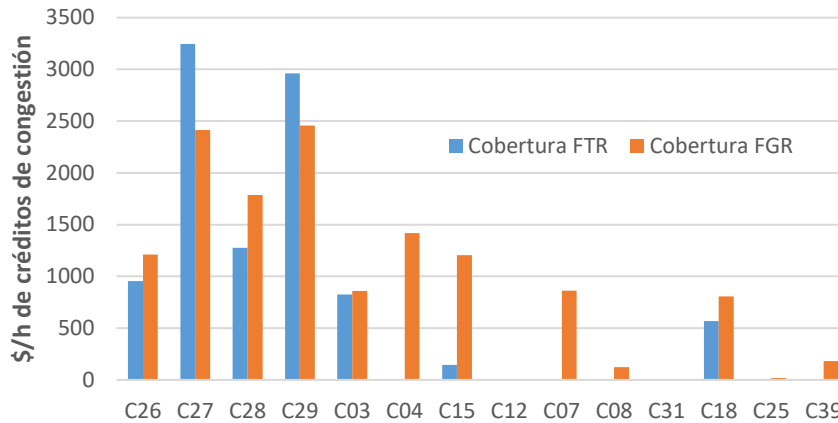
**Tabla 13: Cobertura FGR en FG 16-15 IEEE 39 barras**

carga	$P_{k-l}$	Reserva FGR (MW)	Cobertura FGR (\$/h)	Cargo congestión (Gen) (\$/h)	Gen contrato	$FDC_{k,l,FG_{ij}}$	% Cobertura
C26	126	24	279,99	320,17	G07	0,19	114%
	32	5	56,78	64,10	G07	0,15	113%
C27	111	17	196,96	164,93	PV3	0,15	84%
	111	17	196,96	164,93	PV4	0,15	84%
C28	186	35	413,31	474,50	G07	0,19	115%
C29	128	24	284,43	237,88	PV3	0,19	84%
	128	24	284,43	237,88	PV4	0,19	84%
C03	115	14	159,40	187,64	G09	0,12	118%
	110	4	44,24	30,54	G08	0,03	69%
	66	20	238,14	239,08	G04	0,31	100%
C04	363	120	1419,41	1666,37	G09	0,33	117%
C15	21	19	220,12	253,40	PV1	0,89	115%
	268	82	962,47	1103,63	G03	0,30	115%
C12	7	0	0,00	0,00	G03	0,00	115%
C07	211	73	863,21	1014,79	G09	0,35	118%
C08	-	-	-	-	G03	-	-
	-	-	-	-	G02	-	-
C31	-	-	-	-	G02	-	-
C18	-	-	-	-	G08	-	-
	79	14	169,29	194,12	PV1	0,18	115%
C25	-	-	-	-	G10	-	-
	-	-	-	-	G08	-	-
C39	-	-	-	-	G01	-	-
	126	15	181,20	207,65	G10	0,12	115%

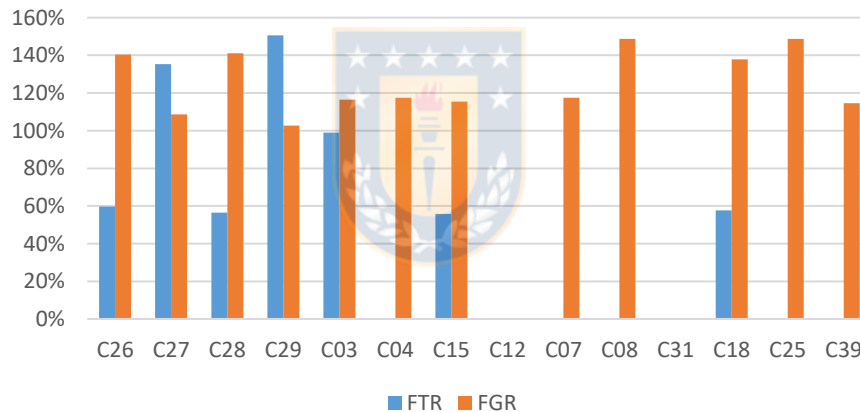
carga	$P_{k-l}$	Reserva FGR (MW)	Cobertura FGR (\$/h)	Cargo congestion (Gen) (\$/h)	Gen contrato	$FDC_{k,l,FGij}$	% Cobertura
C26	126	79	930,19	1380,16	G07	0,81	148%
C27	32	21	247,27	362,21	G07	0,85	146%
	111	73	857,73	931,90	PV3	0,85	109%
	111	73	857,73	931,90	PV4	0,85	109%
C28	186	116	1373,14	2045,42	G07	0,81	149%
C29	128	80	944,96	1025,43	PV3	0,81	109%
	128	80	944,96	1025,43	PV4	0,81	109%
C03	66	35	416,65	542,72	G04	0,69	130%
C15	21	2	21,33	31,87	PV1	0,11	149%
C08	248	10	123,28	183,42	G03	0,05	149%
C18	64	4	52,10	46,86	G08	0,09	90%
	79	50	586,22	872,18	PV1	0,82	149%
C25	92	2	19,44	28,92	G10	0,02	149%

\$ cobertura	FTR (crédito)	FTR (carga)	FGR (crédito)	FGR (carga)
C26	1598	954	1210	1700
C27	3245	4389	2413	2620
C28	2256	1276	1786	2520
C29	2961	4460	2459	2527
C03	834	825	858	1000
C04	0	0	1419	1666
C15	260	145	1204	1389
C12	0	0	0	0
C07	0	0	863	1015
C08	0	0	123	183
C31	0	0	0	0
C18	988	569	808	1113
C25	0	0	19	29
C39	0	0	181	208

La Figura 18 muestra los \$/h de cobertura que otorga cada metodología a los usuarios finales. La Figura 19 muestra el porcentaje de cobertura que consiguen los saldos recolectado por cada método por cargos de congestión, con respecto a los \$/h de crédito de congestión calculado por cada método.



**Figura 18: Cobertura de Derechos de Transmisión a cargas IEEE 39 barras**



**Figura 19: Porcentaje de cobertura de créditos FGR y FTR sistema IEEE 39 barras**

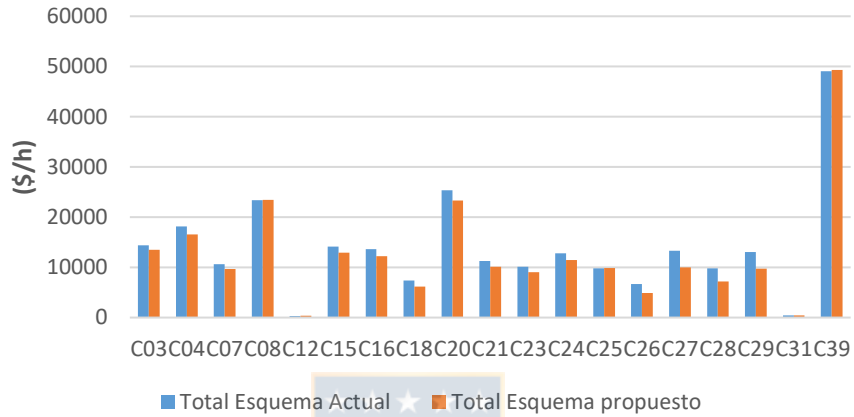
Notar que en la Figura 18 sólo las cargas que tienen transacciones punto-a-punto en el sentido de la congestión poseen créditos por congestión definidos por los FTR. Mientras que en el caso de los FGR cubren a cargas cuyos factores de distribución determinen si pueden participar en el mercado de derechos de transmisión. En particular de los (GSDF), que no consideran las direcciones de los flujos. Es decir, una carga cuyas transacciones reales no tengan un aporte de flujo en el mismo sentido de la congestión en el respectivo tramo, puede poseer FGR en el sentido de la congestión, pues los GSDF no dependen de una condición de operación, sino de la topología del sistema. De la Figura 19 se puede apreciar, que el método FGR tiene una mayor liquidez para remunerar los créditos pertenecientes a cada usuario y que existen saldos positivos entre los cargos de congestión frente a los \$/h de créditos.



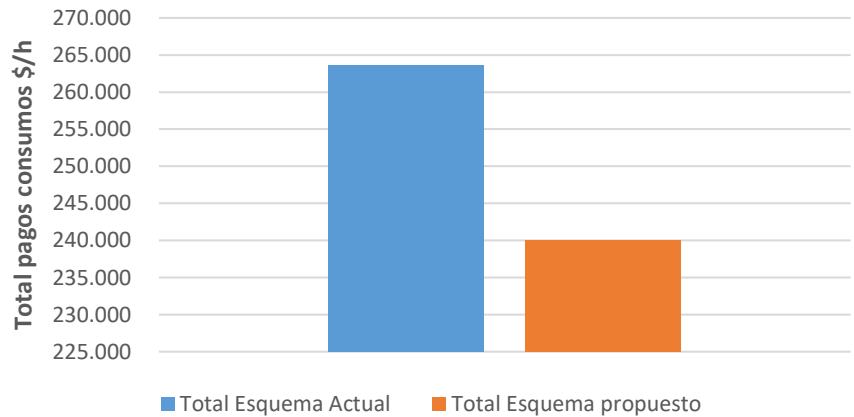
### 1.1.1 Síntesis de resultados

A continuación, se muestra un resumen y comparación de los resultados obtenidos utilizando el esquema de tarificación chileno actual y el esquema propuesto.

La Figura 20 muestra el total de dinero que deberá pagar cada usuario final. Donde se considera la energía valorizada a precio de contrato, los cargos por pérdidas y las compensaciones por congestión.



**Figura 20: Total de costos de cada usuario final definido por cada esquema tarifario: sistema IEEE 39 barras**  
 La Figura 21 muestra el total sistema de los costos de usuarios finales definido por cada esquema tarifario para las mismas condiciones de operación.



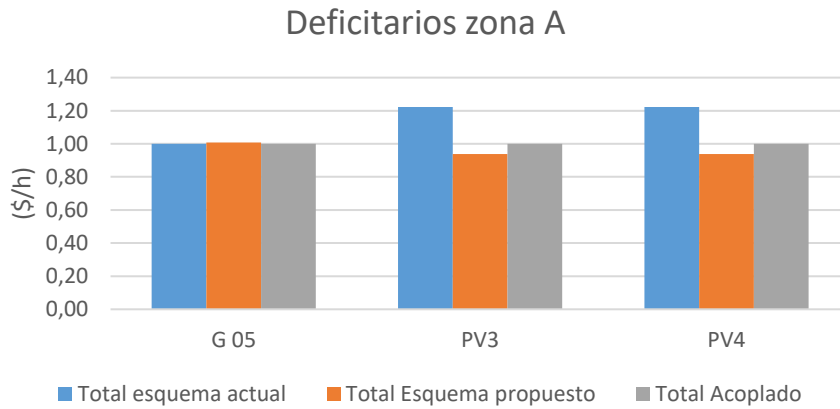
**Figura 21: \$/h total sistema de costos de usuarios finales. Sistema IEEE 39 barras**

La Tabla 14 muestra los ingresos, cargos y saldos totales de generadores calculados mediante ambos métodos.

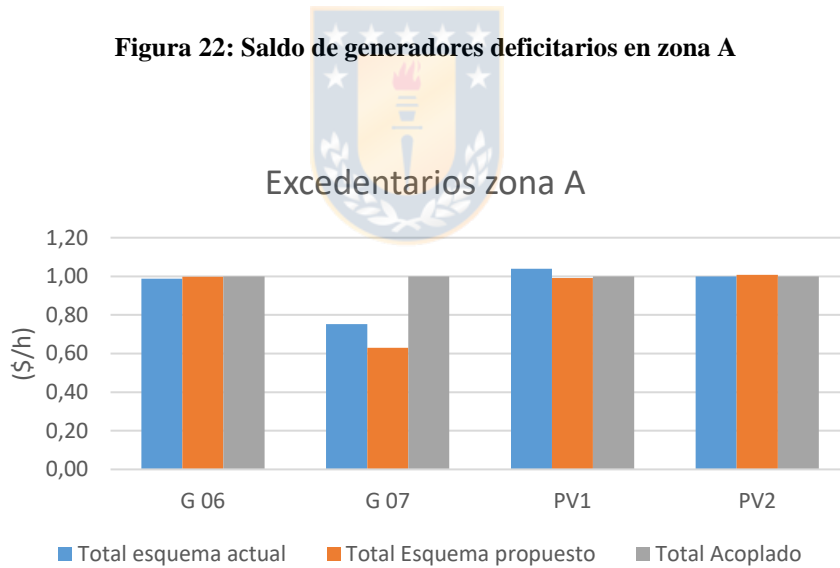
**Tabla 14: Resumen de ingresos y cargos de generadores. Sistema IEEE 39 barras**

	Condición	Compensación/ Pago spot	Ingresos energía contratos (\$/h)	Ingresos energía spot (\$/h)	Cargos FGR (\$/h)	Pago pérdidas (\$/h)	Total esquema chileno actual (\$/h)	Total Nuevo Esquema (\$/h)
<b>G 01</b>	excedentario - zona B	-910	42866	6118	0	28	48984	48102
<b>G 02</b>	deficitario -zona B	1662	11474	-11182	0	0	292	1955
<b>G 03</b>	excedentario - zona B	-534	25612	3594	1085,75	89	29206	27674
<b>G 04</b>	fuera de servicio - zona A	7760	7706	-6872	654,79	0	834	7939
<b>G 05</b>	deficitario - zona A	-912	16184	-7022	0	153	9163	8403
<b>G 06</b>	Excedentario - zona A	363	20405	2795	0	277	23200	23841
<b>G 07</b>	Excedentario - Zona A	222	16842	1711	3300,69	203	18553	15678
<b>G 08</b>	deficitario - zona B	632	13827	-4251	77,40	53	9575	10183
<b>G 09</b>	excedentario - zona B	-646	33909	4345	2442,02	458	38254	35623
<b>G 10</b>	excedentario - zona B	-226	10644	1523	200,64	14	12167	11754
<b>PV1</b>	excedentario - zona A	263	15641	2026	996,97	107	17667	17040
<b>PV2</b>	excedentario - zona A	114	6269	879	0	61	7148	7323
<b>PV3</b>	deficiario - zona A	-195	11444	-1499	2205,49	84	9944	7628
<b>PV4</b>	deficiario - zona A	-195	11444	-1499	2205,49	84	9945	7628

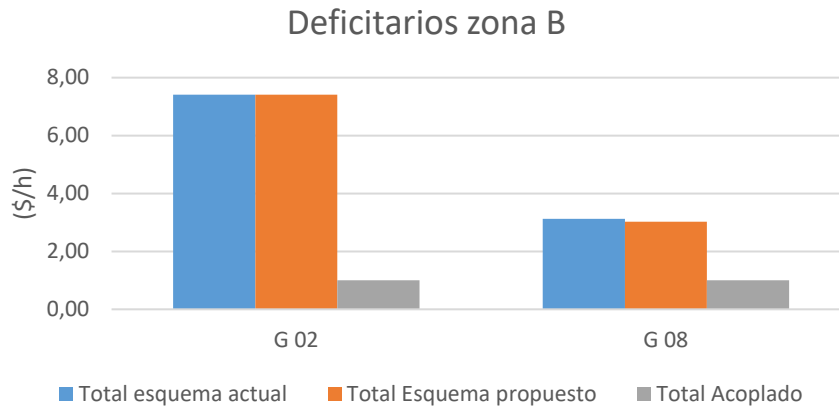
Los saldos totales de los generadores considerando ingresos por venta de energía contractual, transacciones en spot, compensaciones por créditos de congestión e ingresos por cargos por pérdidas se pueden apreciar en las Figura 22 - Figura 25, calculados mediante el esquema actual chileno y el esquema propuesto, en contraste con los saldos que tendrían en el escenario de sistema acoplado, donde no se daría lugar a compensaciones por congestión.



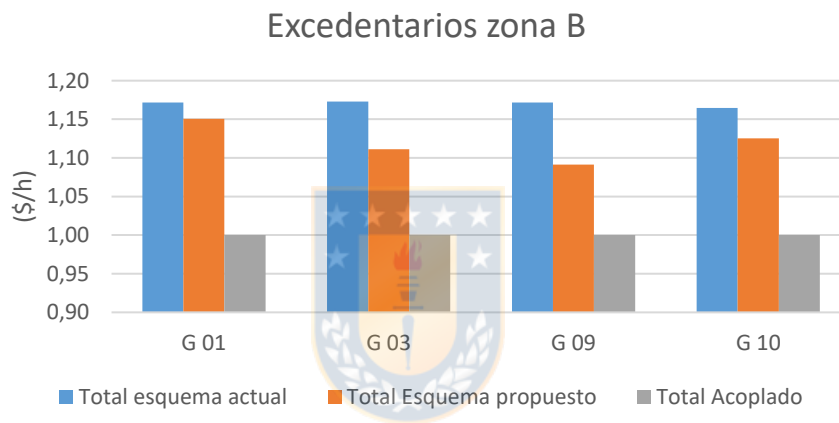
**Figura 22: Saldo de generadores deficitarios en zona A**



**Figura 23: Saldo generadores excedentarios zona A**



**Figura 24: Saldo Generadores deficitarios zona B**



**Figura 25: Saldos generadores excedentarios zona B**

Los resultados muestran que un generador deficitario de la zona B, donde se incrementa costo marginal, obtiene beneficios con respecto al caso referencial por la compensación en spot, tanto para el esquema actual como para el nuevo esquema (Figura 24). Esto se explica por el hecho de que al tener un aumento en el costo marginal, estos generadores compensarán dicho costo con la indexación del precio de sus contratos al costo marginal elevado, por lo que recibir una compensación por costos de congestión podría resultar, en este caso de estudio, en un exceso en sus ganancias debido a este evento. Esto conduce a presumir que los generadores deficitarios de esta zona no debiesen ser compensados por este esquema.

En el caso de los generadores excedentarios de la zona donde aumenta el precio spot (Figura 25), se observa que la compensación efectuada por el nuevo esquema evita que obtengan ventajas por la distorsión de los precios spot, por lo que este esquema amortiguaría este efecto reduciendo los incentivos para generación de estos eventos.

Para los generadores deficitarios de la zona A (Figura 22) el nuevo esquema también evita que estos tengan una ventaja por la reducción del costo marginal en dicha zona. Esta ventaja puede ser aún mayor en casos en que los generadores tengan contratos aguas abajo de la congestión, como es el caso de las unidades PV3 y PV4 (ver Tabla 28), que para el esquema actual tendrían un incremento de un 20% en sus ingresos con respecto al caso de referencia, mientras que para el caso del nuevo esquema se tiene una mayor similitud con el caso acoplado. De hecho, existe un déficit en los ingresos (6% menor en el caso de las unidades PV3 y PV4). En el caso del generador G05, los tres escenarios se mantienen en valores muy cercanos de ingresos, incluso para el nuevo esquema recibe una pequeña cantidad adicional que es debido a la cantidad que recibe por pagos de pérdidas de transmisión. Además, esta similitud es debido a que esta unidad tiene el 100% de sus contratos en la zona A, por lo que no obtiene beneficios de vender energía de contrato a costo elevado en la zona B, sino que esta transferencia se valoriza a precio indexado a costo marginal de sistema acoplado.

La unidad G07 tiene el 97 % de sus contratos en la zona de alto costo marginal, es por esta razón que presenta una gran diferencia (cerca del 30%) de ingresos entre el caso referencial y desacople aplicando el esquema tarifario actual y el nuevo como se aprecia en la Figura 23. De hecho, el nuevo esquema implica un 10% menos de ingresos debido a las altas compensaciones por derechos de transmisión que debe efectuar a sus contratos aguas abajo de los tramos congestionados. Conclusiones similares se pueden obtener de las demás unidades excedentarios de la zona A, sin embargo, la diferencias entre los diferentes casos es mucho más sutil, debido a que estos generadores tienen menor cantidad de compromisos de venta de energía de contratos aguas abajo de la congestión. Esta situación manifiesta que el nuevo esquema penaliza a las unidades que tienen alta cantidad de contratos de energía aguas debajo de una congestión, cuando estos eventos ocurren.

## 5.2 SEN Reducido

La Figura 26 es una representación esquemática del SEN, que reduce la estructura total de dicho sistema, a uno menor de 67 barras mediante el método de grafos modificado. Las unidades generadoras han sido agrupadas de acuerdo a su tipo de tecnología y cercanía a las principales subestaciones troncales, obteniendo las denominaciones señaladas en la Figura 26. Del mismo modo, aplicando los mismos criterios para las cargas, se han obtenido las denominaciones señaladas en dicha figura.

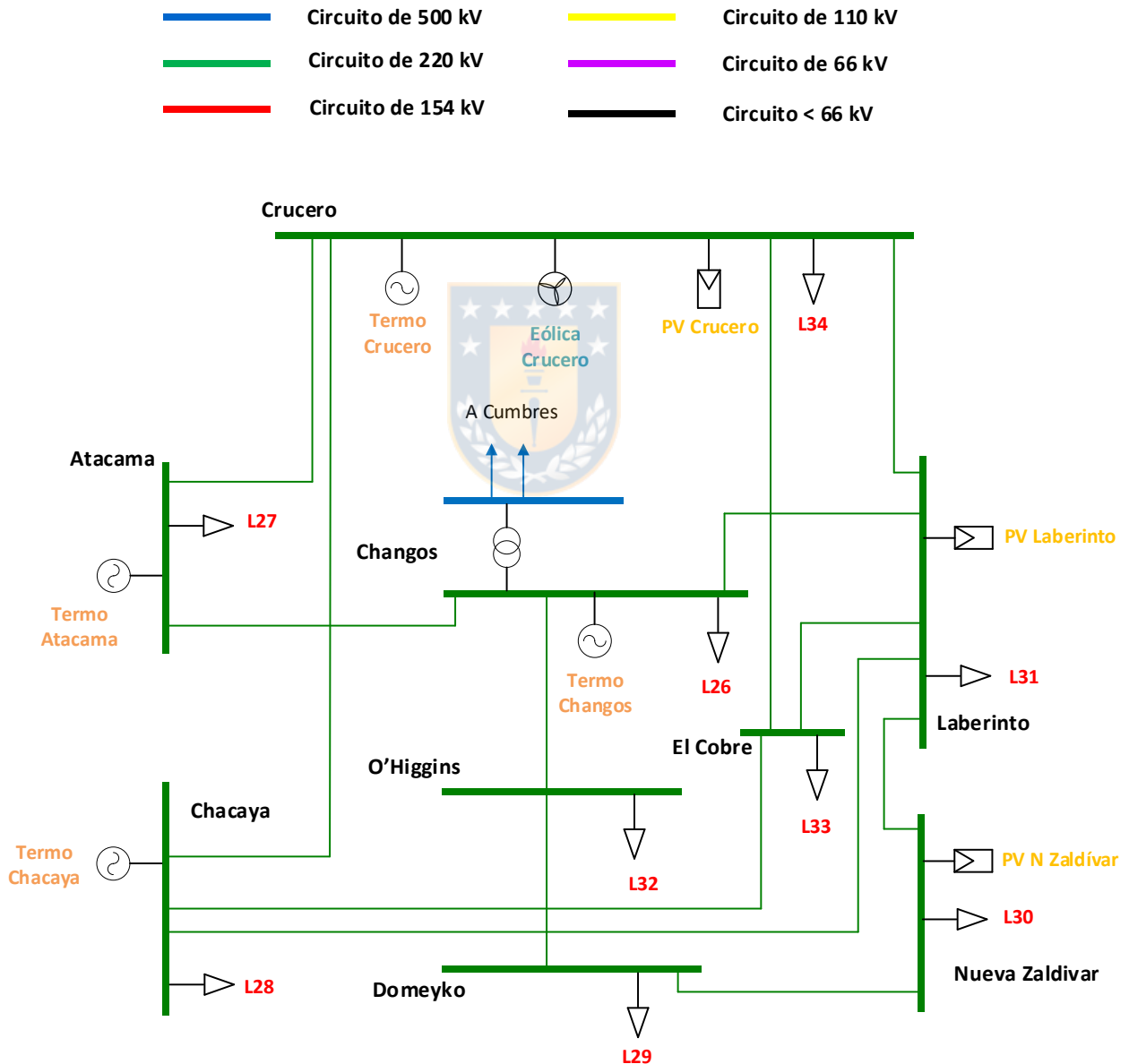
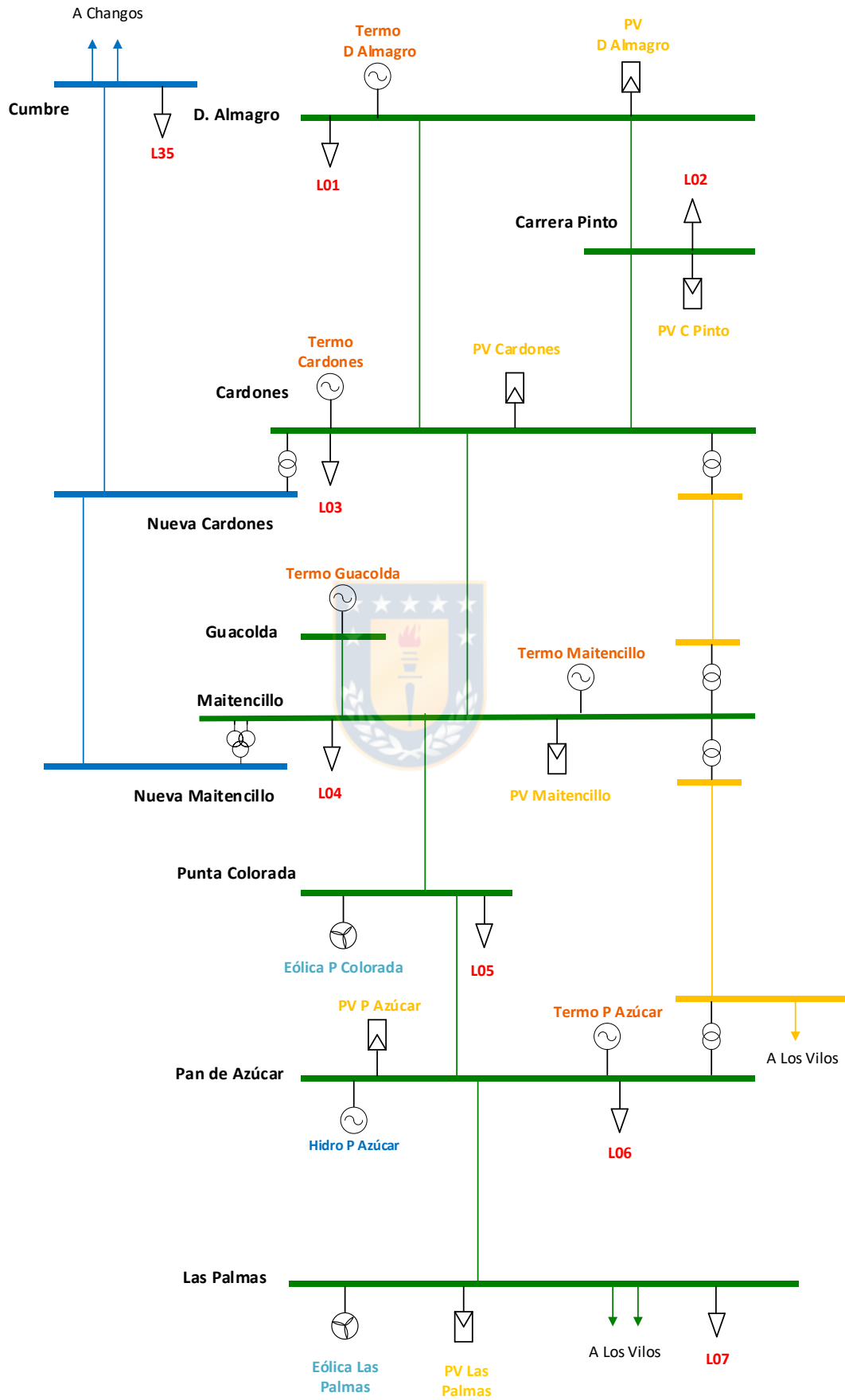
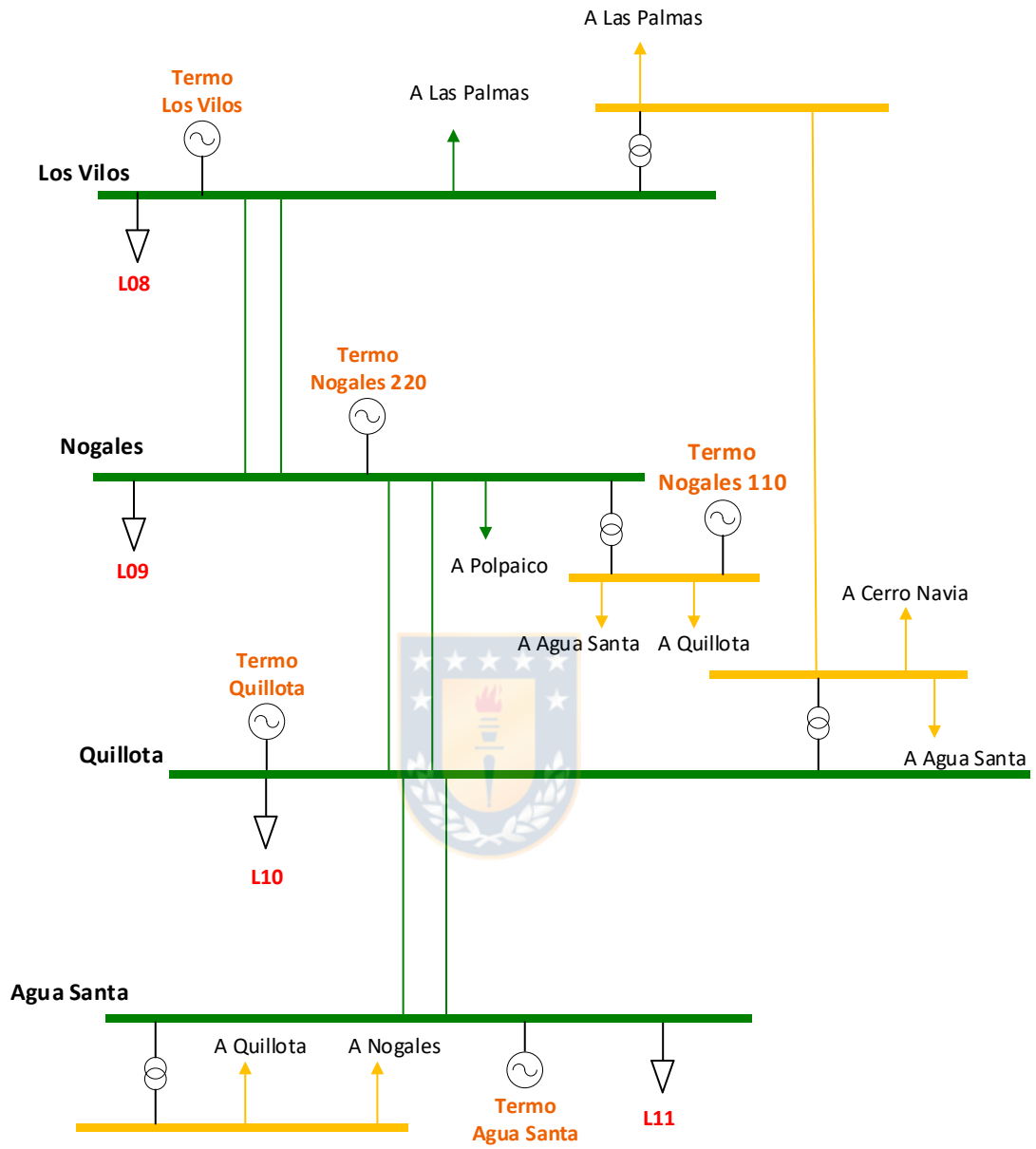
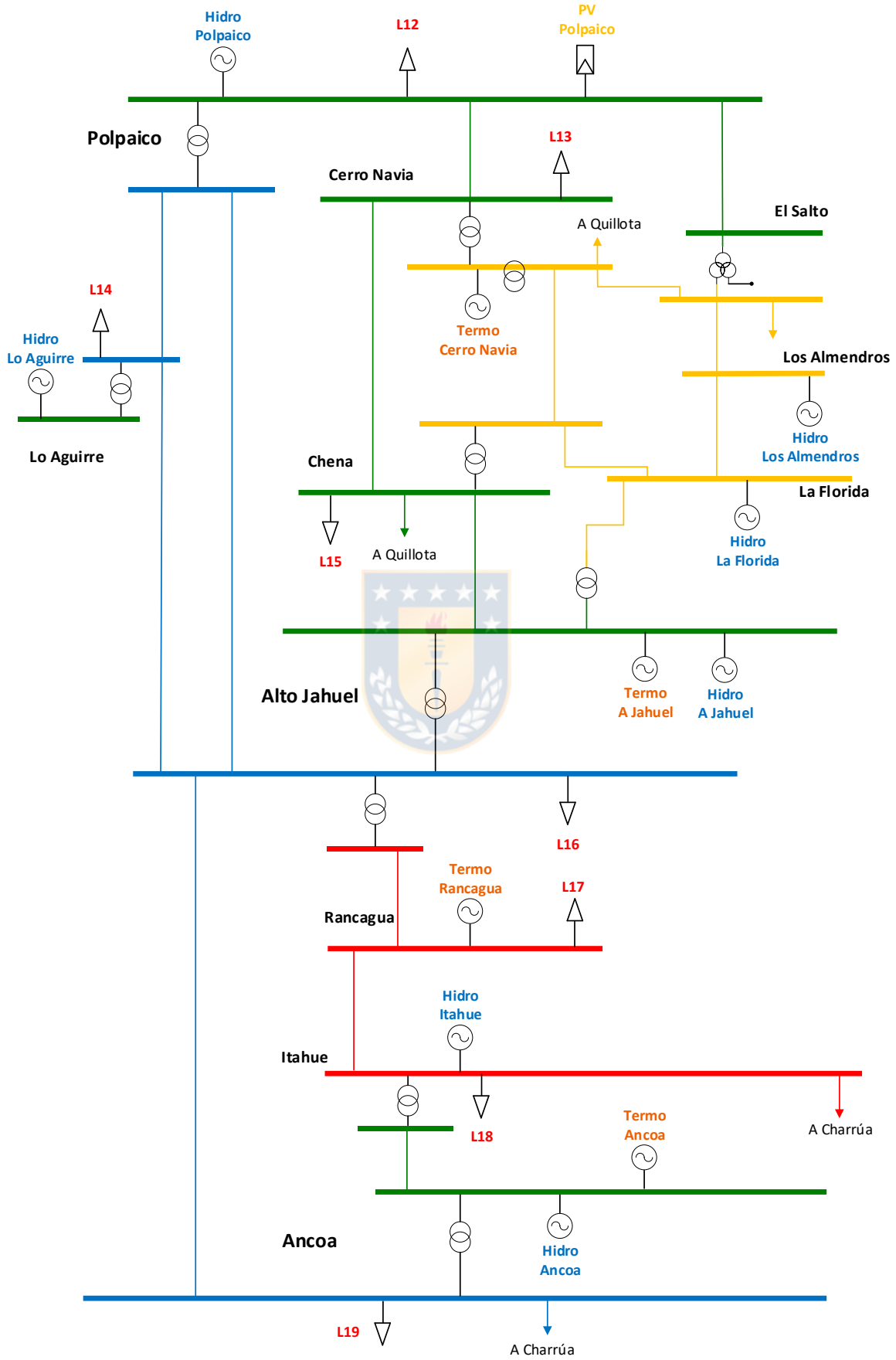


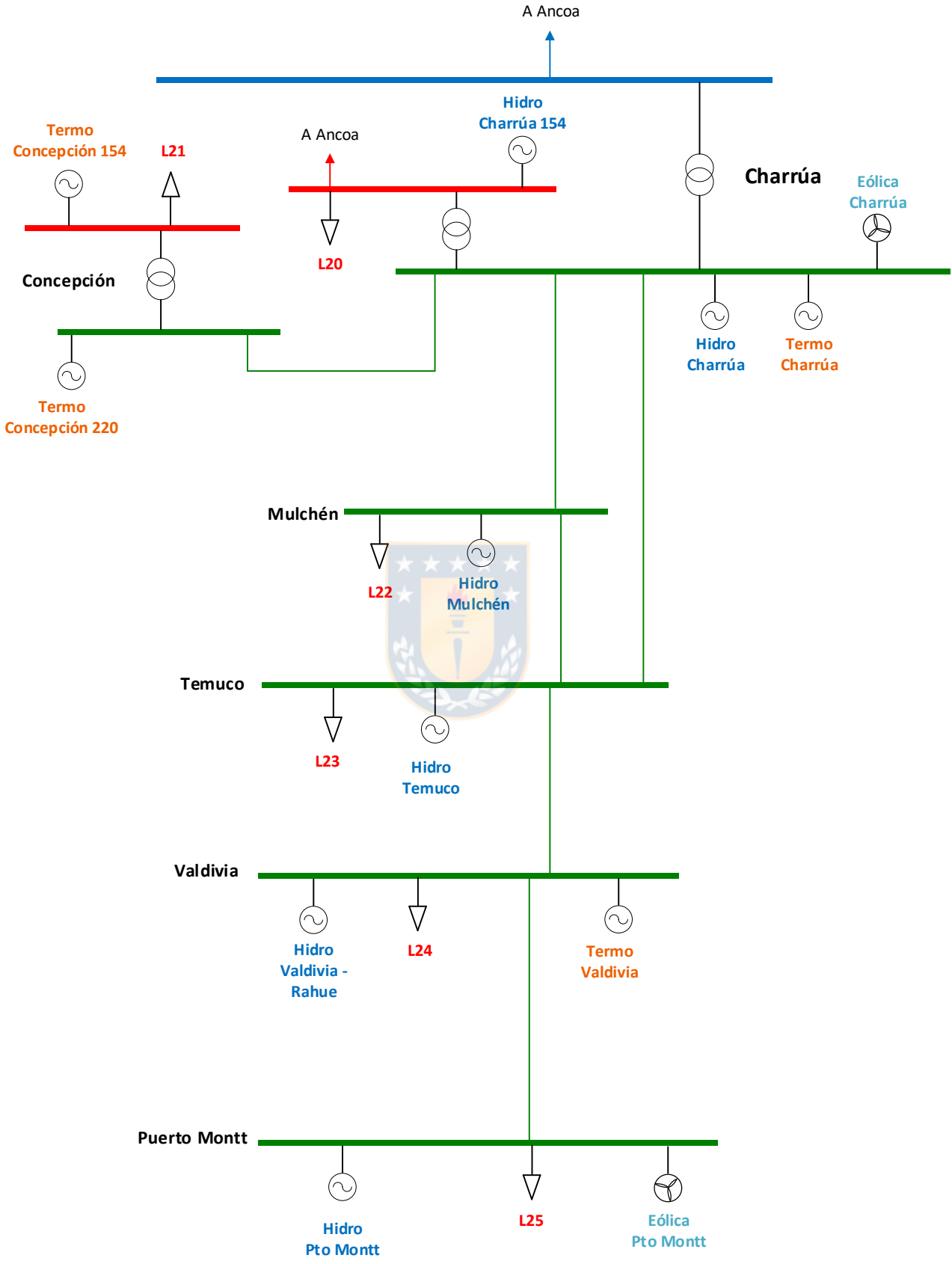
Figura 26: Representación SEN 67 barras



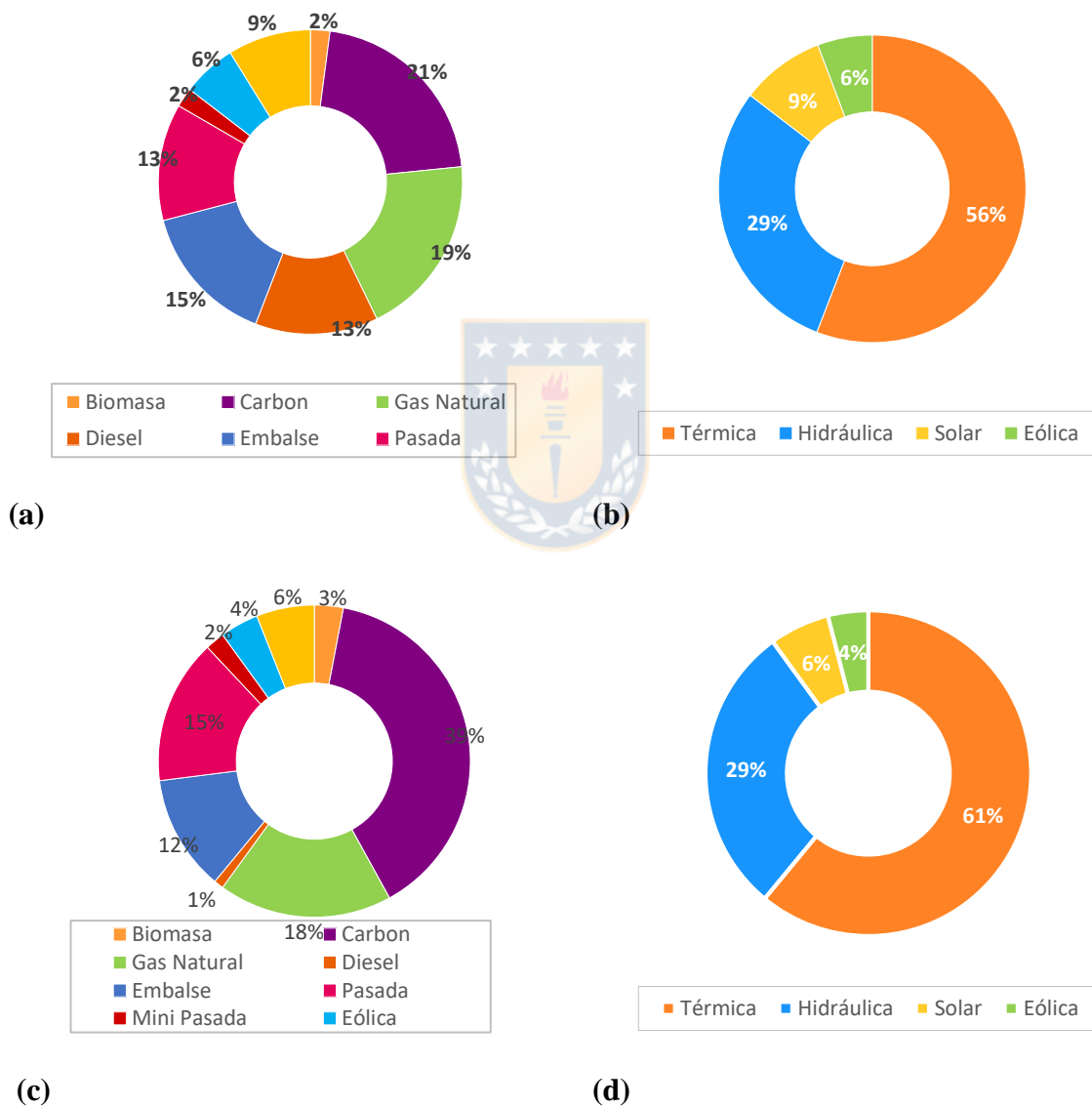








Este es un sistema radial con enmallamiento principalmente en la zona central, que consiste en su principal centro de carga. De acuerdo a datos de 2018 obtenidos de la página web [www.energiabierta.cl](http://www.energiabierta.cl) del Ministerio de Energía, el SEN contiene el 99,26% de la capacidad instalada de generación del país. Principalmente, su matriz energética la componen centrales térmicas e hidráulicas, cuyos porcentajes de capacidad instalada y generación bruta anual por tipo de tecnología se muestran en la Figura 27.



**Figura 27: Capacidad instalada de generación y Generación Bruta SEN 2018**

(a) Capacidad instalada por tecnología (b) Capacidad instalada por tipo de tecnología (c) Generación bruta por tecnología (d) Generación bruta por tipo de tecnología.

La mayor parte de la capacidad instalada de generación de tecnología hidráulica se encuentra en la región del Bío Bío, en el centro sur del país. A su vez, las unidades con mayor capacidad de generación térmica (principalmente unidades a carbón y GNL) se encuentran distribuidas en el norte y centro del país, por ejemplo, las unidades Cochrane, Mejillones, Tocopilla y Angamos en el Norte Grande del País; El complejo Guacolda en el norte chico, que corresponden a 5 unidades con 152 MW de potencia instalada; San Isidro, Nehuenco, Ventanas, Nueva Ventanas y Quintero en la quinta región; las unidades Nueva Renca en la región metropolitana y Santa María en la región del Bío Bío son grandes parques térmicos que aportan en gran cantidad a la generación bruta de la matriz energética.

En el caso de la energía renovable, los principales polos de generación fotovoltaica y eólica se encuentran en el norte, desde la Región de Arica y Parinacota hasta el valle Illapel en la región de Coquimbo, con la mayor parte de las unidades conectadas en barras próximas a las subestaciones troncales Crucero, Diego de Almagro, Carrera Pinto, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar, Las Palmas y Los Vilos. A su vez, en la provincia de los Ángeles y la Isla de Chiloé, se puede encontrar un considerable aporte de energía eólica.

La operación real de este sistema, junto con algunos trabajos de investigación [41] han demostrado que la participación ERNC provoca una serie de efectos en el sistema, como la disminución de los costos marginales las zonas de alta participación, y la saturación en las líneas de transmisión. En cuanto a estos efectos, la disminución de los costos marginales puede alcanzar valores incluso nulos, provocando la reducción de generación térmica en esta zona (en especial del complejo Guacolda, que aporta gran cantidad de energía y carga en líneas de transmisión), pudiendo alcanzar mínimos técnicos que, junto con la saturación en las líneas puede resultar en restricciones que impidan la entrada de generación ERNC y en consecuencia provocar situaciones de vertimiento de energía solar y eólica. Además, la disminución en el costo marginal en las zonas de participación ERNC se traduce en señales de precio que causan el desincentivo a la inversión en nuevos proyectos y efectos adversos a los participantes que decidan vender su energía en mercado spot.

En este trabajo, es de principal importancia analizar el comportamiento económico de la zona de alta participación ERNC, donde se encuentran las líneas de transmisión troncal con alta tendencia a experimentar congestiones. Por esta razón, los tramos ubicados entre las subestaciones Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar, Las Palmas, Los Vilos y Nogales son de especial interés para el análisis.

### 5.2.1. Escenarios de operación

Al igual que el caso de estudio del sistema IEEE 39 barras, se tienen dos escenarios de estudio. El primero es el sistema sin desacople económico, que se utiliza como caso de referencia para determinar los ingresos tarifarios de energía atribuibles a peajes o cargos por pérdidas según corresponda al esquema de tarificación respectivo. En este caso el costo marginal sistema es de 61,2 (\$/MWh) y la unidad marginal es Cochrane CCH2 (Unidad Termo Crucero 220kV).

En segundo caso existe una congestión en el tramo de 220 kV Punta Colorada – P. Azúcar. Por lo que se tienen dos zonas económicamente desacopladas. Desde la S/E P. Azúcar al sur, se considera la Unidad marginal Quintero GNL A y B (Termo Quillota 220kV) , que debe ser despachada, y fija un costo marginal “Sur” de 68,4 (\$/MWh). Por otro lado, desde la S/E P. Colorada hacia el norte se tiene la unidad marginal Cochrane CCH2, que fija el costo marginal “Norte” de 45,0 (\$/MWh). La Tabla 29 del Anexo muestra las listas de mérito para la operación del sistema desacoplado y sin desacople (caso de referencia).

La Tabla 15 muestra un resumen para el despacho y re-despacho de este caso de estudio.

**Tabla 15: Despacho para sistema económicamente desacoplado**

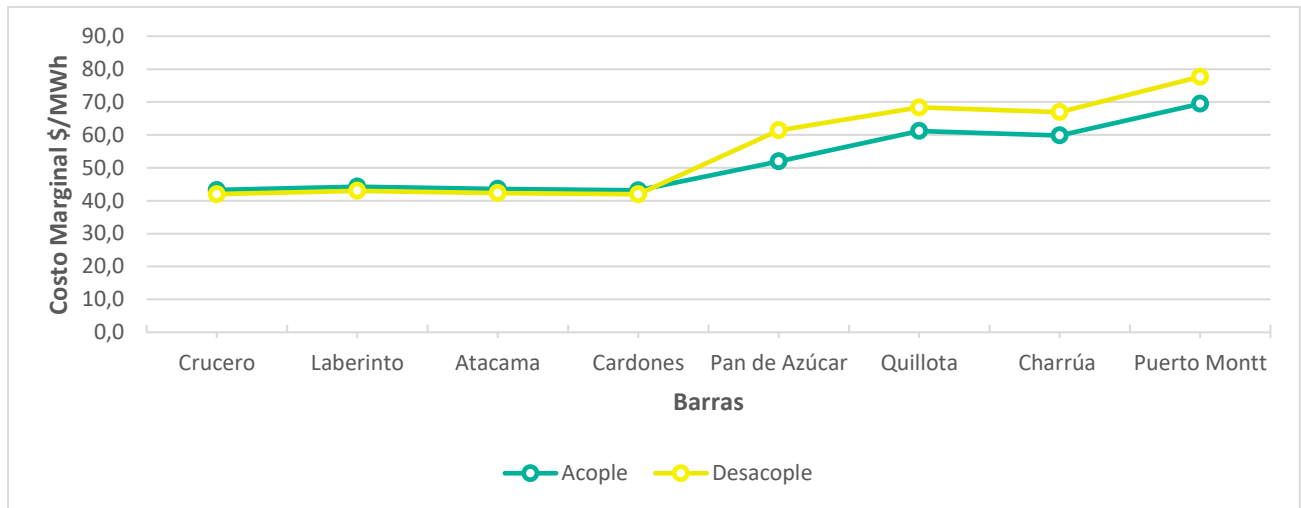
Unidad	Despacho Desacople	Despacho Acople	Redespacho
Eólica Charrúa	69	69	0
Eólica Crucero	179	179	0
Eólica Las Palmas	63	63	0
Eólica P Colorada	13	13	0
Eólica P. Montt	17	17	0
Hidro A Jahuel	194	194	0
Hidro Ancoa 220	604	604	0
Hidro Charrúa	1216	1216	0
Hidro Charrúa 154	0	0	0
Hidro Itahue	483	483	0
Hidro La Florida	101	101	0
Hidro Lo Aguirre	4	4	0
Hidro Los Almendros	167	167	0
Hidro Mulchén	52	52	0
Hidro P. Montt	159	159	0
Hidro Pan de Azúcar	5	5	0
Hidro Polpaico	162	162	0
Hidro Temuco	38	38	0
Hidro Valdivia Rahue	105	105	0
PV Cardones	74	74	0
PV Carrera Pinto	164	164	0
PV Crucero	517	517	0
PV D. Almagro	282	282	0
PV Laberinto	114	114	0

PV Las Palmas	6	6	0
PV Los Vilos	31	31	0
PV Maitencillo	84	84	0
PV Pan de Azúcar	33	33	0
PV Polpaico	89	89	0
PV. N Zaldívar	20	20	0
Termo A Jahuel	32	32	0
Termo Agua Santa	0	0	0
Termo Ancoa	41	41	0
Termo Atacama	0	0	0
Termo Cardones	0	0	0
Termo Cerro Navia	0	0	0
Termo Chacaya	471	471	0
Termo Changos	539	539	0
Termo Charrúa	541	541	0
Termo Concepción 154	65	65	0
Termo Concepción 220	478	478	0
Termo Crucero	566	651	-85
Termo D Almagro	0	0	0
Termo Guacolda	185	185	0
Termo Los Vilos	0	0	0
Termo Maitencillo	0	0	0
Termo Nogales 110	247	247	0
Termo Nogales 220	617	617	0
Termo Pan de Azúcar	0	0	0
Termo Pto Montt	0	0	0
Termo Quillota	1179	1099	+80
Termo Rancagua	0	0	0
Termo Valdivia	0	0	0

Notar que al no retirar de servicio unidades renovables, ni tener un costo marginal cero debido al exceso de renovables con respecto a la capacidad de transporte, es que no se da la situación de “vertimiento solar” en este contexto.

### 5.2.2. Costos Marginales

Como resultado del despacho y la aplicación de los factores de penalización que se muestran en la Tabla 30 del Anexo, se tiene los costos marginales señalados en la Tabla 31 del Anexo. La Figura 28 muestra un resumen de costos marginales en algunas subestaciones troncales a lo largo del país.



**Figura 28: Costos Marginales SEN**

De la Figura 28 se puede apreciar el desacople entre las barras que se encuentran al sur de la S/E Pan de Azúcar con las ubicadas desde P. Colorada hacia el norte, que inciden en los ingresos tarifarios generando componente de congestión.

### 5.2.3. Cargos por pérdidas

En la Tabla 16 se muestran los flujos de potencia en los tramos troncales y los cargos asociados a las pérdidas o Ingreso Tarifario según corresponda al respectivo esquema. Cabe destacar que el cargo por pérdidas para el tramo congestionado se ha obtenido del escenario de operación de referencia (sistema desacoplado).

**Tabla 16: Potencias, pérdidas y su valorización en tramos troncales. SEN**

Tramo	P_iny	P_ret	CMg_iny	CMg_ret	Sentido	Cargo (\$/h)	Pérdidas
Changos - Cumbres 500kV	67	67	42,12	42,24	2	-7,2	0,4
Alto Jahuel - Ancoa 500kV	1115	1109	61,19	62,06	2	548,5	6,9
Charrúa - Itahue 154kV	22	21	59,87	61,10	1	-15,6	0,7
Ancoa - A Jahuel 220kV	171	169	61,04	62,34	1	75,5	2,4
Nueva P. Azúcar - Nueva Maite 500kV		0			0	0,0	0,0
Charrúa - Temuco 220kV	102	99	59,91	63,34	1	157,9	3,0
Puerto Montt - Valdivia 220kV	152	147	65,11	69,55	2	333,4	4,9
El cobre - Crucero 220kV	37	36	42,00	42,99	2	12,3	0,6
Ancoa - Charrúa 500kV	1005	996	59,97	61,19	2	654,6	9,4
D. Almagro - Cardones 220kV	182	178	40,01	41,96	1	195,1	3,7

Atacama - Crucero 220kV	123	123	42,00	42,32	2	18,5	0,5
Crucero - Chacaya 220kV	21	21	41,82	42,00	2	-2,3	0,1
Chacaya - El cobre 220kV	158	157	41,82	42,99	1	118,1	1,6
Mulchén - Temuco 220kV	252	248	61,23	63,34	1	273,8	4,1
Chacaya - Laberinto 220kV	76	74	41,82	43,00	1	32,7	1,3
Nva Maitencillo - Nva Cardones 500	21	21	42,09	42,14	2	-11,5	0,3
Laberinto - Crucero 220kV	105	103	42,00	43,00	2	51,4	1,2
Cardones - Maitencillo 220kV	62	62	41,96	42,28	1	6,2	0,3
Changos - Laberinto 220kV	211	210	42,24	43,00	1	93,6	1,5
Ohiggins - Domeyko 220kV	272	267	42,71	44,16	1	184,1	4,7
Maitencillo - P. Colorada 220kV	303	293	42,28	43,91	1	34,5	10,5
Pan de Azúcar - Las Palmas 220kV	161	158	54,96	57,10	1	190,8	2,7
Concepción - Charrúa C3 220kV	11	11	59,91	60,08	2	0,8	0,0
Los Vilos - Nogales 220kV	147	145	58,73	60,91	1	183,2	2,3
Nva Cardones - Cumbre 500kV	77	77	42,09	42,12	1	-6,0	0,2
Laberinto - N. Zaldivar 220kV	230	227	43,00	44,14	1	142,7	2,7
P. Colorada - Pan de Azúcar 220 kV	295	286	43,91	54,96	1	2813,3	8,0
Charrúa - Concepción C2 220kV	14	14	59,91	60,08	1	0,8	0,0
Temuco - Valdivia 220kV	173	171	63,34	65,11	1	152,0	2,4
Polpaico - Alto Jahuel 500kV	125	124	61,92	62,06	1	8,9	0,1
C. Pinto - Cardones 220kV	133	130	40,38	41,96	1	89,4	2,9
Las Palmas - Los Vilos 220kV	172	170	57,10	58,73	1	154,3	2,2
Atacama - Ohiggins 220kV	57	57	42,32	42,71	1	10,6	0,3
Nogales - Polpaico 220kV	523	520	60,91	61,78	1	293,5	2,7
D. Almagro - Carrera Pinto 220kV	53	52	40,01	40,38	1	0,9	0,5
Charrúa - Concepción 154kV	5	5	60,05	59,87	2	-1,7	0,0
Concepción - Charrúa C1 220kV	16	16	59,91	60,08	2	0,3	0,0
Charrúa - Mulchén 220kV	329	325	59,91	61,23	1	223,3	3,5
Changos - Ohiggins 220kV	347	345	42,24	42,71	1	70,2	2,1
Itahue - Ancoa 220kV	72	72	61,04	61,22	2	0,7	0,2
Itahue - Rancagua 154kV	231	225	61,10	64,10	1	289,3	6,3
Alto Jahuel - Rancagua 154kV	73	72	62,71	64,10	1	54,6	0,7
Polpaico - El Salto 220kV	171	170	61,78	62,10	1	25,7	0,5
Polpaico - Quillota 220kV	555	552	61,20	61,78	2	126,7	3,2
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500kV	49	49	62,02	62,06	1	0,0	0,0
Lo Aguirre - Alto Melipilla 220kV	3	3	62,03	62,04	1	-0,1	0,0



Agua Santa - Quillota 220kV	225	224	61,20	61,96	2	95,8	1,2
Maitencillo - Guacolda	185	185	42,12	42,28	2	14,0	0,3
Polpaico - DESF 220kV	302	300	61,78	63,00	1	185,5	2,9
Polpaico - Lo Aguirre 500kV	248	248	61,92	62,02	1	13,0	0,2
Chena - Alto Jahuel 220kV	398	396	62,34	63,08	2	153,0	2,2
Nogales - Quillota 220kV	71	71	60,91	61,20	1	11,7	0,1
Domeyko - Nueva Zaldívar 220kV	17	17	44,14	44,16	2	-6,1	0,1
Cerro Navia - Chena 220kV	53	53	63,08	63,16	2	1,4	0,0
El Cobre - Laberinto 220kV	11	11	43,00	42,99	2	-0,3	0,0
Alto Jahuel 220/154kV	73	73			1	0,0	0,0
Alto Jahuel 500/220kV T1	75	75	62,06	62,34	1	19,2	0,0
Alto Jahuel 500/220kV T2	75	75	62,06	62,34	1	19,2	0,0
Changos 500/220kV 1	33	33	42,24	42,24	1	0,1	0,0
Changos 500/220kV 2	33	33	42,24	42,24	1	0,1	0,0
Charrúa 220/154kV	339	339	59,91	59,87	1	-18,9	0,1
Charrúa 500/220kV T1	335	335	59,91	59,97	2	17,3	0,0
Charrúa 500/220kV T2	335	335	59,91	59,97	2	17,3	0,0
Charrúa 500/220kV T3	335	335	59,91	59,97	2	17,3	0,0
Desf 1	150	150	63,00	63,16	1	11,7	0,2
Desf 2	150	150	63,00	63,16	1	11,7	0,2
Itahue 220/154kV	72	72	61,22	61,10	1	-9,7	0,0
Lo Aguirre 500/220kV	2	2	62,03	62,02	2	0,0	0,0
Nueva Cardones 500/220kV	98	98	41,96	42,09	2	12,6	0,0
Nueva Maitencillo 500/220kV	21	21	42,14	42,28	1	2,7	0,0
Polpaico 1 500/220kV	186	186	61,78	61,92	2	9,1	0,3
Polpaico 1 500/220kV T2	186	186	61,78	61,92	2	9,1	0,3

Los cargos para los tramos que señala la Tabla 16 se asignan a cada usuario en función de su participación de acuerdo a lo señalado en 4.2.3.

Los pagos totales a generadores y cargos totales a usuarios finales por concepto de pérdidas se muestran en la Tabla 17 y Tabla 18 respectivamente.

**Tabla 17: Pago a Inyecciones por pérdidas – SEN**

Generador	MW desacople	Cargo Unidad (\$/h)	Pérdida Unidad (MW)
Eólica Charrúa	69	64	1,0
Eólica Crucero	179	36	0,9
Eólica Las Palmas	63	32	0,9
Eólica P Colorada	13	24	0,5
Eólica P. Montt	17	43	0,5
Hidro A Jahuel	194	43	1,2
Hidro Ancoa 220	604	187	6,7
Hidro Charrúa	1216	1113	18,3

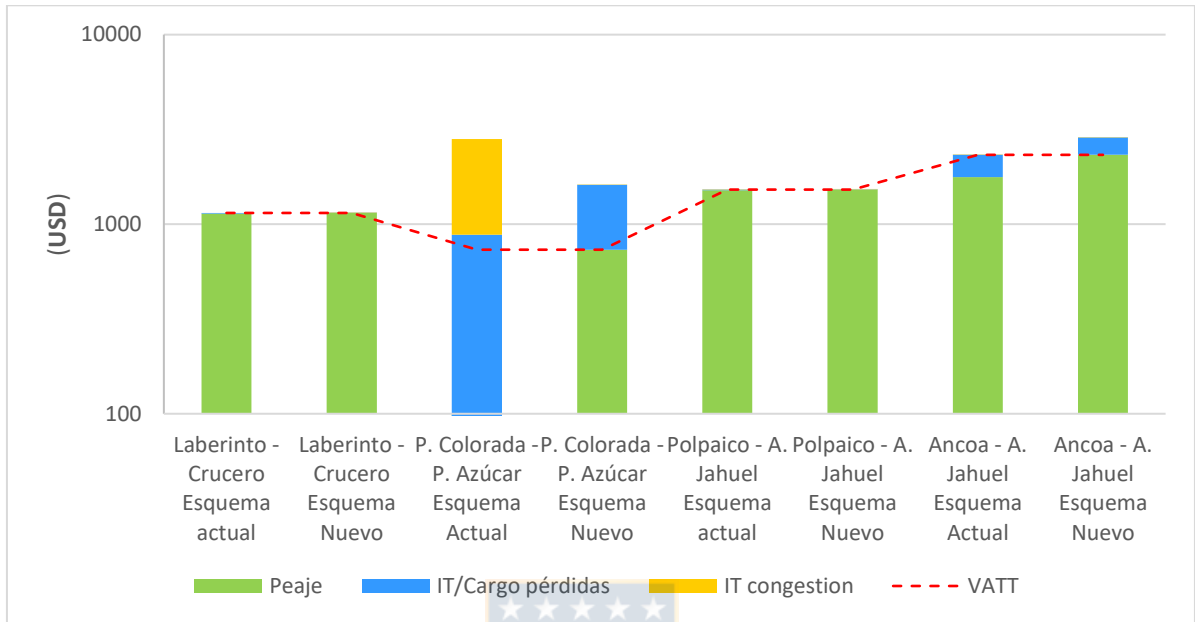
Hidro Charrúa 154	0	0	0,0
Hidro Itahue	483	152	4,6
Hidro La Florida	101	2	0,2
Hidro Lo Aguirre	4	1	0,0
Hidro Los Almendros	167	4	0,1
Hidro Mulchén	52	44	0,7
Hidro P. Montt	159	406	4,9
Hidro Pan de Azúcar	5	4	0,1
Hidro Polpaico	162	23	0,4
Hidro Temuco	38	5	0,1
Hidro Valdivia Rahue	105	68	0,3
PV Cardones	74	138	4,2
PV Carrera Pinto	164	396	12,4
PV Crucero	517	104	2,6
PV D. Almagro	282	721	21,9
PV Laberinto	114	0	0,1
PV Las Palmas	6	3	0,1
PV Los Vilos	31	10	0,3
PV Maitencillo	84	155	4,7
PV Pan de Azúcar	33	24	0,7
PV Polpaico	89	13	0,2
PV. N Zaldívar	20	7	0,2
Termo A Jahuel	32	7	0,2
Termo Agua Santa	0	0	0,0
Termo Ancoa	41	13	0,5
Termo Atacama	0	0	0,0
Termo Cardones	0	0	0,0
Termo Cerro Navia	0	0	0,0
Termo Chacaya	471	147	3,2
Termo Changos	539	254	5,7
Termo Charrúa	541	495	8,1
Termo Concepción 154	65	39	0,6
Termo Concepción 220	478	284	4,8
Termo Crucero	566	114	2,8
Termo D Almagro	0	0	0,0
Termo Guacolda	185	357	10,6
Termo Los Vilos	0	0	0,0
Termo Maitencillo	0	0	0,0
Termo Nogales 110	247	67	0,9
Termo Nogales 220	617	234	3,2
Termo Pan de Azúcar	0	0	0,0
Termo Pto Montt	0	0	0,0
Termo Quillota	1179	360	5,6
Termo Rancagua	0	0	0,0

Termo Valdivia	0	0	0,0
----------------	---	---	-----

**Tabla 18: Cargos a retiros por concepto de pérdidas - SEN**

<b>Carga</b>	<b>Barra</b>	<b>Cargo (\$/h)</b>	<b>Pérdida (MW)</b>
L27	Atacama 220kV	11	0,3
L28	Chacaya 220kV	64	1,5
L26	Changos 220kV	9	0,2
L34	Crucero 220kV	173	4,1
L29	Domeyko 220kV	132	3,6
L33	El Cobre 220kV	94	2,1
L31	Laberinto 220kV	121	2,7
L30	Nueva Zaldívar 220kV	107	2,7
L32	O'higgins 220kV	28	0,8
L03	Cardones - 220kV	78	1,9
L02	Carrera Pinto - 220kV	2	0,2
L01	D. Almagro - 220 kV	1	0,0
L07	Las Palmas 220kV	153	3,0
L08	Los Vilos 220kV	158	3,0
L04	Maitencillo 220kV	11	0,3
L06	Pan de Azúcar 220kV	361	7,6
L05	Punta Colorada 220kV	5	0,3
L35	Cumbre	3	0,1
L11	Agua Santa 110kV	271	4,2
L16	Alto Jahuel 500kV	1251	19,2
L13	Cerro Navia 110kV	569	9,1
L15	Chena 110kV	366	5,8
L14	Lo Aguirre 500kV	80	1,3
L09	Nogales 220kV	50	0,9
L12	Polpaico 220kV	240	3,9
L10	Quillota 220kV	158	2,6
L19	Ancoa 500kV	96	1,5
L20	Charrúa 154kV	-1	0,4
L21	Concepción 154kV	7	0,8
L18	Itahue 154kV	161	2,7
L17	Rancagua 154kV	266	4,6
L22	Mulchen	216	3,4
L23	Temuco	437	6,8
L24	Valdivia	201	3,1
L25	Pto Montt	309	5,0

La cobertura del VATT, considerando valores horarios<sup>5</sup> del VATT de [12] para los diferentes tramos se muestra en la Figura 29.



**Figura 29: Cobertura VATT - SEN**

En el caso del esquema actual, se observa que el VATT es cubierto por el peaje y el IT de pérdidas y para el esquema propuesto el VATT es cubierto 100% por el peaje. En el esquema actual, existe una componente de congestión que es destinada a cubrir costos de congestión a generadores. En el caso del esquema nuevo, esta componente ha sido suprimida.

## 5.2.4. Cobertura de costos de congestión

### Cobertura a Generadores

La Tabla 19 y Tabla 20 muestran los saldos obtenidos por las unidades generadoras ante la congestión en mercado spot bajo el nuevo esquema. Se obtienen los MW disponibles para venta spot restando al despacho la cantidad requerida por cada contrato y las pérdidas asignables a cada una de ellas. Al valorizar las cantidades disponibles al precio spot en cada caso, se obtienen los \$/h que obtendrá cada generador para ambos escenarios, así se establece el saldo que se indica en la Tabla 20 para cada uno

<sup>5</sup> Para ello se ha realizado una aproximación dividiendo el VATT de cada tramo por las 8760 horas anuales.

de ellos. Signo negativo indica que significa un cargo por la ventaja obtenida por el desacople, y viceversa.

**Tabla 19: Saldos de unidades generadoras escenario referencial - SEN**

<b>Unidad</b>	<b>Despacho Acople (MW)</b>	<b>Contrato Acople (MW)</b>	<b>Pérdidas Acople (MW)</b>	<b>Spot Acople (MW)</b>
Eólica Charrúa	69	47	1,0	22
Eólica Crucero	179	76	0,9	101
Eólica Las Palmas	63	26	0,9	37
Eólica P Colorada	13	6	0,5	6
Eólica P. Montt	17	19	0,5	-3
Hidro A Jahuel	194	208	1,2	-15
Hidro Ancoa 220	604	552	6,7	45
Hidro Charrúa	1216	1201	18,3	-4
Hidro Charrúa 154	0	72	0,0	-72
Hidro Itahue	483	399	4,6	80
Hidro La Florida	101	129	0,2	-28
Hidro Lo Aguirre	4	46	0,0	-42
Hidro Los Almendros	167	194	0,1	-26
Hidro Mulchén	52	125	0,7	-73
Hidro P. Montt	159	168	4,9	-14
Hidro Pan de Azúcar	5	5	0,1	0
Hidro Polpaico	162	160	0,4	2
Hidro Temuco	38	29	0,1	9
Hidro Valdivia Rahue	105	106	0,3	-1
PV Cardones	74	32	4,2	38
PV Carrera Pinto	164	73	12,4	78
PV Crucero	517	241	2,6	273
PV D. Almagro	282	169	21,9	91
PV Laberinto	114	65	0,1	49
PV Las Palmas	6	3	0,1	3
PV Los Vilos	31	11	0,3	20
PV Maitencillo	84	5	4,7	75
PV Pan de Azúcar	33	16	0,7	17
PV Polpaico	89	33	0,2	55
PV. N Zaldívar	20	8	0,2	12
Termo A Jahuel	32	48	0,2	-16
Termo Agua Santa	0	53	0,0	-53
Termo Ancoa	41	43	0,5	-2
Termo Atacama	0	284	0,0	-284
Termo Cardones	0	15	0,0	-15
Termo Cerro Navia	0	53	0,0	-53
Termo Chacaya	471	487	3,2	-19
Termo Changos	539	197	5,7	337
Termo Charrúa	541	518	8,1	14
Termo Concepción 154	65	67	0,6	-3
Termo Concepción 220	478	159	4,8	313
Termo Crucero	651	1097	2,8	-449
Termo D Almagro	0	74	0,0	-74
Termo Guacolda	185	343	10,6	-169
Termo Los Vilos	0	37	0,0	-37
Termo Maitencillo	0	6	0,0	-6
Termo Nogales 110	247	288	0,9	-42

Termo Nogales 220	617	261	3,2	353
Termo Pan de Azúcar	0	0	0,0	0
Termo Pto Montt	0	136	0,0	-136
Termo Quillota	1099	1265	5,6	-171
Termo Rancagua	0	79	0,0	-79
Termo Valdivia	0	126	0,0	-126

**Tabla 20: Saldos de unidades generadoras para congestión - SEN**

<b>Unidad</b>	<b>Despacho Desacople (MW)</b>	<b>Contrato Desacople (MW)</b>	<b>Pérdidas desacople (MW)</b>	<b>Spot Desacople (MW)</b>	<b>Saldo congestión (\$/h)</b>
Eólica Charrúa	69	47	1,0	22	155
Eólica Crucero	179	76	0,9	101	-1945
Eólica Las Palmas	63	26	0,9	37	263
Eólica P Colorada	13	6	0,5	6	-113
Eólica P. Montt	17	19	0,5	-3	-22
Hidro A Jahuel	194	208	1,2	-15	-107
Hidro Ancoa 220	604	552	6,7	45	323
Hidro Charrúa	1216	1201	18,3	-4	-25
Hidro Charrúa 154	0	72	0,0	-72	-515
Hidro Itahue	483	399	4,6	80	572
Hidro La Florida	101	129	0,2	-28	-202
Hidro Lo Aguirre	4	46	0,0	-42	-299
Hidro Los Almendros	167	194	0,1	-26	-190
Hidro Mulchén	52	125	0,7	-73	-527
Hidro P. Montt	159	168	4,9	-14	-99
Hidro Pan de Azúcar	5	5	0,1	0	3
Hidro Polpaico	162	160	0,4	2	11
Hidro Temuco	38	29	0,1	9	67
Hidro Valdivia Rahue	105	106	0,3	-1	-9
PV Cardones	74	32	4,2	38	-722
PV Carrera Pinto	164	73	12,4	78	-1507
PV Crucero	517	241	2,6	273	-5242
PV D. Almagro	282	169	21,9	91	-1756
PV Laberinto	114	65	0,1	49	-950
PV Las Palmas	6	3	0,1	3	20
PV Los Vilos	31	11	0,3	20	144
PV Maitencillo	84	5	4,7	75	-1433
PV Pan de Azúcar	33	16	0,7	17	122
PV Polpaico	89	33	0,2	55	398
PV. N Zaldívar	20	8	0,2	12	-230
Termo A Jahuel	32	48	0,2	-16	-118

Termo Agua Santa	0	53	0,0	-53	-383
Termo Ancoa	41	43	0,5	-2	-14
Termo Atacama	0	284	0,0	-284	5459
Termo Cardones	0	15	0,0	-15	293
Termo Cerro Navia	0	53	0,0	-53	-382
Termo Chacaya	471	487	3,2	-19	368
Termo Changos	539	197	5,7	337	-6465
Termo Charrúa	541	518	8,1	14	102
Termo Concepción 154	65	67	0,6	-3	-20
Termo Concepción 220	478	159	4,8	313	2249
Termo Crucero	566	1097	2,8	-534	5050
Termo D Almagro	0	74	0,0	-74	1422
Termo Guacolda	185	343	10,6	-169	3242
Termo Los Vilos	0	37	0,0	-37	-266
Termo Maitencillo	0	6	0,0	-6	117
Termo Nogales 110	247	288	0,9	-42	-303
Termo Nogales 220	617	261	3,2	353	2536
Termo Pan de Azúcar	0	0	0,0	0	-2
Termo Pto Montt	0	136	0,0	-136	-975
Termo Quillota	1179	1265	5,6	-91	4241
Termo Rancagua	0	79	0,0	-79	-569
Termo Valdivia	0	126	0,0	-126	-907

De esta forma, a partir de la sumatoria total de los saldos en mercado spot, se obtienen los balances que resultan en las cantidades señaladas en la Tabla 21.

**Tabla 21: Resumen de saldos de congestión – SEN**

<b>Tipo de Agente</b>	<b>Pago por costo de congestión en spot</b>
Generadores Afectados	-25873
Generadores Beneficiados	26736
Empresa Transmisora	0
Cobertura sistema actual (ITE)	1933

Se observa que los ingresos tarifarios de energía son insuficientes comparados con el balance del nuevo esquema. Pues los primeros sólo alcanzan a cubrir un 7% de los \$/h de costo de congestión de cada generador en spot. En cambio, con el nuevo esquema se ha cubierto un 100% de dichos costos. Además, el nuevo esquema evita que existan incentivos a la congestión por parte de las empresas que eventualmente pueden beneficiarse en este mercado por la variación del precio por desacople.

### **Cobertura a cargas mediante FGR y FTR**

La Tabla 22 muestra la cobertura de costos de congestión a cargas mediante uso de derechos financieros FTR.

**Tabla 22: Cobertura FTR - SEN**

	<b>LPM 1</b>	<b>Reserva FTR (MW)</b>	<b>Cobertura total contratos FTR (\$/h)</b>
L06	61	164	8460
L07	64	55	1695
L08	66	48	0
L09	68	142	0
L10	68	407	309
L11	70	464	3737
L12	69	477	310
L13	71	723	392
L14	69	200	10660
L15	71	589	657
L16	69	1132	703
L17	72	297	1020
L18	68	345	99
L19	68	278	0
L20	67	322	0
L21	67	578	56
L22	68	125	111
L23	71	212	176
L24	73	123	0

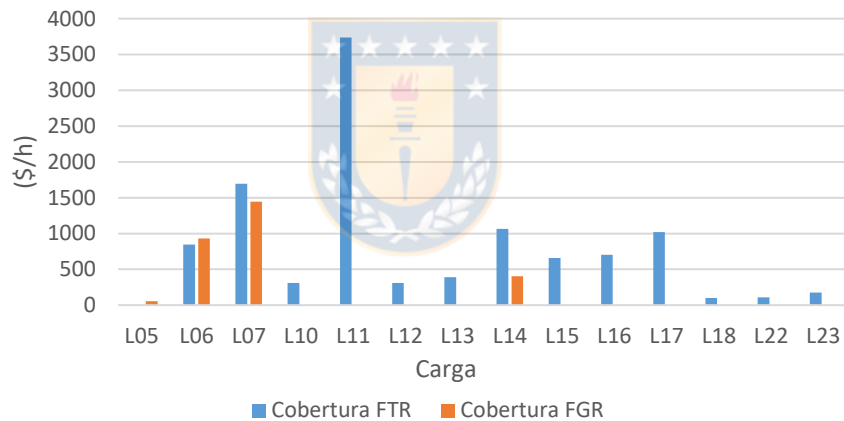


La Tabla 23 muestra la cobertura de costos de congestión a cargas mediante uso de derechos financieros FGR.

**Tabla 23: Cobertura FGR - SEN**

Carga	P k-1	Reserva FGR (MW)	Cobertura FGR (\$/h)	FDC kI,FG ij	% Cobertura
<b>L05</b>	6,1	5	32	0,85	100
	4,6	4	24	0,85	100
<b>L06</b>	6,2	0	29	0,08	8
	137,6	2	140	0,02	100
<b>L07</b>	26,6	24	1444	0,88	100
<b>L14</b>	153,8	66	404	0,43	100

La Figura 30 resume los \$/h que cubre cada sistema de crédito a las cargas correspondientes, por el nuevo esquema.



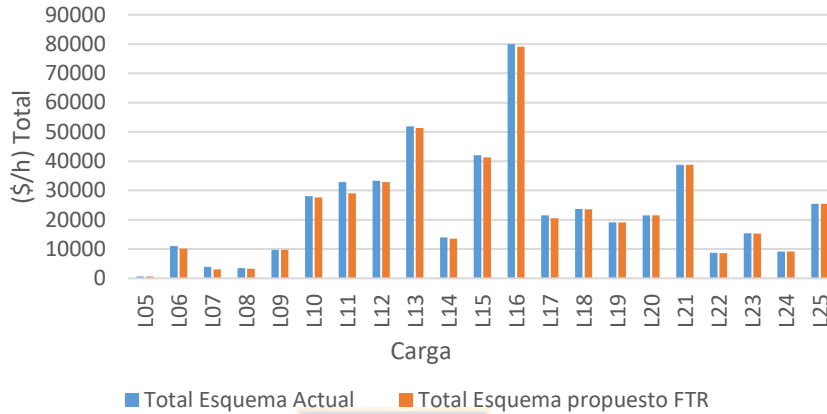
**Figura 30: Cobertura sistemas de derechos financieros – SEN**

Se observa una mayor cantidad de cobertura por FTR, pues, debido a la configuración radial del sistema, es posible obtener un mayor número de transacciones para cubrir de punto-a-punto en la dirección de la congestión; que número de cargas que hacen uso físico del FG en cuestión y que, por tanto, pueden ser acreedoras de créditos en MW.

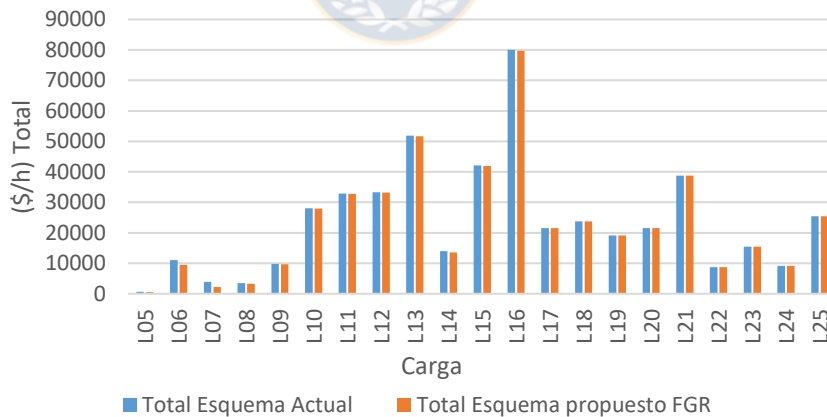
### 5.2.5. Síntesis de Resultados

#### Resumen de saldos retiros

Las Figura 31 y Figura 32 muestran la cantidad total que debe pagar cada carga por energía, cargo por pérdidas, componente de congestión y asignable a peajes de ingresos tarifarios según corresponda al esquema; y la cobertura de congestión por FTR y FGR respectivamente.



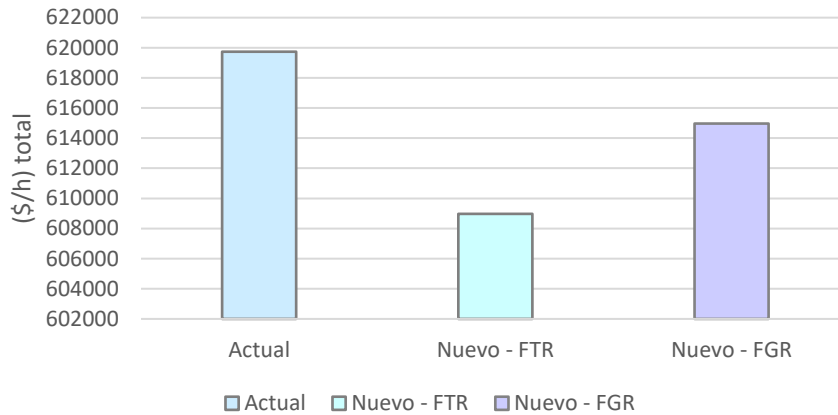
**Figura 31: Costos totales retiros con cobertura FTR - SEN**



**Figura 32: Costos totales retiros con cobertura FGR - SEN**

Se observa en la Figura 31 que los sistemas de cobertura FTR obtienen una mayor diferencia entre el esquema propuesto y el actual que el sistema FGR de la Figura 32 para cada retiro. Siendo mayor la cobertura para la carga L11 mediante FTR. Esto se puede asimilar en proporción a la energía contratada (o créditos) punto-a-punto en la misma dirección de la congestión.

La Figura 33 muestra la comparación entre el total de los pagos efectuados por los retiros para cada caso.



**Figura 33: Costos totales de retiros. Esquema actual y nuevo con cobertura FTR y FGR. SEN**

Se observa que los retiros perciben ventajas al aplicar el nuevo esquema de tarificación. Debido a que poseen cobertura ante riesgos de congestión por volatilidad de precios (mayor en el caso de los FTR) y por la eliminación de la componente de congestión asignables a éstos. El hecho de eliminar la componente de congestión que el esquema actual emplea para compensación a generadores por el nuevo esquema, queda respaldado en la estrategia de compensación en mercado spot introducida por el nuevo esquema, cuya síntesis se presenta a continuación.

### **Resumen de saldos inyecciones**

La Tabla 24 muestra los saldos totales comparando el esquema actual y el propuesto en este trabajo. En ella se exhibe la condición del generador ante la congestión en spot (afectado o beneficiado de acuerdo a la zona), las cantidades de (\$/h) que percibe por suministro de energía, por mercado spot, por cargos de derechos de transmisión e ingresos por pérdidas.

Tabla 24: Síntesis de Saldos totales de unidades generadoras - SEN

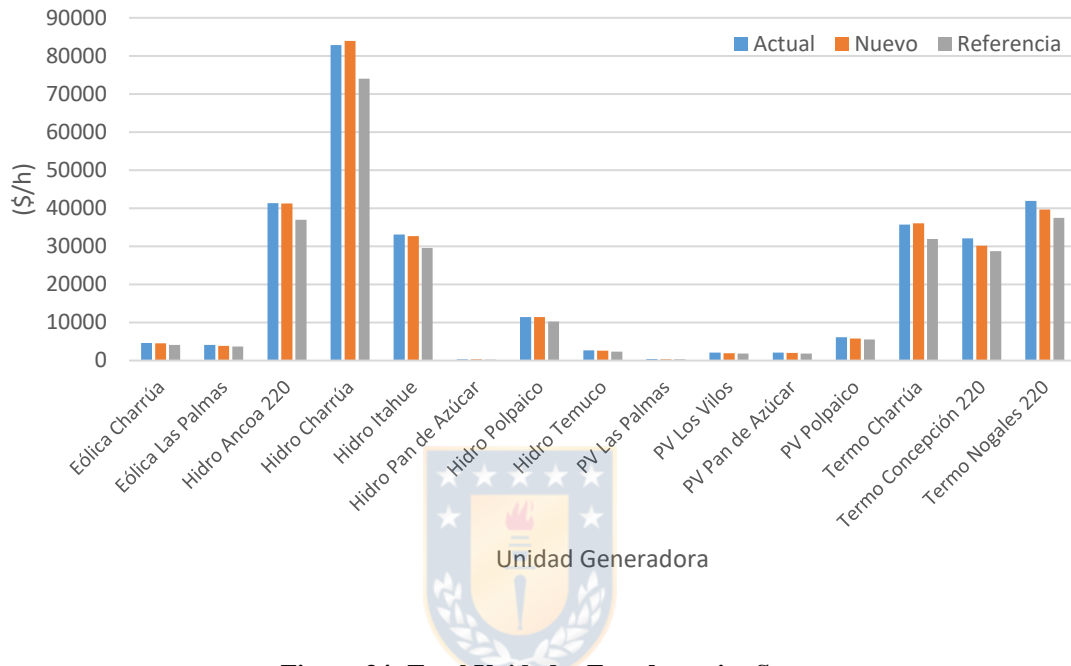
Unidad	Condición	Compensación spot (\$/h)	Ingresos energía contratos (\$/h)	Ingresos energía spot (\$/h)	Cargos FGR (\$/h)	Pago pérdidas (\$/h)	Total esquema actual (\$/h)	Total Esquema propuesto (\$/h)	Escenario de Referencia (sin congestión) (\$/h)
Eólica Charrúa	Excedentario - Sur	155	3132	1479	0	64	4611	4519	4124
Eólica Crucero	Excedentario - Norte	-6199	3305	0	0	0	3305	9504	9504
Eólica Las Palmas	Excedentario - Sur	263	1628	2506	0	29	4134	3900	3650
Eólica P Colorada	Excedentario - Norte	-1584	378	0	2	23	378	1983	680
Eólica P. Montt	Deficitario – Sur	-22	1515	-209	0	43	1305	1371	1167
Hidro A Jahuel	Deficitario – Sur	-107	14667	-1015	0	43	13653	13803	12206
Hidro Ancoa 220	Excedentario Sur	323	38299	3076	0	187	41375	41239	37004
Hidro Charrúa	Excedentario - Sur	-25	83067	-241	0	1113	82825	83964	74051
Hidro Charrúa 154	Deficitario – Sur	-515	4900	-4908	0	0	-8	507	-12
Hidro Itahue	Excedentario - Sur	572	27668	5447	0	152	33115	32696	29612
Hidro La Florida	Deficitario – Sur	-202	9114	-1920	0	2	7195	7399	6431
Hidro Lo Aguirre	Deficitario – Sur	-299	3199	-2852	0	1	347	647	308
Hidro Los Almendros	Deficitario – Sur	-190	13678	-1808	0	4	11869	12063	10611
Hidro Mulchén	Deficitario – Sur	-527	8710	-5023	0	44	3687	4258	3291
Hidro P. Montt	Deficitario – Sur	-99	13035	-943	0	406	12092	12597	10810
Hidro Pan de Azúcar	Excedentario - Sur	3	277	27	0	3	304	304	258
Hidro Polpaico	Excedentario - Sur	11	11306	106	0	23	11412	11424	10205
Hidro Temuco	Excedentario - Sur	67	2020	636	0	5	2656	2594	2375
Hidro Valdivia Rahue	Deficitario – Sur	-9	7677	-83	0	68	7595	7671	6790
PV Cardones	Excedentario - Norte	-3220	1394	0	0	130	1394	4744	3696
PV Carrera Pinto	Excedentario - Norte	-6026	3004	0	0	286	3004	9317	7807

PV Crucero	Excedentario - Norte	-16708	10433	0	0	0	10433	27141	27141
PV D. Almagro	Excedentario - Norte	-6822	7186	0	0	493	7186	14501	12784
PV Laberinto	Excedentario - Norte	-3027	2866	0	0	0	2866	5892	5892
PV Las Palmas	Excedentario - Sur	20	186	193	0	3	380	362	334
PV Los Vilos	Excedentario - Sur	144	717	1370	0	8	2088	1952	1855
PV Maitencillo	Excedentario - Norte	-5792	198	0	0	147	198	6138	4767
PV Pan de Azúcar	Excedentario - Sur	122	952	1164	0	22	2117	2017	1848
PV Polpaico	Excedentario - Sur	398	2355	3791	0	13	6146	5761	5499
PV. N Zaldívar	Excedentario - Norte	-732	366	0	0	0	366	1098	1098
Termo A Jahuel	Deficitario – Sur	-118	3325	-1125	0	7	2200	2326	1966
Termo Agua Santa	Deficitario – Sur	-383	3737	-3648	0	0	89	472	80
Termo Ancoa	Deficitario – Sur	-14	2930	-131	0	13	2799	2825	2502
Termo Atacama	Deficitario - Norte	17402	12320	0	0	0	12320	-5081	-5081
Termo Cardones	Deficitario - Norte	935	664	0	0	0	664	-271	-271
Termo Cerro Navia	Deficitario – Sur	-382	3760	0	0	0	3760	4142	103
Termo Chacaya	Deficitario - Norte	1174	21312	0	0	0	21312	20137	20137
Termo Changos	Excedentario - Norte	-20606	8625	0	0	0	8625	29231	29231
Termo Charrúa	Excedentario - Sur	102	34700	975	0	495	35676	36069	31896
Termo Concepción 154	Deficitario – Sur	-20	4474	-193	0	39	4281	4340	3827
Termo Concepción 220	Excedentario - Sur	2249	10700	21419	0	284	32119	30154	28737
Termo Crucero	Deficitario - Norte	32678	48747	0	0	0	48747	16069	16069
Termo D Almagro	Deficitario - Norte	4533	3179	0	0	0	3179	-1354	-1354
Termo Guacolda	Deficitario - Norte	10335	21979	0	2012	325	21979	9956	8931
Termo Los Vilos	Deficitario – Sur	-266	2432	-2535	0	0	-102	164	-137

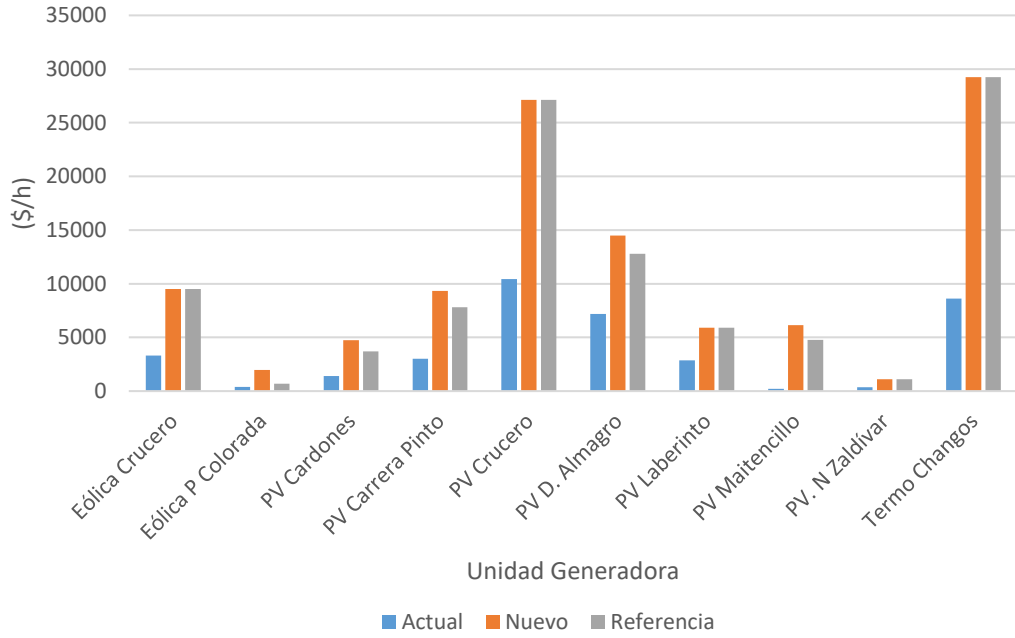
Termino Maitencillo	Deficitario - Norte	372	361	0	32	0	361	-43	-80
Termino Nogales 110	Deficitario – Sur	-303	19715	-2890	0	67	16826	17196	15059
Termino Nogales 220	Excedentario - Sur	2536	17779	24153	0	234	41932	39630	37508
Termino Pan de Azúcar	Deficitario – Sur	-2	17	-19	0	0	-2	0	-3
Termino Pto Montt	Deficitario – Sur	-975	10549	-9283	0	0	1266	2241	1123
Termino Quillota	Deficitario - Sur (D)	4241	88429	-6239	0	360	82190	78310	73499
Termino Rancagua	Deficitario – Sur	-569	5673	-5417	0	0	257	825	225
Termino Valdivia	Deficitario – Sur	-907	8973	-8636	0	0	337	1243	293



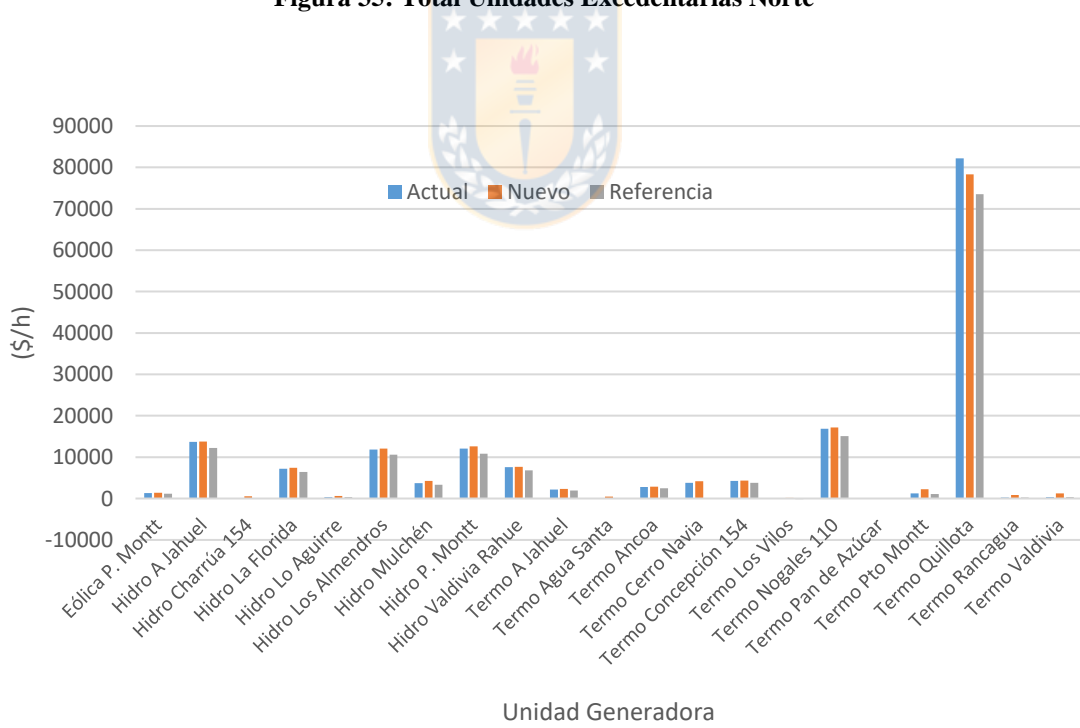
La Figura 34 exhibe los saldos totales de los generadores excedentarios ubicados al sur de la congestión, la Figura 35 de las unidades excedentarias al norte de ésta, la Figura 36 de las unidades deficitarias al sur, y la Figura 37 de las unidades excedentarias al norte de la congestión.



**Figura 34: Total Unidades Excedentarias Sur**

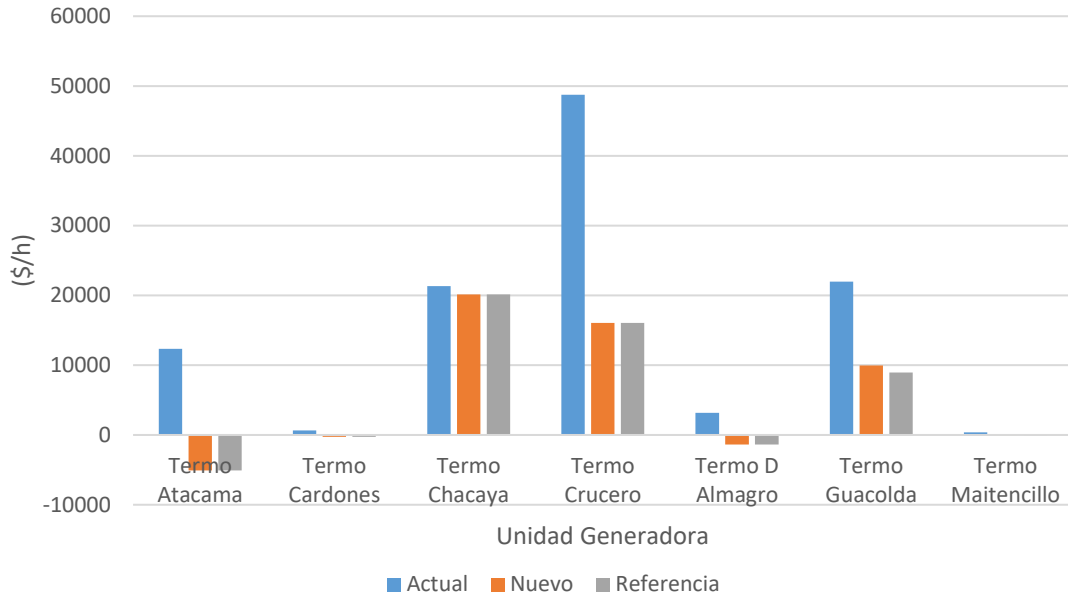


**Figura 35: Total Unidades Excedentarias Norte**



**Figura 36: Total Unidades Deficitarias Sur**





**Figura 37: Total Unidades Deficitarias Norte**

Se observa en estas figuras, que el nuevo esquema establece un equilibrio entre el caso de aplicar el esquema actual y el caso de referencia. Esto quiere decir, que evita un elevado beneficio de las unidades excedentarias al sur de la congestión (por aumento del precio spot) como se aprecia en la Figura 34 y de las unidades deficitarias al norte de la congestión, como se aprecia en la Figura 37. Asimismo, los generadores afectados obtienen cobertura ante la variación de los precios zonales. Esto se observa al inspeccionar el caso de los generadores excedentarios de la zona norte (por disminución del precio spot) como se aprecia en la Figura 35 y los deficitarios de la zona sur (por incremento del precio spot) como se aprecia en la Figura 36.

Existen casos como los de la unidad Hidro Charrúa y Termo Charrúa (zona sur) en que se aprecia un incremento en sus beneficios por el esquema actual, siendo que dichos generadores se benefician de la congestión por aumento en el precio al cual pueden vender sus excedentes; esto es debido a que perciben altos ingresos por su aporte de generación de pérdidas en tramos (Tabla 17); pues dichas unidades se encuentran en zonas de alta generación (hidráulica y térmica en barras Charrúa y Concepción) y consumo (retiros en Concepción, Charrúa, Mulchén), por tanto hacen uso de líneas de alta carga (Tramo Charrúa Ancoa, Charrúa – Concepción, Charrúa – Mulchén, Charrúa – Temuco, Ancoa – A. Jahuel, etc.)

## Capítulo 6. Conclusiones

---

Se ha demostrado, aplicando el esquema formulado a los casos de estudio, que los costos de transmisión pueden ser cubiertos completamente por un esquema simplificado de peajes sin la inclusión de ingresos tarifarios.

Por otro lado, ha sido posible compensar a generadores por afectaciones en sus balances de transferencias de energía a raíz de las congestiones sin hacer uso de las componentes de ingresos tarifarios de congestión. Para estos efectos, el método de compensación de saldos entre generadores afectados y beneficiados por la congestión propuesto ha resultado suficiente y refleja los efectos esperados para un mercado de energía spot más equilibrado. Es decir, donde no existan grandes ventajas o desventajas comparativas de los agentes de acuerdo a la zona en la que están ubicados con respecto al desacople.

Adicionalmente, ha sido posible remunerar las pérdidas a los generadores que han sido afectado por este concepto en sus inyecciones al sistema. La valorización de las pérdidas ha sido posible realizarla mediante un cargo adicional y asignarla por medio de cargos a retiros y remuneraciones a inyecciones, de acuerdo a sus respectivas participaciones en los flujos físicos.

El principal aporte de este trabajo, ha sido simplificar el actual esquema de tarificación, del punto de vista de separar los conceptos que se desean tarificar: costos de transmisión por estampillado a la demanda, remuneración de pérdidas a generadores en función de retiros y costos de congestión por compensación de saldos en spot y por derechos financieros.

Adicionalmente, bajo este nuevo esquema, ha sido posible reducir los cargos asumidos por la demanda en casos de congestión. Esto por medio de la eliminación de la componente de congestión del ingreso tarifario y por la cobertura financiera en eventos de congestión.

El nuevo esquema, además, disminuye incentivos de congestión e impulsa al regulador del sector eléctrico a la expansión de los tramos de transmisión. Esto es consecuencia de la eliminación de saldos positivos de generadores beneficiados por el desacople, eventuales cargos por congestión a empresas transmisoras, y por compensaciones que deban efectuar generadores con contratos de suministro aguas abajo de la congestión que deban cancelar derechos de transmisión a sus respectivos acreedores. Los cargos por pérdidas son montos adicionales al pago de los costos de transmisión, sin embargo, no deben ser impuestos por los generadores a sus clientes en los precios de energía. Esto evitaría

sobrecargos a la demanda al evitar divergencias entre cargos definidos por el operador y los calculados por los propios generadores.

Para el primer caso de estudio (IEEE 39-bus), se ha observado que, en el caso de la utilización del nuevo esquema, los saldos obtenidos en mercado spot por eventos de congestión no tienen mayor suficiencia en el esquema nuevo que en el esquema actual tarifario chileno, que utiliza, para estos efectos, a los excedentes de ingresos tarifarios asignables a congestión. Sin embargo, de existir montos no cubiertos por saldos en mercado spot, el nuevo esquema establece un cargo a empresa transmisora que representa el concepto de retraso de ampliación de capacidad o indisponibilidad. Por otro lado, se aprecia una notable penalización a los generadores con contratos aguas abajo de los tramos congestionados. Estos dos puntos pueden ser asimilados como señales de inversión en expansión o aumento de capacidad de los tramos que están significando una limitación en el aprovechamiento de energía de menor costo.

El uso de FGR presenta una mayor liquidez que el sistema de FTR. En cuanto señala la literatura y la experiencia en sistemas reales, el primero ha demostrado ser sistema de créditos más flexible a los cambios operacionales que ocurran en el sistema, puesto que su formulación define las reservas a cada agente basándose en la topología del sistema y de la incidencia que cada uno de ellos tenga sobre los cuellos de botella del sistema. La efectividad del sistema FGR depende de la precisión en la definición de los cuellos de botella, esto se obtiene de factores empíricos considerando los tramos que más eventos de congestión presenten en la operación real. Sin embargo, su implementación es de baja factibilidad, debido a la alta complejidad de la operación económica de los sistemas zonales. En este contexto, el modelo integrado utilizado en este trabajo permite aprovechar estas ventajas por sobre los FTR para un sistema centralizado basado en tarificación nodal.

Al aplicar el esquema de tarifas actual en el caso de estudio del SEN reducido, la cobertura por la componente de congestión de ingresos tarifarios resultante, cubre el 7% de los costos de desacople en mercado spot, siendo insuficiente para la compensación unidades generadoras afectadas.

En cambio, bajo el esquema propuesto, la compensación por medio de saldos de desacople en mercado spot cubre el 100% de dichos costos. Esto, a su vez, atenúa los beneficios comparativos de los generadores excedentarios en zonas de alto costo marginal por desacople y de los generadores deficitarios en zona de bajo costo marginal con respecto al caso referencial. Y a su vez, evita mayores riesgos financiero de las unidades generadoras excedentarias en zonas de bajo costo marginal, y deficitarias en zonas de alto costo marginal con respecto al caso de referencia. Además, establece que los costos en spot no cubiertos por saldos de generadores beneficiados sean cubiertos por la empresa

transmisora responsable por el retraso en entrada de proyectos de ampliación o reforzamiento de las instalaciones.

También se puede concluir que, para el caso de estudio de este sistema radial (SEN) con mayor número de inyecciones y retiros y mayores distancias entre varios de ellos y los cuellos de botella; el nuevo esquema tiene una mayor efectividad que en el caso de estudio IEEE 39 barras enmallado y con mayor cercanía de los agentes a los tramos congestionados.



## Bibliografía

- 
- [1] Hugh Rudnick, “Pioneering electricity reform in South America,” *IEEE Spectr.*, pp. 39–44, 1996.
- [2] R. D. Tabors, “Lessons from the UK and Norway,” *IEEE Spectr.*, no. August, 1996.
- [3] W. Lee and C.H. Lin, “Utility Deregulation and Its Impact on Industrial Power Systems,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, no. June, pp. 40–46, 1998.
- [4] H. Singh and A. Papalexopoulos, “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets,” vol. 13, no. 2, pp. 672–680, 1998.
- [5] H. Rudnick, I. Pérez-Arriagada, and W. Stadlin, “International Power System Transmission Open Acces Experience,” vol. 10, no. 1, pp. 554–564, 1995.
- [6] Ministerio de Energía, *DFL N°4: FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA.* 2016.
- [7] M. de Energía, *Ley 20.936 Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.* 2016.
- [8] D. Gatica, “MERCADO ELÉCTRICO Y GENERADORES DE ERNC : ANÁLISIS DE LAS LEYES N ° 20 . 805 Y N ° 20 . 936 .,” Universidad de Chile, 2017.
- [9] Ministerio de Energía, *DS 327: Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.* Chile, 1997.
- [10] Ministerio de Energía, “La Regulación del Segmento Transmisión en Chile,” 2005.
- [11] Ministerio de Energía, *DS 62: Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.* 2007.
- [12] Ministerio de Energía, *DTO 23T: Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, El Área de Influencia Común, El Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrienio 2016-2019,* no. IdDO 993662. Santiago, 2016, pp. 16–26.
- [13] Comisión Nacional de Energía, “Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018,” 2018.
- [14] Dirección de Peajes. Coorinador Eléctrico Nacional, “Cálculo de Peajes para el Sistema de Transmisión Troncal, año 2017,” 2017.
- [15] H. Rudnick, R. Palma, and J. E. Fernibdez, “Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation

- in Transmission Open Access,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1125–1142, 1995.
- [16] S. Bernstein, “Competition , marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector,” *Butterworth Co Ltd*, pp. 369–377, 1988.
- [17] H. Rudnick and H. Rudnick, “Transmission Open Access in Chile,” in *Fifth Plenary Session of the Harvard Electricity Policy Group*, 2016, no. July.
- [18] P. Atienza, “Aplicación del modelo de bolsa de energía en Chile,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001.
- [19] A. Wood and B. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, Third. .
- [20] F. Schweppe, “Back to the future : Spot Pricing of Electricity The spot price based energy marketplace,” *Energy Innov. Proj.*, 1988.
- [21] C. Roa, “‘Mercado de la Energía’ Apuntes del curso.” Concepción.
- [22] R. Green, “Electricity transmission pricing : an international comparison,” *Elsevier Sci. Ltd.*, vol. 6, no. 3, pp. 177–184, 1997.
- [23] W. Lee, S. Member, C. H. Lin, and L. D. Swift, “Wheeling Charge Under a Deregulated Environment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 178–183, 2001.
- [24] M. A. Almaktar, M. Y. Hassan, M. Ieee, M. P. Abdullah, F. Hussin, and M. S. Majid, “Charge of Transmission Usage and Losses in Pool Electricity Market,” in *4th International Power Engeneering and Optimization Conf.*, 2010, no. June, pp. 23–24.
- [25] N. Terán and C. Roa S., “Cálculo de factores de penalización en sistemas AC/DC,” Universidad de Concepción, 2017.
- [26] B. C. Lesieutre and J. H. Eto, “Electricity Transmission Congestion Costs : A Review of Recent Reports,” California, 2003.
- [27] H. Rudnick and R. Méndez, “Congestion Management and Transmission Rights in Centralized Electric Markets Congestion Management and Transmission Rights in Centralized Electric Markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. July, pp. 889–896, 2004.
- [28] R. M. Delaunoy, “Tarificación de congestión y derechos de transmisión en mercados eléctricos,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2002.
- [29] G. Gómez-Villalobos, J. . Tovar-Hernandez, and G. Gutierrez-Alcázar, “Financial Transmission Rights in Electricity Markets,” *2016 IEEE Int. Autumn Meet. Power, Electron. Comput.*, no. Ropec, 2016.
- [30] S. M. Harvey and W. W. Hogan, “TRANSMISSION CAPACITY RESERVATIONS AND TRANSMISSION CONGESTION CONTRACTS,” 1997.

- [31] Z. Alaywan, T. Wu, and A. D. Papalexopoulos, "Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational Perspective." [Online]. Available: [http://www.eccointl.com/downloads/Transitioning-the-California-Market-from-a-Zonal-to-a-Nodal-Framework An-Operational-Perspicitve.pdf](http://www.eccointl.com/downloads/Transitioning-the-California-Market-from-a-Zonal-to-a-Nodal-Framework-An-Operational-Perspicitve.pdf).
- [32] Cambridge Economic Policy Associates Ltd., "Review Of International Models Of Transmission - Final Report," 2011.
- [33] C. Lusztig, P. Feldberg, R. Orans, and A. Olson, "A survey of transmission tariffs in North America," *Elsevier Science Ltd.*, 2006. [Online]. Available: [www.elsevier.com/locate/energy](http://www.elsevier.com/locate/energy).
- [34] J. Zolezzi, "Asignación de Costos de Transmisión vía Juegos Cooperativos y Formación de Coaliciones," Pontificia Universidad Católica de Chile, 2002.
- [35] R. D. Tabors, "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 206–215, 1994.
- [36] T. Shinkawa, "Electricity System and Market in Japan," 2018. [Online]. Available: <http://www.emsc.meti.go.jp/english/info/public/pdf/180122.pdf>.
- [37] H. Hamada, "Wheeling Charge Based on Identification of Transaction Paths in Deregulated Power Markets," in *2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2009.
- [38] U.S Energy Information Administration, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016 Levelized Cost of Electricity ( LCOE ) and its limitations Levelized Avoided Cost of Electricity ( LACE ) as an additional indicator," 2018.
- [39] J. Enrique and C. González, "Intelligent algorithm for evaluating the impact of the introduction of mass induction," 2015. [Online]. Available: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=S1815-59012015000300009&lng=es&nrm=iso](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1815-59012015000300009&lng=es&nrm=iso).
- [40] Comisión Nacional de Energía, *Norma técnica de seguridad y calidad de servicio*. 2016.
- [41] D. Soler, "Efectos técnico-económicos en la operación del SIC por ingreso de centrales ERNC," Universidad de Chile, 2013.

## Capítulo 7. Anexos

**Tabla 25: Cargos por pérdidas sistema desacoplado IEEE 39 barras**

Tramo	Pi (MW)	Pj (MW)	CMgi (\$/MWh)	CMgj (MW/h)	Cargo \$/h	Pérdidas (MW)
Line 01 - 02	87	87	48,8	49,1	13	0,2
Line 01 - 39	87	87	49,1	49,2	0	0,2
Line 02 - 03	226	226	48,8	49,0	15	0,6
Line 02 - 25	64	64	48,4	48,8	8	0,3
Line 03 - 04	161	161	49,0	49,2	13	0,3
Line 03 - 18	227	227	48,7	49,0	36	0,5
Line 04 - 05	105	105	49,17	49,27	6	0,1
Line 04 - 14	308	307	48,9	49,2	43	0,7
Line 05 - 06	168	168	49,2	49,3	2	0,1
Line 05 - 08	273	273	49,3	49,5	27	0,6
Line 06 - 07	323	323	49,2	49,4	30	0,6
Line 06 - 11	504	503	48,9	49,2	74	1,6
Line 07 - 08	111	111	49,4	49,5	2	0,1
Line 08 - 09	89	89	49,3	49,5	10	0,2
Line 09 - 39	89	89	49,2	49,3	3	0,1
Line 10 - 11	490	489	48,8	48,9	39	0,9
Line 10 - 13	110	110	48,8	48,8	-2	0,0
Line 13 - 14	88	88	48,8	48,9	5	0,1
Line 14 - 15	221	220	48,6	48,9	39	0,8
Line 15 - 16	512	510	36,3	48,6	6184	2,2
Line 16 - 17	480	479	36,3	48,4	5778	1,5
Line 16 - 19	60	60	36,3	36,3	1	0,1
Line 16 - 21	880	877	36,0	36,3	112	2,8
Line 16 - 24	474	473	36,2	36,3	23	0,6
Line 17 - 18	371	370	48,4	48,7	55	0,9
Line 17 - 27	108	108	48,4	48,5	1	0,1
Line 21 - 22	931	927	35,8	36,0	123	3,1
Line 22 - 23	81	81	35,7	35,8	1	0,0
Line 23 - 24	299	297	35,7	36,2	66	1,8
Line 25 - 26	67	67	48,3	48,4	0	0,1
Line 26 - 27	146	146	48,3	48,5	18	0,3
Line 26 - 28	148	147	47,7	48,3	40	0,9
Line 26 - 29	194	192	47,3	48,3	93	1,9
Line 28 - 29	335	334	47,3	47,7	69	1,4
Trf 02 - 30	250	250	48,8	48,8	0,8	0,0
Trf 06 - 31	11	11	49	49	0,0	0,0



Trf 10 - 32	600	600	48,8	48,8	5,8	0,0
Trf 11 - 12	15	15	48,9	48,9	0,6	0,0
Trf 13 - 12	22	22	48,8	48,9	1,0	0,0
Trf 19 - 20	60	60	36,3	36,4	1,0	0,0
Trf 19 - 33	0	0	36,3	36,3	-0,5	0,0
Trf 20 - 34	510	508	36,0	36,4	84,3	2,4
Trf 22 - 35	650	650	35,8	35,8	3,6	0,0
Trf 23 - 36	404	403	35,6	35,7	29,5	0,7
Trf 25 - 37	200	200	48,3	48,4	0,0	0,0
Trf 29 - 38	790	785	46,7	47,3	234,7	4,7

---



Tabla 26: Asignación de cargos por pérdidas a retiros - IEEE 39

Tramo/carga	3	4	7	8	12	15	16	18	20	21	23	24	25	26	27	28	29	31	39
Line 01 - 02	0,0	0,0	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7
Line 01 - 39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Line 02 - 03	2,5	1,9	0,7	1,4	0,0	1,2	1,2	0,8	2,2	1,0	0,9	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Line 02 - 25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	1,0	1,1	1,4	2,0	0,0	0,0
Line 03 - 04	0,0	4,7	2,1	4,5	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3
Line 03 - 18	7,1	4,6	2,4	5,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	13,9
Line 04 - 05	0,6	1,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,8	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,4	0,3	0,4	0,0	0,0
Line 04 - 14	4,4	12,0	2,2	5,3	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,7	0,9	1,1	1,5	0,1	11,9
Line 05 - 06	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3
Line 05 - 08	0,0	0,0	3,1	11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,3
Line 06 - 07	0,0	0,0	7,1	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0
Line 06 - 11	2,2	4,3	10,5	22,5	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,5	0,5	0,8	1,1	0,4	29,5
Line 07 - 08	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
Line 08 - 09	0,4	1,2	1,1	2,5	0,0	0,7	0,6	0,2	1,2	0,5	0,5	0,6	0,0	0,1	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0
Line 09 - 39	0,1	0,4	0,3	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Line 10 - 11	1,2	2,3	5,3	11,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	15,1
Line 10 - 13	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,2	-0,1	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Line 13 - 14	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7	0,6	0,2	1,1	0,5	0,4	0,5	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,0	0,0
Line 14 - 15	1,9	7,5	4,6	10,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	13,7
Line 15 - 16	4,0	15,0	9,2	20,2	0,3	25,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	28,1
Line 16 - 17	11,7	7,0	3,8	8,7	0,1	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	6,5	14,0	9,6	13,2	0,1	29,3
Line 16 - 19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Line 16 - 21	6,7	8,4	4,9	10,9	0,2	6,7	6,9	3,3	13,1	0,0	0,0	3,9	4,7	2,9	5,9	4,3	5,9	0,2	23,1
Line 16 - 24	1,4	1,8	1,0	2,3	0,0	1,4	1,4	0,7	2,8	0,4	0,0	0,0	1,0	0,6	1,2	0,9	1,2	0,0	4,8

<b>Line 17 - 18</b>	9,3	6,1	3,1	7,1	0,1	0,0	0,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	18,4
<b>Line 17 - 27</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,1
<b>Line 21 - 22</b>	6,9	8,6	5,0	11,2	0,2	6,8	7,0	3,4	13,4	9,0	0,0	3,5	4,8	3,0	6,0	4,4	6,1	0,2	23,6
<b>Line 22 - 23</b>	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2
<b>Line 23 - 24</b>	3,6	4,5	2,6	5,8	0,1	3,6	3,7	1,8	7,0	0,0	0,0	8,0	2,5	1,6	3,1	2,3	3,2	0,1	12,4
<b>Line 25 - 26</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
<b>Line 26 - 27</b>	0,5	0,9	0,5	1,1	0,0	1,5	1,8	0,7	3,4	1,5	1,4	1,7	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Line 26 - 28</b>	2,4	2,9	1,7	3,8	0,1	2,3	2,4	1,2	4,6	2,0	1,8	2,3	1,6	1,0	2,1	0,0	0,0	0,1	8,1
<b>Line 26 - 29</b>	5,4	6,7	3,9	8,8	0,1	5,4	5,5	2,7	10,5	4,6	4,2	5,2	3,8	2,3	4,7	0,0	0,0	0,2	18,5
<b>Line 28 - 29</b>	3,3	4,1	2,4	5,3	0,1	3,2	3,3	1,6	6,4	2,8	2,5	3,1	2,3	1,4	2,8	13,1	0,0	0,1	11,2
<b>Trf 02 - 30</b>	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>Trf 06 - 31</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Trf 10 - 32</b>	0,3	0,4	0,2	0,5	0,0	0,3	0,3	0,2	0,6	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,0	1,1
<b>Trf 11 - 12</b>	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
<b>Trf 13 - 12</b>	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
<b>Trf 19 - 20</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Trf 19 - 33</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
<b>Trf 20 - 34</b>	4,5	5,6	3,3	7,3	0,1	4,5	4,6	2,2	8,8	3,9	3,5	4,3	3,1	2,0	3,9	2,9	4,0	0,1	15,5
<b>Trf 22 - 35</b>	0,2	0,2	0,1	0,3	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,7
<b>Trf 23 - 36</b>	1,6	2,0	1,2	2,6	0,0	1,6	1,6	0,8	3,1	1,3	1,2	1,5	1,1	0,7	1,4	1,0	1,4	0,0	5,4
<b>Trf 25 - 37</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Trf 29 - 38</b>	12,6	15,7	9,1	20,4	0,3	12,5	12,9	6,2	24,6	10,7	9,7	12,1	8,8	5,4	11,0	8,1	11,1	0,4	43,2

Tabla 27: Pagos a inyecciones por pérdidas - IEEE 39

	Pérdida	Pago	G01	G03	G08	G05	G06	G07	G09	G10	PV1	PV2	PV3	PV4
Line 01 - 02	0,2	12,6	0	0	1	1	2	1	3	1	1	1	1	1
Line 01 - 39	0,2	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 02 - 03	0,6	14,9	6	0	2	0	0	0	4	3	0	0	0	0
Line 02 - 25	0,3	8,5	0	0	3	0	0	0	6	0	0	0	0	0
Line 03 - 04	0,3	13,3	0	0	2	1	1	1	5	2	1	0	0	0
Line 03 - 18	0,5	36,1	0	0	0	6	8	5	3	0	6	3	3	3
Line 04 - 05	0,1	6,3	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0
Line 04 - 14	0,7	43,3	0	10	0	6	8	5	0	0	6	3	3	3
Line 05 - 06	0,1	1,8	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 05 - 08	0,6	26,7	0	4	1	3	4	3	4	1	3	1	1	1
Line 06 - 07	0,6	29,8	0	7	1	3	4	3	4	1	3	1	1	1
Line 06 - 11	1,6	74,4	0	35	0	7	8	5	5	0	6	3	3	3
Line 07 - 08	0,1	2,2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 08 - 09	0,2	10,2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 09 - 39	0,1	3,3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 10 - 11	0,9	38,7	0	19	0	3	4	3	2	0	3	1	1	1
Line 10 - 13	0,0	-2,2	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 13 - 14	0,1	5,4	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 14 - 15	0,8	38,7	0	0	0	7	9	6	2	0	6	3	3	3
Line 15 - 16	2,2	104,9	0	0	0	18	24	15	10	0	17	7	7	7
Line 16 - 17	1,5	120,1	0	0	0	23	30	19	0	0	21	9	9	9
Line 16 - 19	0,1	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line 16 - 21	2,8	112,0	0	0	0	0	46	23	0	0	1	16	11	14

<b>Line 16 - 24</b>	0,6	23,1	0	0	0	0	3	4	0	0	13	0	2	1
<b>Line 17 - 18</b>	0,9	54,8	0	0	0	10	12	8	5	0	9	4	4	4
<b>Line 17 - 27</b>	0,1	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Line 21 - 22</b>	3,1	122,9	0	0	0	0	58	29	0	0	3	0	14	18
<b>Line 22 - 23</b>	0,0	1,2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
<b>Line 23 - 24</b>	1,8	65,8	0	0	0	0	21	23	0	0	0	3	12	7
<b>Line 25 - 26</b>	0,1	-0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Line 26 - 27</b>	0,3	18,2	2	0	1	0	0	0	14	1	0	0	0	0
<b>Line 26 - 28</b>	0,9	40,2	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	0	0
<b>Line 26 - 29</b>	1,9	92,5	0	0	0	0	0	0	93	0	0	0	0	0
<b>Line 28 - 29</b>	1,4	68,8	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0	0
<b>Trf 02 - 30</b>	0,0	0,8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
<b>Trf 06 - 31</b>	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 10 - 32</b>	0,0	5,8	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 11 - 12</b>	0,0	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 13 - 12</b>	0,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 19 - 20</b>	0,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 25 - 37</b>	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 20 - 34</b>	2,4	84,3	8	5	2	46	5	3	6	2	4	2	2	2
<b>Trf 22 - 35</b>	0,0	3,6	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 23 - 36</b>	0,7	29,5	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0
<b>Trf 29 - 38</b>	4,7	234,7	0	0	0	0	0	0	235	0	0	0	0	0

**Tabla 28: Bloques de energía contratados sistema IEEE 39 barras**

Unidad	Energía bruta	Energía contrato	Contratos	Cliente
G 01	1000	6570000	6570000	C 39
			62655	C 31
G 02	0	0	1688668	C 08
G 03	600	3942000	2020488	C 15
			51078	C 12
			1870434	C 08
G 04	0	0	926215	C 20
			500000	C 03
G 05	510	3350700	3350700	C 20
G 06	650	4270500	552043	C 21
			1685568	C 23
			2032890	C 24
G 07	404,22	2655725	68792	C 24
			946642	C 26
			1402937	C 28
			237354	C 27
G 08	200	1314000	831677	C 25
			482323	C 18
			825406	C 03
G 09	790,07	5190759,9	1592266	C 07
			2730960	C 04
			867534	C 03
G 10	250	1642500	948653	C 39
			693847	C 25
PV1	455,58	2993160,6	593716	C 18
			2240613	C 16
			158831	C 15
PV2	200	1314000	1314000	C 21
PV3	200	1314000	838180,382	C 27
			965370,571	C 29
PV4	200	1314000	838180,382	C 27
			965370,571	C 29

**Tabla 29: Lista de mérito SEN**

Unidad	Barra	Tecnología	CV (USD/MWh) feb	CMg Lista Sin Congestión	CMg Lista Congestión	Zona
PV1	D. Almagro	Solar	0,00	0	0	Norte

PV2	Maitencillo 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV3	Carrera Pinto 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV4	Cardones 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV5	Pan de Azúcar 220kV	Solar	0,00	0	0	Sur
PV6	Las Palmas 220kV	Solar	0,00	0	0	Sur
PV14	Polpaico 220kV	Solar	0,00	0	0	Sur
E2	P Colorada 220kV	Eólica	0,00	0	0	Norte
E3	Las Palmas 220kV	Eólica	0,00	0	0	Sur
Los Molles	Pan de Azúcar 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Hornitos - Blanco - Los Quilos - Juncal - Chacabuquito	Polpaico 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Alfalfal	Los Almendros 110kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Florida + Puntilla	La Florida 110kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Guayacan + Maitenes	La Florida 110kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Queltehues + Volcan	La Florida 110kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Sauzal + Sauzalito + Coya	Alto Jahuel 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Chacayes	Alto Jahuel 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Loma Alta + Los Hierros	Ancoa 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
La Higuera	Itahue 154kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Confluencia + San Andrés + El Paso	Itahue 154kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur

Curilinque + Cipreses + Ojos de Agua + La Isla	Itahue 154kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Itata	Charrúa 154kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Peuchen	Charrúa 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
PV Los Vilos	Los Vilos 220kV	Solar	0,00	0	0	Sur
Rucue + Quilleco	Charrúa 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Abanico	Charrúa 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Palmucho + Los Pinos	Charrúa 220kV	Hidro - pasada	0,00	0	0	Sur
Hidro P. Montt	Puerto Montt 220kV	Hidro - pasada	0,00	0	0	Sur
Hidro Rahue-Valdivia	Valdivia 220kV	Hidro - pasada	0,00	0	0	Sur
CMPC Pacífico 1	Charrúa 220kV	Biomasa	0,00	0	0	Sur
Viñales - Constitucion	Ancoa 220kV	Biomasa	0,00	0	0	Sur
E8	Charrúa 220kV	Eólica	0,00	0	0	Sur
E10	Puerto Montt 220kV	Eólica	0,00	0	0	Sur
Hidro Temuco	Temuco 220kV	Hidro - Pasada	0,00	0	0	Sur
Colbun	Ancoa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Machicura	Ancoa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Pehuenche	Ancoa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Rapel	Lo Aguirre 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
El Toro	Charrúa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Antuco	Charrúa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Pangué	Charrúa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur



Angostura	Mulchén 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
Ralco	Charrúa 220kV	Hidro - Embalse	0,00	0	0	Sur
PV7	N. Zaldívar 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV8	Laberinto 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV9	Crucero 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV10	Crucero 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV11	Crucero 220kV		0,00	0	0	Norte
PV12	Crucero 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
PV13	Crucero 220kV	Solar	0,00	0	0	Norte
E4	Crucero 220kV	Eólica	0,00	0	0	Norte
Newen + Escuadron + Petropower	Concepción 154kV	Petcoke - Biomasa	48,83	49,8	49,8	Sur
Quintero GNL A+B	Quillota 220kV	GNL	68,38	68,4	68,4	Sur
CMPC Cordillera + Santa Marta + Tissue + Candelaria	Alto Jahuel 220kV	Biomasa - GNL	27,85	27,4	27,3	Sur
Santa fe	Charrúa 220kV	Biomasa	33,1	33,9	33,8	Sur
Sta María	Charrúa 220kV	Carbón	31,27	32,0	31,9	Sur
CMPC Pacífico	Charrúa 220kV	Biomasa	23,28	23,8	23,8	Sur
Laja CMPC	Charrúa 220kV	Biomasa	24,78	25,3	25,3	Sur
Guacolda U1-U5	Guacolda 220kV	Carbón	39,65	55,8	39,6	Norte
Gas Tocopilla	Crucero 220kV	GN-GNL	43,24	61,1	43,2	Norte
Cochrane CCH1-CCH2	Crucero 220kV	Carbón	43,29	61,2	43,3	Norte

Angamos U1-U2	Changos 220kV	Carbón	41,99	59,0	41,7	Norte
Tarapaca CTTAR	Crucero 220kV	Carbón	42,64	60,3	42,6	Norte
San Isidro GNL	Quillota 220kV	GNL	51,40	51,4	51,4	Sur
Ventanas	Nogales 110kV	Carbón	45,97	46,7	46,6	Sur
Nehuenco GNL	Quillota 220kV	GNL	38,82	38,8	38,8	Sur
Andina CTA	Chacaya 220kV	Carbón	42,28	60,1	42,5	Norte
Carbón Tocopilla	Crucero 220kV	Carbón	42,80	60,5	42,8	Norte
Norgener NTO	Crucero 220kV	Carbón	41,96	59,3	42,0	Norte
Mejillones CTM1-CTM3	Chacaya 220kV	Carbón	42,34	60,1	42,5	Norte
Hornitos CTH	Chacaya 220kV	Carbón	42,23	60,0	42,4	Norte
Nueva Renca	Cerro Navia 110kV	Diesel - GNL	43,46	42,1	42,0	Sur
Nueva Ventanas	Nogales 220kV	Carbón	44,24	44,6	44,5	Sur
Campiche	Nogales 220kV	Carbón	47,80	48,1	48,0	Sur
Bocamina I y II	Concepción 220kV	Carbón	50,94	51,9	51,9	Sur
Atacama TGA U1-U2	Atacama 220kV	GNL	55,53	77,9	55,1	Norte
Atacama TGB U1-U2	Atacama 220kV	GNL	55,53	77,9	55,1	Norte
Nehuenco Diesel	Quillota 220kV	Diesel	159,37			Sur
Coronel + Arauco + Horcones	Concepción 220kV	Diesel	141,30			Sur
Kelar U1-U3	Changos 220kV	Diesel- GNL	145,89			Norte
San Isidro TG	Quillota 220kV	Diesel	127,53			Sur
Santa Lidia	Charrúa 220kV	Diesel	170,30			Sur

Valdivia + Antilhue + Calle calle	Valdivia 220kV	Diesel	148,98	Sur
Los Vientos - Las Vegas	Quillota 220kV	Diesel	172,64	Sur
Canutillar + Trapen	Puerto Montt 220kV	Diesel	173,72	Sur
San Francisco + Teno	Rancagua 154kV	Diesel	177,03	Sur
Los guindos	Charrúa 220kV	Diesel	162,84	Sur
Atacama TVC U1-U2	Atacama 220kV	Diesel	138,06	Norte
Termopacífico - Cardones - Cenizas	Cardones 220kV	Diesel	161,36	Norte
Laguna Verde	Agua Santa 110kV	Diesel	169,35	Sur
Peñón	Pan de Azúcar 220kV	Diesel	171,25	Sur
Huasco Termo	Maitencillo 220kV	Diesel	239,49	Sur
Renca	Cerro Navia 110kV	Diesel	222,78	Sur
Los Espinos - Olivos	Los Vilos 220kV	Diesel	225,11	Sur
Tal Tal - San Lorenzo	D. Almagro 220kV	Diesel - GNL	169,33	Norte
Tarapaca TGTAR	Crucero 220kV	Diésel	266,50	Norte

**Tabla 30: Factores de Penalización - SEN**

<b>Barra</b>	<b>Acople</b>	<b>Desacople</b>
D. Almagro - 220 kV	1,494179	1,048266
Carrera Pinto - 220kV	1,481645	1,037544
Cardones - 220kV	1,417579	1,000688
Maitencillo 220kV	1,402106	0,994019
Guacolda 220kV	1,407142	0,997589
Maitencillo - 110kV	1,42521	1,393634
Cardones - 110kV	1,448243	1,007313

Agua Santa 110kV	0,976051	0,976057
San Antonio 66kV	0,984768	0,984104
Temuco 220kV	0,967228	0,96619
Nueva Zaldívar 220kV	1,345711	0,95158
Alto Melipilla 110kV	0,987072	0,986143
Alto Melipilla 220kV	0,987463	0,986474
Alto Jahuel 220 kV	0,982629	0,981638
Lo Aguirre 220kV	0,987689	0,986678
Charrúa 220kV	1,022669	1,021571
DESF	0,972495	0,971465
Chena 220kV	0,971121	0,97016
Agua Santa 66kV	0,976619	0,976544
Cerro Navia 110kV	0,968158	0,967273
Florida 110kV	0,981361	0,980396
Concepción 154kV	1,020245	1,019148
Itahue 154kV	1,002678	1,001642
Laberinto 220kV	1,381333	0,976769
Agua Santa 220kV	0,987873	0,987753
San Antonio 110kV	0,985726	0,984921
Quillota 220kV	1	1
Los Vilos 220kV	1,064152	1,042092
Mulchén 220kV	1,000517	0,999442
El Cobre 220kV	1,381493	0,976882
Atacama 220kV	1,403522	0,992459
Lo Aguirre 500kV	0,987817	0,986783
Ancoa 500kV	1,001226	1,000174
Los Almendros 110kV	0,993394	0,992422
Itahue 220kV	1,000649	0,999608
Quillota 110kV	0,996257	0,996581
Pan de Azúcar 220kV	1,178055	1,113487
Rancagua 154kV	0,955739	0,954763
O'higgins 220kV	1,390761	0,983436
Alto Jahuel 500kV	0,987095	0,986065

Alto Jahuel 154kV	0,976978	0,975991
Cerro Navia 220kV	0,969846	0,968892
El Salto 220kV	0,986605	0,98556
Nueva Maitencillo 500kV	1,408409	0,996759
Polpaico 500kV	0,989354	0,988313
Changos 220kV	1,406052	0,994248
Charrúa 154kV	1,023322	1,02222
Chacaya 220kV	1,420411	1,004402
Domeyko 220kV	1,345151	0,951185
Changos 500kV	1,406271	0,994403
Ancoa 220kV	1,003596	1,002546
Crucero 220kV	1,414186	1
Nogales 220kV	1,007265	1,004807
Los Vilos 110kV	1,070353	0
Valdivia 220kV	0,940962	0,939951
P. Azúcar 110kV	1,187302	1,140323
Puerto Montt 220kV	0,88094	0,879994
Las Palmas 220kV	1,110074	1,071815
Nogales 110kV	1,014951	1,013889
Charrúa 500kV	1,021664	1,020569
Concepción 220kV	1,019675	1,01858
Punta Colorada 220kV	1,273563	0,956496
El Salto 110kV	0,986199	0,985235
Polpaico 220kV	0,991663	0,990575
Nueva Cardones 500kV	1,411208	0,997899
Chena 110kV	0,969437	0,968503
Cumbre 500kV	1,410178	0,997171

**Tabla 31: Costos Marginales SEN**

<b>Barra</b>	<b>Acople</b>	<b>Desacople</b>
D. Almagro - 220 kV	41,0	40,1
Carrera Pinto - 220kV	41,3	40,5
Cardones - 220kV	43,2	42,0

Maitencillo 220kV	43,6	42,3
Guacolda 220kV	43,5	42,1
Maitencillo - 110kV	42,9	49,1
Cardones - 110kV	42,3	41,7
Agua Santa 110kV	62,7	70,1
San Antonio 66kV	62,1	69,5
Temuco 220kV	63,3	70,8
Nueva Zaldívar 220kV	45,5	44,1
Alto Melipilla 110kV	62,0	69,3
Alto Melipilla 220kV	62,0	69,3
Alto Jahuel 220 kV	62,3	69,7
Lo Aguirre 220kV	62,0	69,3
Charrúa 220kV	59,8	66,9
DESF	62,9	70,4
Chena 220kV	63,0	70,5
Agua Santa 66kV	62,7	70,0
Cerro Navia 110kV	63,2	70,7
Florida 110kV	62,4	69,7
Concepción 154kV	60,0	67,1
Itahue 154kV	61,0	68,3
Laberinto 220kV	44,3	43,0
Agua Santa 220kV	62,0	69,2
San Antonio 110kV	62,1	69,4
Quillota 220kV	61,2	68,4
Los Vilos 220kV	57,5	65,6
Mulchén 220kV	61,2	68,4
El Cobre 220kV	44,3	43,0
Atacama 220kV	43,6	42,3
Lo Aguirre 500kV	62,0	69,3
Ancoa 500kV	61,1	68,4
Los Almendros 110kV	61,6	68,9
Itahue 220kV	61,2	68,4
Quillota 110kV	61,4	68,6

Pan de Azúcar 220kV	52,0	61,4
Rancagua 154kV	64,0	71,6
O'higgins 220kV	44,0	42,7
Alto Jahuel 500kV	62,0	69,3
Alto Jahuel 154kV	62,6	70,1
Cerro Navia 220kV	63,1	70,6
El Salto 220kV	62,0	69,4
Nueva Maitencillo 500kV	43,5	42,1
Polpaico 500kV	61,9	69,2
Changos 220kV	43,5	42,2
Charrúa 154kV	59,8	66,9
Chacaya 220kV	43,1	41,8
Domeyko 220kV	45,5	44,2
Changos 500kV	43,5	42,2
Ancoa 220kV	61,0	68,2
Crucero 220kV	43,3	42,0
Nogales 220kV	60,8	68,1
Los Vilos 110kV	57,2	0,0
Valdivia 220kV	65,0	72,7
P. Azúcar 110kV	51,5	60,0
Puerto Montt 220kV	69,5	77,7
Las Palmas 220kV	55,1	63,8
Nogales 110kV	60,3	67,4
Charrúa 500kV	59,9	67,0
Concepción 220kV	60,0	67,1
Punta Colorada 220kV	48,1	59,3
El Salto 110kV	62,1	69,4
Polpaico 220kV	61,7	69,0
Nueva Cardones 500kV	43,4	42,1
Chena 110kV	63,1	70,6
Cumbre 500kV	43,4	42,1