



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

# ANÁLISIS E IMPACTO DE LA NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTIAN GONZALO YÁÑEZ BUSTOS

PROFESOR GUÍA:  
SANTIAGO BRADFORD VICUÑA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
GASTÓN ZEPEDA CARRASCO  
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE  
2017

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico  
**POR:** Cristian Gonzalo Yáñez Bustos  
**FECHA:** 08/05/2017  
**PROFESOR GUÍA:** Santiago Bradford Vicuña

## **ANÁLISIS E IMPACTO DE LA NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO**

La evolución de los sistemas eléctricos de potencia hacia una estructura de mercados competitivos se basa fuertemente en el acceso abierto y no discriminatorio a los sistemas de transmisión. De esta forma, la regulación de este segmento en temas como el acceso y su remuneración es particularmente relevante para los actores del sistema debido su rol en la modificación de los precios finales a clientes.

Tras un período sin una legislación concreta al respecto, en marzo del año 2004 se promulgó en nuestro país la ley 19.940 que estructuraba los sistemas de transmisión en tres segmentos y definía específicamente los agentes de pago y las proporciones por las que eran responsables, a la vez que precisaba los procedimientos para la expansión del sistema. Con la futura interconexión eléctrica sin embargo, en julio de 2016 se promulga la nueva ley de transmisión, la cual reformula, entre otros aspectos, la remuneración del sistema de transmisión basándose en el modelo de estampillado y especificando las reglas de tránsito entre ambos regímenes de pago.

En este contexto, el presente trabajo pretende analizar los impactos sobre los pagos por peajes de inyección considerando el régimen de pago transitorio durante el período comprendido entre los años 2017 y 2021, para las cuatro empresas generadoras más relevantes del país; AES Gener, Colbún, Enel y Engie comparando sus proyecciones con aquellas asociadas a la ley 19.940.

Los resultados evidencian que, para todas las empresas, la mayor variación en los peajes de inyección se tiene desde el momento de la interconexión de los sistemas eléctricos, en julio de 2018, y a lo largo del año 2019, estabilizándose en los años posteriores en valores por debajo o en torno a los observados de forma previa a la interconexión. A su vez, se determinó que los resultados quedan en gran parte sujetos a los supuestos del sistema eléctrico simulado, principalmente las fechas de entrada en operación de los proyectos de interconexión e ISA, y la disponibilidad de gas natural considerada. Se constata además que la alta penetración de centrales ERNC desplaza principalmente energía de las empresas mayoritariamente térmicas como AES Gener y Engie, con lo cual sus peajes se ven más afectados. Para las empresas Enel y Colbún en tanto, los efectos se observan principalmente en los períodos de deshielo.

El régimen de pago transitorio logra efectivamente evoluciones más graduales de los peajes de inyección de las empresas estudiadas, en contraste con lo que se hubiese observado mediante la aplicación de la ley 19.940, sin embargo resta estudiar en detalle la evolución de pagos asociados al concepto de transmisión en los distintos segmentos de demanda, así como la introducción de los polos de desarrollo y la planificación con holguras definida en la nueva ley.

# Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis padres, de quienes siempre he recibido su incondicional apoyo para ir cumpliendo las metas que me he propuesto y que finalmente me han permitido concluir esta etapa de mi vida.

Así mismo, a toda mi familia de quienes recibí su respaldo y confianza de una u otra manera.

A la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile por brindarme el conocimiento a través de sus profesores y todas las herramientas necesarias.

Por supuesto, no puedo dejar de mencionar a los amigos que encontré en la universidad y que en conjunto generamos tantos buenos momentos que hicieron el camino mucho más placentero. Sergio Zúñiga, Juan Barbaste, Javier Herrera, Rocío Molina, Álvaro Sepúlveda, Felipe Garrido, Mauricio Neut. Estoy seguro que nuestras amistades perdurarán.

Agradecer además a la empresa Colbún S.A. por el apoyo en la realización de esta memoria así como a los ingenieros Juan Araya, José Miguel Vera, Cristóbal Moena y Pablo Vergara de la División Negocios y Gestión de Energía por su ayuda en distintas etapas de este trabajo.

A Sebastián Püschel y Carlos Toro pertenecientes al Centro de Energía de la FCFM, quienes con muy buena voluntad me ayudaron en las primeras etapas de este trabajo.

Finalmente, a los miembros de mi comisión, Santiago Bradford, Gastón Zepeda y Rodrigo Palma por su buena disposición y constante retroalimentación en el desarrollo de esta memoria.

# Tabla de Contenido

Índice de Figuras.....	VI
Índice de Tablas.....	VII
Índice de Gráficos .....	VIII
Siglas .....	X
1. Introducción .....	1
1.1. Objetivos .....	1
1.1.1. Objetivo general.....	1
1.1.2. Objetivos específicos.....	1
1.2. Alcances.....	2
1.3. Estructura del trabajo .....	2
2. Marco Teórico.....	4
2.1. El segmento de transmisión .....	4
2.1.1. Características de la transmisión.....	5
2.2. Tarificación de la transmisión.....	6
2.2.1. ¿Por qué tarificar? .....	6
2.2.2. Principios de un esquema de tarificación .....	7
2.2.3. Elementos básicos de un esquema de tarificación .....	9
2.3. Metodologías de tarificación de la transmisión.....	11
2.3.1. Costos Marginales de Corto Plazo .....	12
2.3.2. Estampillado .....	13
2.3.3. Contract Path.....	14
2.3.4. MW-Mile .....	14
2.3.5. Factores de Distribución .....	15
2.3.6. Tabla comparativa de metodologías.....	18
2.4. Tarificación de la transmisión en el mundo .....	19
2.4.1. Argentina .....	19
2.4.2. Alemania.....	19
2.4.3. España .....	19
2.4.4. Estados Unidos: PJM .....	19
2.4.5. Gran Bretaña .....	19
2.4.6. Nueva Zelanda .....	20
2.5. Legislación eléctrica y tarificación de transmisión en Chile.....	20

2.5.1.	D.F.L. N°1 / 1982 .....	20
2.5.2.	Ley 18.922 .....	22
2.5.3.	Ley 19.940 - Ley Corta I .....	24
2.5.4.	Ley 20.018 - Ley Corta II .....	28
2.5.5.	Ley 20.936 .....	28
2.6.	Coordinación hidrotérmica .....	31
2.7.	Procedimiento cálculo de participaciones CDEC-SIC .....	33
2.7.1.	Cálculo de participaciones .....	34
2.7.2.	Prorratas por sistema de transmisión troncal .....	40
3.	Propuesta metodológica .....	41
3.1.	Validación Informe Peajes 2017 - CDEC-SIC .....	44
3.1.1.	Los Vilos – Nogales 220kV .....	44
3.1.2.	Ancoa – Alto Jahuel 500kV .....	45
3.1.3.	Colbún – Candelaria 220kV .....	46
3.1.4.	Charrúa – Mulchén 220kV .....	47
3.1.5.	Análisis .....	48
4.	Antecedentes del sistema eléctrico simulado .....	50
4.1.	Demanda .....	50
4.2.	Etapas y bloques .....	51
4.3.	Sistema de transmisión troncal .....	51
4.3.1.	Interconexión SIC-SING .....	53
4.4.	Disponibilidad de Gas .....	55
4.5.	Parque generador y centrales futuras .....	55
4.6.	Modelación centrales ERNC .....	57
4.7.	Artículo transitorio 25° – Ley 20.936 .....	58
4.7.1.	Resumen .....	63
4.8.	Empresas de estudio .....	65
4.8.1.	AES Gener .....	65
4.8.2.	Colbún .....	66
4.8.3.	Enel .....	66
4.8.4.	Engie .....	67
4.9.	Escenario ERNC .....	69
5.	Resultados y análisis .....	70
5.1.	Valorización del Sistema de Transmisión Nacional .....	70

5.2.	Proyección Ley 19.940.....	71
5.2.1.	Participaciones esperadas por línea de interconexión.....	71
5.2.2.	AES Gener .....	73
5.2.3.	Colbún .....	76
5.2.4.	Enel .....	78
5.2.5.	Engie .....	80
5.3.	Proyección Ley 20.936.....	83
5.3.1.	AES Gener .....	83
5.3.2.	Colbún .....	85
5.3.3.	Enel .....	87
5.3.4.	Engie .....	89
5.4.	Escenario ERNC .....	92
5.4.1.	AES Gener .....	92
5.4.2.	Colbún .....	94
5.4.3.	Enel .....	95
5.4.4.	Engie .....	97
5.5.	Pagos anuales por empresa .....	99
5.6.	Estimación de pagos de demanda.....	101
6.	Conclusiones .....	104
6.1.	Trabajo futuro.....	108
	Bibliografía .....	109
	Anexos .....	111
	A: Planes de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal.....	111
	B: VATT Sistema de Transmisión Nacional a enero de 2017 .....	114
	C: Parque generador y Costos variables .....	117
	D: Perfiles centrales eólicas.....	124
	E: Contratos de Suministro .....	126

# Índice de Figuras

Figura 1: Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia [1] .....	4
Figura 2: Estructura de Metodologías de Tarificación [7, p. 2] .....	11
Figura 3: Estructura Sistema Eléctrico Chileno D.F.L. N°1 / 1982 [18].....	21
Figura 4: Estructura Tarificación de Transmisión Ley Corta I [24].....	27
Figura 5: El problema de la coordinación hidrotérmica [6, p. 435].....	31
Figura 6: Funciones de Costos Inmediatos y Futuros [6, p. 436] .....	32
Figura 7: Procedimiento cálculo de peajes CDEC-SIC .....	33
Figura 8: Árbol de factores GGDF .....	34
Figura 9: Metodología de trabajo.....	41
Figura 10: Configuración de etapas y bloques para años de cálculo de peajes.....	51
Figura 11: Sistema de Transmisión Troncal SING .....	51
Figura 12: Sistema de Transmisión Troncal SIC .....	52
Figura 13: Proyecto de Interconexión SIC-SING [33].....	53
Figura 14: Sistema de Transmisión Nacional SIN .....	54
Figura 15: Metodología Artículos Transitorios .....	63
Figura 16: Empresas AES GENER SING .....	65
Figura 17: Empresas AES GENER SIC .....	65
Figura 18: Empresas COLBUN SIC .....	66
Figura 19: Empresas ENEL SING .....	66
Figura 20: Empresas ENEL SIC.....	67
Figura 21: Empresas ENGIE SING .....	67
Figura 22: Empresas ENGIE SIC .....	68

## Índice de Tablas

Tabla 1: Resumen de Principales Metodologías de Tarificación [14, p. 386] .....	18
Tabla 2: Demanda mensual por sistema eléctrico durante el período de estudio .....	50
Tabla 3: Obras de Interconexión SIC-SING .....	53
Tabla 4: Disponibilidad de Gas Natural .....	55
Tabla 5: Centrales Futuras .....	56
Tabla 6: Art. Trans. Ley 20.936 – Factores de ajuste de pago por inyección.....	59
Tabla 7: Art. Trans. Ley 20.936 - Factores de ajuste clientes individualizados .....	60
Tabla 8: Art. Trans. Ley 20.936 – Factores de ajuste Clientes No Individualizados.....	61
Tabla 9: Instalaciones de transmisión pagadas en su totalidad por clientes finales.....	64
Tabla 10: Centrales Eólicas - Escenario ERNC .....	69
Tabla 11: Centrales Fotovoltaicas - Escenario ERNC.....	69
Tabla 12: Pagos anuales por empresa - Ley 19.940 [MMUSD] .....	99
Tabla 13: Pagos anuales por empresa - Ley 20.936 [MMUSD] .....	100
Tabla 14: Cargos Únicos Nuevas Líneas de Transmisión.....	101
Tabla 15: Planes de Expansión Sistema de Transmisión Troncal SING .....	112
Tabla 16: Planes de Expansión Sistema de Transmisión Troncal SIC.....	114
Tabla 17: VATT Sistema de Transmisión Nacional a ene17 .....	117
Tabla 18: Parque generador y Costos variables .....	124
Tabla 19: Perfiles potencia máxima mensual centrales eólicas .....	125
Tabla 20: Contratos de Suministro AES Gener .....	127
Tabla 21: Contratos de Suministro Colbún.....	128
Tabla 22: Contratos de Suministro Enel.....	134
Tabla 23: Contratos de Suministro Engie.....	136

# Índice de Gráficos

Gráfico 1: Prorratas de Gx, tramo Los Vilos – Nogales 220kV primer semestre .....	44
Gráfico 2: Prorratas de Gx, tramo Los Vilos – Nogales 220kV segundo semestre .....	45
Gráfico 3: Prorratas de Gx, tramo Ancoa – Alto Jahuel 500kV primer semestre.....	45
Gráfico 4: Prorratas de Gx, tramo Ancoa – Alto Jahuel 500kV segundo semestre .....	46
Gráfico 5: Prorratas de Gx, tramo Colbún – Candelaria 220kV primer semestre .....	46
Gráfico 6: Prorratas de Gx, tramo Colbún – Candelaria 220kV segundo semestre .....	47
Gráfico 7: Prorratas de Gx, tramo Charrúa - Mulchén 220kV primer semestre .....	47
Gráfico 8: Prorratas de Gx, tramo Charrúa – Mulchén 220kV segundo semestre.....	48
Gráfico 9: Perfil Anual Centrales FV.....	57
Gráfico 10: Valorización del Sistema de Transmisión Nacional .....	70
Gráfico 11: Prorratas y flujo 2x500 kV Cumbres - Los Changos jul-18 > mar-20 .....	72
Gráfico 12: Prorratas y flujo 2x500 kV Cumbres - Los Changos abr-20 > dic-21 .....	72
Gráfico 13: Peajes AES Gener Ley 19.940 [MUSD].....	73
Gráfico 14: Flujos de Potencia Proyecto ISA [MW] .....	74
Gráfico 15: Pagos por Excepción MGNC AES Gener Ley 19.940 [MUSD].....	74
Gráfico 16: Peajes Proyecto Alto Maipo [MUSD] .....	75
Gráfico 17: Peajes Colbún Ley 19.940 [MUSD] .....	76
Gráfico 18: Pagos por Excepción MGNC Colbún Ley 19.940 [MUSD].....	77
Gráfico 19: Peajes San Pedro [MUSD] .....	78
Gráfico 20: Peajes Enel Ley 19.940 [MUSD].....	78
Gráfico 21: Pagos por Excepción MGNC Enel Ley 19.940 [MUSD].....	79
Gráfico 22: Peajes Los Cóndores [MUSD] .....	80
Gráfico 23: Peajes Engie Ley 19.940 [MUSD].....	80
Gráfico 24: Pagos por Excepción MGNC Engie Ley 19.940 [MUSD].....	81
Gráfico 25: Peajes de Inyección Ley 19.940 [MUSD].....	82
Gráfico 26: Factor Contrato AES Gener.....	83
Gráfico 27: Peajes AES Gener Ley 20.936 [MUSD].....	84
Gráfico 28: Factor Contrato Colbún.....	85
Gráfico 29: Peajes Colbún Ley 20.936 [MUSD] .....	86
Gráfico 30: Factor Contrato Enel.....	87
Gráfico 31: Peajes Enel Ley 20.936 [MUSD].....	88
Gráfico 32: Factor Contrato Engie.....	89
Gráfico 33: Peajes Engie Ley 20.936 [MUSD].....	90
Gráfico 34: Peajes de Inyección Ley 20.936 [MUSD].....	91
Gráfico 35: Factor Contrato ERNC AES Gener.....	92
Gráfico 36: Peajes AES Gener Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD].....	93
Gráfico 37: Factor Contrato ERNC Colbún .....	94
Gráfico 38: Peajes Colbún Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD] .....	95
Gráfico 39: Factor Contrato ERNC Enel.....	95
Gráfico 40: Peajes Enel 20.936 Escenario ERNC [MUSD] .....	96
Gráfico 41: Factor Contrato ERNC Engie.....	97
Gráfico 42: Peajes Engie Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD].....	98
Gráfico 43: Peajes de Inyección Ley 20.936 - Escenario ERNC [MUSD] .....	98

Gráfico 44: Peajes de Inyección Anual / VATT - Ley 19.940.....	99
Gráfico 45: Peajes de Inyección Anual / VATT - Ley 20.936.....	100
Gráfico 46: Cargo Único Acumulado [USD/kWh] .....	102
Gráfico 47: Exenciones de empresas por factores [MUSD] .....	103
Gráfico 48: Asignación a Segmentos de Clientes - Ley 20.936.....	103

## Siglas

AIC.....	Área de Influencia Común
AVI.....	Anualidad del Valor de Inversión
CER.....	Compensación Estática de Reactivos
CDEC.....	Centro de Despacho Económico de Carga
CNE.....	Comisión Nacional de Energía
COMA.....	Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
ERNC.....	Energía Renovable No Convencional
ETT.....	Estudio de Transmisión Troncal
GGDF.....	Generalized Generation Distribution Factor
GLDF.....	Generalized Load Distribution Factor
GSDF.....	Generation Shift Distribution Factor
ITe.....	Ingreso Tarifario de Energía
ITp.....	Ingreso Tarifario de Potencia
MGNC.....	Medio de Generación No Convencional
PPA.....	Power Purchase Agreement
SIC.....	Sistema Interconectado Central
SIN.....	Sistema Interconectado Nacional
SING.....	Sistema Interconectado del Norte Grande
VAD.....	Valor Agregado de Distribución
VATT.....	Valor Anual de Transmisión por Tramo
VI.....	Valor de Inversión

# 1. Introducción

En todo el mundo, los sistemas eléctricos de potencia, pese a evolucionar de formas similares, se encuentran afectos a las legislaciones propias de su país, las cuales dependen de las características del sector y se van modificando a medida que éste presenta deficiencias o cambios tecnológicos relevantes. En particular, la legislación en torno al sistema de transmisión y su remuneración ha sido uno de los temas de mayor debate tanto en nuestro país como en el resto del mundo debido a las características peculiares del sector y la dificultad de conciliar un acuerdo en torno al uso que hace un agente sobre el sistema.

En Chile, en 2004 se promulgó la ley 19.940 que regulaba la planificación y tarificación de los sistemas de transmisión y definía concretamente la asignación de pago entre los diversos agentes del sistema eléctrico. Hoy, a más de 10 años de la publicación de aquella ley, se introduce un nuevo régimen de pago del sistema de transmisión mediante la ley 20.936 basado en el estampillado a la demanda, definiendo la forma en que se llevará a cabo la migración del modelo actual al régimen permanente de la nueva ley, el año 2034. Esta situación motiva a realizar un estudio y analizar cómo se verán afectados los principales agentes del mercado de generación en el período de tránsito respecto a los peajes de inyección que venían pagando de acuerdo a la legislación anterior.

## 1.1. Objetivos

### 1.1.1. Objetivo general

La presente memoria pretende proyectar los peajes de inyección en un mediano plazo, desde el año 2017 al 2021, según el régimen de pago de la transmisión dispuesto en los artículos transitorios de la ley 20.936 para las cuatro principales empresas generadoras del país; AES Gener, Colbún, Enel y Engie, sensibilizando los valores ante una alta penetración de centrales ERNC y comparándolos con respecto a un escenario en que la ley 19.940 sigue en vigencia.

### 1.1.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de la presente memoria consisten en,

- Estudiar el segmento de la transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, y su evolución para comprender el tratamiento de éste en la actualidad.
- Realizar una revisión de las distintas metodologías utilizadas en el mundo para remunerar el segmento de transmisión.

- Llevar a cabo un estudio de la legislación chilena acerca del sector eléctrico y en particular aquella referida a la transmisión.
- Proponer un escenario de simulación, en lo que respecta a plan de obras de generación y transmisión, proyección de demanda, precios de combustibles, disponibilidad de gas, etc. considerando los antecedentes más recientes.
- Proponer una metodología de aplicación respecto al régimen de pago transitorio dispuesto en la ley 20.936.
- Analizar los resultados de las etapas intermedias del nuevo régimen de pago con el fin de identificar efectos particulares sobre los peajes de las empresas.
- Observar la redistribución de peajes en términos porcentuales entre las empresas estudiadas debido a la ley 20.936.
- Llevar a cabo una estimación de los pagos traspasados a la demanda de acuerdo a lo estipulado en la ley 20.936.

## 1.2. Alcances

Los alcances del presente trabajo se limitan a estudiar los peajes de inyección de las empresas previamente mencionadas ante el nuevo régimen de remuneración de la transmisión introducido en la ley 20.936. Pese a la existencia de otras empresas generadoras menores, se escogieron éstas debido a que concentran gran parte de la capacidad instalada en el país, así como los mayores volúmenes de energía contratada. Respecto al período, éste se acota hasta el año 2021, dado que los niveles de incertidumbre respecto a la transmisión, particularmente relevante para este estudio, son bajos, debido a que los planes de expansión del sistema troncal emitidos a la fecha abarcan hasta no más allá de fines del año mencionado. Adicionalmente, en lo que respecta al parque generador, se limita de esta forma los niveles de especulación en torno a la instalación de centrales y sus fechas de entrada en operación. En cuanto a la proyección de los pagos por transmisión asignados a la demanda según este nuevo régimen, se llevan a cabo tan sólo estimaciones de acuerdo a lo que se desprende de los resultados obtenidos por peajes de inyección, no siendo el foco principal del trabajo.

## 1.3. Estructura del trabajo

La estructura del presente inicia con un Capítulo 2 en el cual se expone el estado del arte y marco teórico que sustenta el desarrollo posterior. En él se plantea la naturaleza del segmento de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia que justifica las

regulaciones especiales a las que se encuentra afecto este sector, así como su evolución en el tiempo y las diversas legislaciones que se le aplican hoy en día en el mundo, realizando una exposición detallada de aquellas aplicadas en nuestro país. A su vez, se presentan los principios básicos de un esquema de tarificación y algunas de las metodologías más usuales con que se ha remunerado el segmento, pasando por el modelo de estampillado y por factores de distribución entre otros. Hacia el final de este capítulo se exponen tópicos de coordinación hidrotérmica, relevantes en cualquier estudio realizado sobre el SIC, y se presenta el procedimiento de cálculo de prorratas utilizado por el CDEC-SIC para la determinación de peajes por el sistema de transmisión troncal. El Capítulo 3 introduce la propuesta metodológica, detallando las distintas fases del estudio para posteriormente realizar una validación de la herramienta a utilizar, al comparar los valores de prorratas obtenidos mediante ésta, y aquellos dispuestos en el Informe de Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal 2017 del CDEC-SIC. El Capítulo 4 en tanto, presenta todos los antecedentes relevantes para el caso de estudio, pasando por la demanda considerada, la configuración del software PLP y las instalaciones de generación y transmisión futuras, entre otros temas. Adicionalmente se presentan las interpretaciones del artículo 25° transitorio que dispone las reglas entre ambos regímenes de pago y la metodología concreta a aplicar al respecto, para finalizar con una revisión de las centrales consideradas por cada empresa estudiada. El Capítulo 5 presenta los resultados obtenidos, exponiendo la valorización del sistema de transmisión nacional, las proyecciones de la ley 19.940 y 20.936, los efectos del escenario ERNC, los pagos anuales por empresa para cada caso y una estimación de los pagos traspasados a los segmentos de demanda. Finalmente, en el Capítulo 6 se encuentran las conclusiones de esta memoria y el trabajo futuro propuesto.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. El segmento de transmisión

El desarrollo a nivel mundial de los sistemas eléctricos de potencia ha llevado a que en la actualidad se reconozcan tres grandes segmentos; generación, transmisión y distribución.

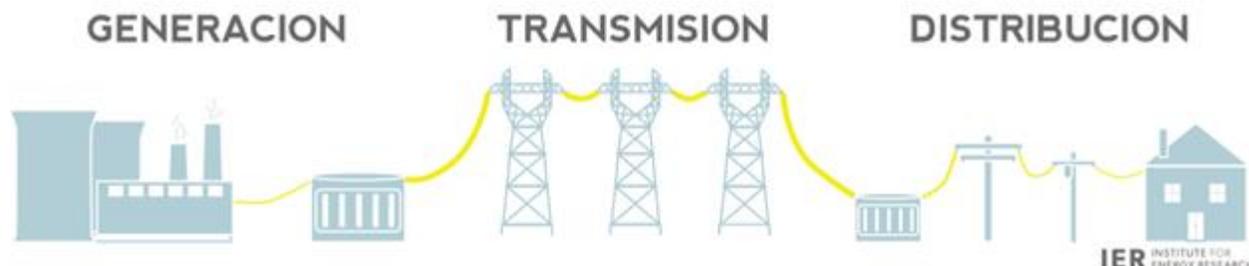


Figura 1: Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia [1]

La generación es aquel conjunto de instalaciones que dan origen a la energía eléctrica por medio de la transformación de algún recurso energético primario. Se encuentra conformado por centrales térmicas e hidráulicas, parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas, entre otros tipos de centrales. El segmento de distribución, en tanto, es aquel encargado de disponer la energía eléctrica a las demandas particulares del sistema funcionando bajo la estructura de zonas de concesión.

La transmisión, finalmente, corresponde al segmento del sistema destinado fundamentalmente a transportar la energía eléctrica desde los centros de generación a los puntos de consumo mediante líneas de alta tensión y subestaciones. Sin embargo, la evolución de los mercados eléctricos en las últimas décadas le ha atribuido nuevos propósitos tales como la promoción de la competencia en el sector de generación y la disposición de garantías de estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico a través de su desarrollo.

La necesidad y/o conveniencia de disponer de estos sistemas de transmisión surge como consecuencia de las siguientes situaciones: [2]

- Aprovechamiento de bajos costos de producción o generación de energía en puntos alejados de los centros de demanda traducidos en factores tales como localización de caídas o desniveles adecuados en el caso de las centrales hidroeléctricas, ubicación cercana a las fuentes de carbón y a fuentes adecuadas de agua para refrigeración en el caso de centrales a vapor, cercanía a los gasoductos, zonas de alta radiación solar para centrales fotovoltaicas, adecuadas intensidades de viento en el caso de parques eólicos, etc.
- Existencia de restricciones técnicas, económicas y/o ambientales para la producción de energía en el mismo punto en que ella es demandada.

### 2.1.1. Características de la transmisión

El segmento de la transmisión posee características particulares y diferenciables del resto de los segmentos de un sistema eléctrico, las que justifican las regulaciones especiales que se le han aplicado al sector a nivel mundial. Estas son [3, pp. 228-230],

- **Intensivo en capital:** La transmisión de energía eléctrica de forma eficiente y segura requiere de grandes cantidades de equipos de alto costo, además de la ejecución de importantes obras civiles. Adicionalmente a las líneas de transmisión, que representan el activo más evidente del segmento, se hace necesaria la instalación en subestaciones de equipos de maniobra y transformación, cuyos costos son cuantiosos.
- **Inversión irreversible:** Una vez que una línea de transmisión es construida, no es posible reubicarla en otra zona que genere mayor beneficio para el sistema o la empresa propietaria. Esto debido al costo y envergadura de las fundaciones, obras civiles asociadas al levantamiento de torres y las dimensiones de las instalaciones, además de los procesos de obtención de servidumbres para el paso de una línea por una zona particular y las negociaciones y trámites atingentes al desarrollo de estos proyectos.
- **Activos de larga vida útil:** La mayor parte de los activos de transmisión poseen una vida útil de 20 a 40 años. Esto, en conjunto con las características anteriores, hace necesario que las decisiones de inversión del segmento se hagan bajo pronósticos sólidos que aseguren el uso esperado de la instalación para el cual fue dimensionada, independientemente si el riesgo es adquirido por los inversionistas o por la totalidad de los actores del sistema eléctrico que incurren en la remuneración de la transmisión bajo un esquema de planificación de inversión centralizada.
- **Economías de escala:** Existen varios factores que denotan la presencia de importantes economías de escala en el segmento de transmisión. En primer lugar, los costos de una línea de transmisión son proporcionales a la longitud de ésta debido a la adquisición de servidumbres y la ejecución de obras civiles mayormente independientes del tipo de conductor (capacidad de transmisión) que se instale en las torres. Adicionalmente, y en cualquier caso, se deben construir subestaciones en los extremos de las líneas o adecuar las existentes con importantes componentes de costo fijo. Finalmente, a medida que se incrementa el nivel de tensión de la línea, las pérdidas por transmisión disminuyen transportando de forma más eficiente la energía. Las componentes de costo por aumento de capacidad de la línea se ven reflejadas principalmente en las características de las torres las cuales deben soportar mayores esfuerzos físicos debido al incremento del tamaño de los conductores, al aumentar el número de aisladores o a la altura a la que deben erguirse de acuerdo al voltaje de operación así como también al mayor costo en equipos tales como interruptores de superior capacidad de ruptura o transformadores de potencia acordes a la capacidad de la línea. Sin embargo, la predominancia de los costos fijos antes expuestos hace que

los costos medios de transmitir energía eléctrica disminuyan a mayor cantidad transportada.

- **Estándar de activos:** En la actualidad, las empresas fabricantes de equipos utilizados en transmisión han definido un estándar de potencias y voltajes de operación que ofertan a sus clientes, por lo cual al igual que el segmento de generación, la transmisión presenta indivisibilidad de la inversión, no siendo posible construir líneas con la capacidad exacta que puede requerir un sistema. Esta situación también contribuye a las economías de escala de la transmisión posibilitando la compra al por mayor de equipos tras la adopción de algún estándar.
- **Monopolio natural:** Dado el marco definido, y en este contexto, considerando además las dimensiones de las instalaciones de transmisión, su impacto visual y las restricciones de localización, no resultaría posible concebir la construcción de un sistema de transmisión alternativo que compitiera con el existente, por lo que el segmento de transmisión se acepta como un monopolio natural. Esta condición ha llevado a que en la actualidad la transmisión se mantenga como propiedad estatal o entregada al sector privado, pero fuertemente regulada en aspectos tales como las rentabilidades permitidas, las decisiones de inversión y la calidad de servicio.

## 2.2. Tarificación de la transmisión

### 2.2.1. ¿Por qué tarificar?

Los sistemas eléctricos de potencia han presentado una evolución similar a nivel mundial durante el siglo XX. Tradicionalmente en sus inicios, estos sistemas se desarrollaban a nivel regional impulsados por inversiones privadas en torno a importantes ciudades mediante empresas *utilities* integradas verticalmente, que se encargaban de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica dentro de sus áreas de concesión. De esta forma, las distintas empresas lograban aprovechar las economías de ámbito y la coordinación de operaciones e inversiones. Bajo esta estructura, la transmisión representaba un medio para el propósito del negocio, por lo que sus costos de inversión y mantenimiento asociados se encontraban reflejados en el precio final de la energía que se ofertaba a sus clientes.

En la medida que la energía eléctrica se fue concibiendo como servicio público y un elemento estratégico para el desarrollo de los países, la acción privada presentó deficiencias para suplir las crecientes necesidades de energía eléctrica, por lo cual los estados tomaron parte en la inversión de los sistemas eléctricos. Así, a mediados del siglo XX se crearon empresas estatales como la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) en el Reino Unido, *Électricité de France* (EDF) en Francia, *Ente Nazionale per l'Energia Elettrica* (ENEL) en Italia, *Electrobrás* en Brasil, *Empresa Nacional de Electricidad S.A.* (ENDESA) en España y Chile, etc. cuyo propósito, de forma general, era potenciar la generación y desarrollar la transmisión.

En las décadas de 1980 y 1990 se comienza a reformular la estructura de la industria eléctrica a nivel mundial migrando desde el paradigma de monopolios verticalmente integrados hacia un esquema basado en la propiedad privada, y verticalmente desintegrado, utilizando en una gran cantidad de países la teoría marginalista para regular y remunerar al sector de generación. De esta forma, se privatizaron gran parte de las empresas eléctricas estatales y se separaron las tres actividades principales de la cadena eléctrica, entre aquellas que podían desarrollarse bajo un régimen de competencia y aquellas que debían permanecer como monopolios regulados. Dentro de los múltiples factores que motivaron este cambio se mencionan [4]; el avance de las políticas neoliberales de los años 80' reduciendo el ámbito del estado y potenciando el del sector privado; sistemas de transmisión más robustos que permitieran una competencia efectiva en el segmento de generación; maduración de las tecnologías de producción de electricidad con menores costos de inversión y tiempos de construcción, entre los más relevantes.

En este nuevo escenario, la competencia real en el sector de generación se garantiza sólo con un sistema de transmisión de acceso libre y no discriminatorio, con capacidad para admitir nuevas centrales, en el cual la independencia del segmento resulta crucial para evitar ejercicios de poder de mercado que pudiesen ir en desmedro de ciertos generadores. Como consecuencia de esto, el transmisor provee un servicio de transporte del producto electricidad, lo cual, sumado a sus características de monopolio natural, hacen necesaria la existencia de una regulación y mecanismo que reconozca toda clase de costos en los que incurre, así como sus inversiones y retornos por ellas y se remunere entre los agentes que se ven beneficiados por el sistema.

### 2.2.2. Principios de un esquema de tarificación

En el transcurso del proceso de desintegración vertical de los segmentos de generación, transmisión y distribución recién descrito, se abrió el debate en torno a la forma de tarificar el transporte de la energía eléctrica, un tema que hasta entonces había sido abordado desde una perspectiva teórica más que práctica.

En 1997, un grupo de trabajo del Energy Modeling Forum de la Universidad de Stanford resumió una serie de principios en los que debiese basarse un esquema de tarificación de transmisión y que han sido ampliamente aceptados y citados internacionalmente [5].

Un esquema de tarificación debería,

- *Compensar los costos de los dueños de los activos del sistema de transmisión*

El esquema de tarificación utilizado debe estar orientado a cubrir tanto los costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema de transmisión como sus costos de inversión, con una *adecuada* tasa de retorno. Esta rentabilidad es fijada por un organismo regulador en el entendido que no es posible, ni conveniente económicamente, introducir una estructura competitiva en el segmento de transmisión, por lo cual su valor es tema de constante discusión. En cualquier caso, es fundamental que el esquema de tarificación cumpla con la cobertura de

costos con el objetivo de generar señales apropiadas para la inversión privada en el sector.

- *Promover una operación diaria eficiente en el mercado mayorista*

En los sistemas eléctricos con despacho centralizado a mínimo costo, la operación eficiente en el corto plazo está relacionada con el reconocimiento y tratamiento de dos tipos de costos de transmisión; el costo por pérdidas y el costo de oportunidad por capacidad de una línea. El primero está relacionado con las pérdidas óhmicas, las cuales son proporcionales al cuadrado de la corriente que fluye a través del conductor. En la práctica, esto se traduce en que la potencia inyectada en una línea es mayor a la retirada en el otro extremo de ésta. El segundo en tanto, es aquel costo en el que se incurre al reemplazar un generador más barato por otro de mayor valor ante la congestión de una línea.

Estos costos de transmisión se han abordado mediante diversos enfoques. El más preciso consiste en considerar explícitamente la red de transmisión y sus limitaciones en el modelo de despacho, con lo cual se asegura que en la programación de centrales se encuentran contenidos los costos de transmisión. Una aproximación de este enfoque se basa en considerar el sistema de forma uninodal, pero asignando cargos por transmisión a los costos marginales de los generadores de acuerdo a su localización, con lo cual se gana en simplicidad pero se pierde en exactitud. Finalmente, el esquema más básico considera el sistema de forma uninodal sin reconocer los costos de transmisión, realizando solamente ajustes en la operación en tiempo real. Bajo este enfoque difícilmente se alcanza la operación económicamente óptima frente a un despacho que considere la red de transmisión, sobre todo cuando las pérdidas por transmisión son importantes. En definitiva, los precios en cada nodo del sistema debieran considerar estos costos con el objetivo de promover la eficiencia del despacho económico.

- *Entregar señales de localización para las inversiones en generación y demanda*

La operación eficiente a la cual hace referencia el punto anterior está relacionada con la identificación de los costos de transmisión, los cuales están directamente vinculados con la localización de los generadores y demandas del sistema. En el corto plazo, las acciones del coordinador o ente regulador no tienen efectos respecto a esta materia, sin embargo, en el largo plazo un adecuado esquema de tarificación de la transmisión debiese influenciar las decisiones de inversión tanto de generadores como consumidores importantes respecto al emplazamiento de los proyectos.

- *Dar señales de necesidad de inversión en el sistema de transmisión*

Los precios de transmisión deberían lograr constituirse en señales que evidencien la necesidad de inversión en el sistema de transmisión a través de los costos marginales. Si la diferencia de estos costos en nodos adyacentes es importante entonces, debido a las pérdidas de transmisión, la línea está siendo altamente ocupada y probablemente indique la necesidad de reforzar la instalación. El caso límite queda representado ante la congestión de una línea en el cual los costos

marginales se desacoplan reemplazando generación más económica por aquella de mayor valor pero disponible en el lugar demandado.

- *Ser simple y transparente*

La eficacia de las señales que provea un esquema de tarificación está relacionada con la facilidad para entender por parte de los agentes la metodología y obtención de precios que les permitan una respuesta a éstos, tanto en el corto como largo plazo. Sin embargo, es usual que exista un *trade-off* entre la simpleza de un esquema de tarificación y la precisión de las señales enviadas por éste. En cuanto a la transparencia, se busca que la metodología y procedimiento en la obtención de precios sea reproducible por cada agente, definiendo el tipo de información requerida.

- *Ser políticamente implementable*

Finalmente es necesario que exista factibilidad política en la implementación de un esquema de tarificación. Debido a que en la instauración de un nuevo esquema probablemente se reajusten distintos cargos, es lógico que se originen actores que se verán perjudicados cuyo poder e influencia en el retraso o fracaso del nuevo modelo debe ser considerado.

Otros autores [6, p. 448] mencionan adicionalmente principios como,

- *Trato no discriminatorio*

Se busca asegurar un trato igualitario a los agentes del mercado relacionados con una estructura competitiva mediante la independencia parcial o total del operador de red respecto a la disponibilidad, seguridad y calidad en el transporte de la energía, así como también al derecho de acceso al sistema de transmisión.

- *Estabilidad de precios*

Los precios del sistema de transmisión debieran evitar cambios repentinos en sus valores con el fin de realizar buenas estimaciones de dichos precios en la toma de decisiones tanto operativas como de inversión. Esta propiedad hace referencia a que el sistema de precios se mantenga estable en el tiempo, por lo que éstos pueden presentar variaciones, pero su método de obtención es estable y conocida. De esta forma no se distorsionan las señales de eficiencia económica y se asegura certeza en la predicción.

### 2.2.3. Elementos básicos de un esquema de tarificación

Cualquier esquema de tarificación de la transmisión es posible de clasificar de acuerdo a cuatro elementos básicos [6, pp. 448-451].

## **Acceso a la red:**

Corresponde a la definición de qué agentes (típicamente generadores y/o consumidores) son responsables de efectuar los pagos por el sistema de transmisión de acuerdo a las componentes de costo y tarifa que se explican a continuación. A su vez, en el caso de una combinación de agentes, determina la proporción de pagos en que debe incurrir cada uno de ellos. Este concepto es posible de catalogar en,

- **Tarifa por retiro:** Los pagos del sistema de transmisión lo efectúan solamente los consumos del sistema, en función de su punto de conexión a la red. Por lo tanto, el consumidor adquiere el derecho de ser abastecido por cualquier suministrador, independiente de su punto de inyección.
- **Tarifa por inyección:** Los pagos del sistema de transmisión lo efectúan solamente los generadores del sistema, en función de su punto de conexión a la red. Análogamente al caso anterior, el suministrador adquiere el derecho de abastecer a cualquier consumidor de la red, independiente de su punto de retiro.
- **Tarifa por retiro e inyección:** Los pagos del sistema de transmisión lo efectúan conjuntamente los generadores y consumidores del sistema, de modo que este modelo representa una combinación de las tarifas por retiro e inyección. Estos pagos se definen de acuerdo a los puntos de inyección y retiro de los agentes en el sistema pero no en base a la relación comercial (contratos) que existe entre éstos.
- **Tarifa punto a punto:** Los pagos del sistema de transmisión lo efectúan conjuntamente los generadores y consumidores del sistema, sin embargo, éstos se determinan en función de la relación comercial entre los agentes.

## **Componentes de costo:**

Corresponde a la división del sistema de transmisión para la cual se segmenta el costo total. Esta división se hace habitualmente en base a los niveles de tensión del sistema y sus áreas eléctricas, relacionadas con el propósito de las instalaciones, su conectividad eléctrica y estructura de propiedad. En la práctica, la implementación de las componentes de costo ha derivado en esquemas simples basados en una separación únicamente por nivel tensión o esquemas más complejos que consideran los factores antes mencionados. Debido al carácter ambiguo de la definición de componentes de costo, es usual que ésta la lleve a cabo algún ente regulador.

## **Componentes de tarifa:**

Corresponde a la división de los costos de transmisión para una componente de costo y/o concepto de acceso dados, de acuerdo a los distintos elementos que conforman el negocio de la transmisión. Si bien es posible diferenciar cada aspecto del negocio en las componentes de tarifa, es usual la separación entre el pago a la inversión por un lado y los costos de operación, administración y mantenimiento por otro. Este elemento básico posee particular relevancia en sistemas donde se ha desarrollado el mercado de servicios

complementarios, con lo cual es posible distinguirlos directamente dentro de los costos de transmisión.

### Principio de uso de la red:

Corresponde a la metodología básica para la identificación del uso que un agente hace de una componente de costo del sistema, para una componente de tarifa determinada. Debido a que éste no es directo y evidente en los sistemas de transmisión, se han desarrollado múltiples metodologías basadas en propiedades eléctricas, análisis topológicos, teoría de juegos, etc. Es importante destacar sin embargo que el esquema completo de tarificación está conformado por la definición de los cuatro elementos básicos recién descritos, pese a que el tema de mayor debate y más extenso en la literatura son las metodologías de identificación de principio de uso.

## 2.3. Metodologías de tarificación de la transmisión

Dentro de las metodologías de tarificación de la transmisión se distinguen dos grandes paradigmas; metodologías incrementales y por costos incurridos (*embedded costs*) [7]. Las primeras retribuyen al transmisor costos incrementales (variables) por las transacciones llevadas a cabo en la red. Las metodologías por costos incurridos en tanto asignan los costos fijos del sistema de transmisión entre sus usuarios, diferenciando aquellas basadas en la red y por identificación de flujos. Adicionalmente se reconocen aquellas metodologías que mezclan los dos paradigmas anteriores. Esta estructura queda representada en la Figura 2.

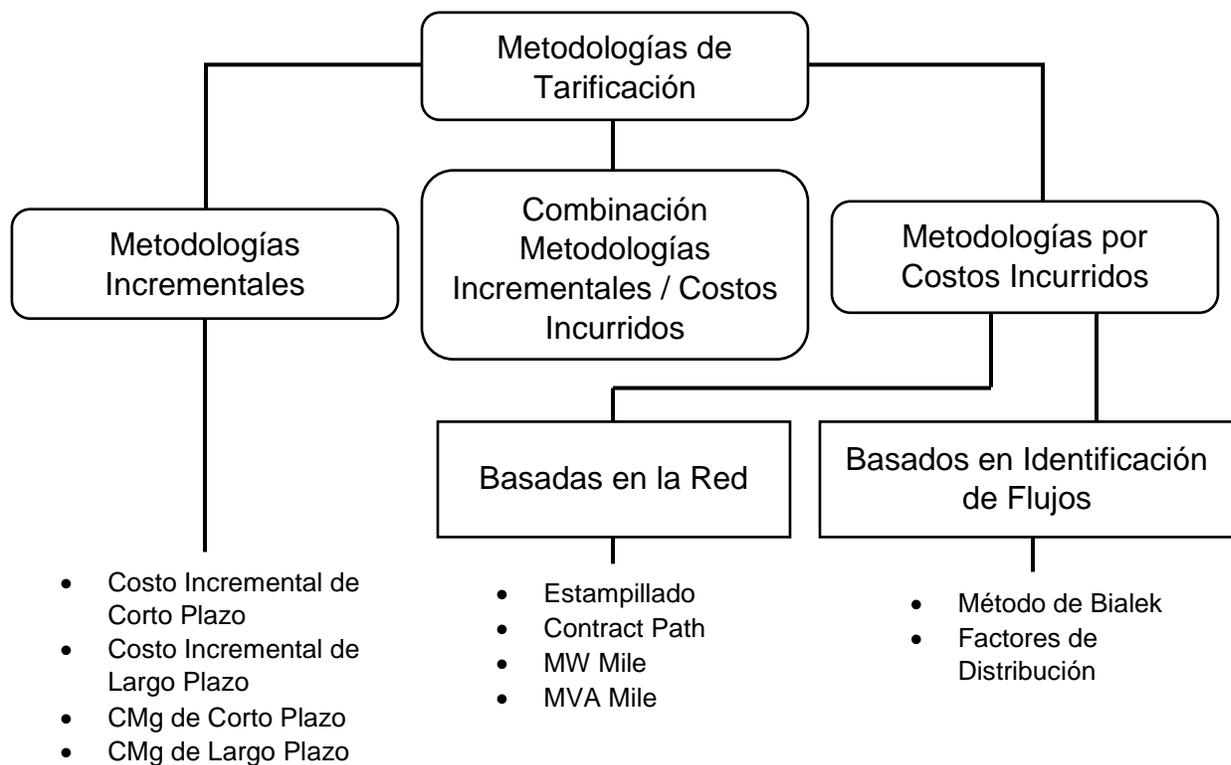


Figura 2: Estructura de Metodologías de Tarificación [7, p. 2]

### 2.3.1. Costos Marginales de Corto Plazo

La aplicación de la teoría marginalista en los sistemas eléctricos mediante modelos multinodales (o modelos uninodales con incorporación de *factores de penalización*) da origen a costos marginales en todos los nodos del sistema como consecuencia del sistema de transmisión y sus pérdidas. Uno de los principales efectos de esta situación es la generación de un excedente económico para el transmisor (conocido como Ingreso Tarifario en Chile) en el proceso de compra y venta de energía y potencia en los extremos de una línea de transmisión. Estos valores vienen dados por,

$$\begin{aligned}IT &= IT_{potencia} + IT_{energía} \\IT_{potencia} &= P_j \rho_j^P - P_i \rho_i^P \\IT_{energía} &= E_j \rho_j^E - E_i \rho_i^E\end{aligned}$$

Donde,

- $P_j$ : Potencia retirada en el nodo  $j$
- $P_i$ : Potencia inyectada en el nodo  $i$
- $\rho_j^P$ : Precio nudo de potencia en barra  $j$
- $\rho_i^P$ : Precio nudo de potencia en barra  $i$
- $E_j$ : Energía retirada en el nodo  $j$
- $E_i$ : Energía inyectada en el nodo  $i$
- $\rho_j^E$ : Precio nudo de energía en nodo  $j$
- $\rho_i^E$ : Precio nudo de energía en nodo  $i$

El empleo exclusivo de esta metodología como esquema de tarificación de la transmisión posee sin embargo las siguientes desventajas:

- El valor total de los excedentes económicos percibidos por el transmisor es variable y depende de las características del sistema de transmisión particular, sin lograr además cubrir la totalidad de costos en los que incurre la empresa debido a sus economías de escala, con recaudaciones tan sólo del orden del 15% de los costos totales [8].
- Como consecuencia de lo anterior, genera incentivos perversos en las empresas transmisoras respecto a la inversión y mantenimiento de las instalaciones, debido a que una línea que posea mayores pérdidas o se encuentre congestionada tenderá a elevar el excedente económico percibido [9].

Estrictamente esta metodología no constituye un método de recaudación de costos, dado que es consecuencia de dar a los agentes del sistema señales económicamente eficientes en el corto plazo. Por lo anterior, es usual que este esquema se complemente con alguna otra metodología que permita recuperar el costo suplementario (denominado Peaje en Chile).

### 2.3.2. Estampillado

La metodología de estampillado proviene del sistema utilizado en correos, en el cual se paga por el tamaño de la carta, pero no por el recorrido que ésta debe efectuar para llegar a su destino. El supuesto detrás de esta metodología consiste en que los usuarios hacen uso de la totalidad del sistema de transmisión, por lo que sus pagos le conceden derecho sobre éste sin importar la localización de los agentes.

Su aplicación en la tarificación de la transmisión deriva factores de aporte por cada usuario de acuerdo a algún escenario estipulado, típicamente el momento de mayor carga del sistema, aunque otros modelos de estampillado consideran energía anual suministrada o consumida [3, p. 232]. El costo total a recuperar por la transmisión se multiplica entonces por los factores obtenidos para determinar el cargo por transmisión a cada usuario. Para el caso en que se utiliza el momento de mayor carga del sistema, el valor a pagar por un usuario queda definido por la siguiente ecuación [10],

$$TC_t = TC * \frac{P_t}{P_{peak}}$$

Donde,

$TC_t$ : Costo asignado al usuario  $t$

$TC$ : Costos totales de transmisión

$P_t$ : Potencia (producida o consumida) por el usuario  $t$  en el momento  $peak$

$P_{peak}$ : Carga  $peak$  del sistema

Este método de tarificación de sistemas de transmisión posee las siguientes características,

- La simplicidad y transparencia de esta metodología ha llevado a que sea ampliamente utilizada en la tarificación de la transmisión principalmente en países de la Unión Europea donde los niveles de congestión son muy bajos y existe un alto grado de enmallamiento de la red [11].
- La ausencia de flujos de potencia y estudios de identificación de uso de los agentes hace que la metodología sea fácilmente reproducible sin costos administrativos importantes [12]. Adicionalmente, al estar basada en medidas simples del sistema eléctrico, la estimación de sus valores en el largo plazo presenta menor riesgo que aquellas metodologías fuertemente dependientes de la operación y topología de la red.
- Sin embargo, debido a esta omisión de la operación del sistema, el estampillado tiende a enviar señales económicamente incorrectas e ineficientes respecto a la localización de los actores. De esta forma, usuarios con instalaciones de iguales características pagarían lo mismo por el sistema de transmisión independientemente de estar localizados cerca de sus suministros o consumos según sea el caso.

- A raíz de lo anterior, desde la perspectiva en que un usuario debiera pagar por el uso efectivo que hace del sistema de transmisión, se dice que el estampillado genera subsidiarios en el sistema que cubren los costos de aquellos agentes que hacen un uso intensivo de él [13].

### 2.3.3. Contract Path

La metodología Contract Path se origina en los sistemas verticalmente integrados, cuando los contratos eran poco comunes, como una solución al uso que hacía un tercero sobre el sistema de la empresa integrada. Se basa en que una transacción de potencia recorre una ruta física específica (*contract path*) en el sistema de transmisión entre el punto de inyección y el punto de retiro la cual típicamente es acordada entre las partes involucradas. Posteriormente, parte o la totalidad de los costos son asignados al usuario. Sus desventajas radican en que la potencia puede transmitirse por la red de una forma totalmente distinta a la especificada en el *contract path*, por lo cual la metodología ignora la operación real del sistema [14].

### 2.3.4. MW-Mile

La metodología MW-Mile también conocida como *Line-by-Line* procura reflejar, en mayor medida, el uso que hace un agente del sistema de transmisión en la recolección de costos totales frente a metodologías como el estampillado. Consiste en asignar costos de transmisión en función de la potencia transmitida y la distancia que recorre ésta. Para ello, usualmente se llevan a cabo flujos de potencia DC en algún escenario base con el cual se calculan los costos asignados a cada agente según la siguiente ecuación,

$$TC_t = TC * \frac{\sum_{k \in K} C_k L_k MW_{t,k}}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} C_k L_k MW_{t,k}}$$

Donde,

$TC_t$ : Costo asignado a la transacción  $t$

$TC$ : Costos totales de transmisión

$L_k$ : Largo de la línea  $k$

$C_k$ : Costo por MW por unidad de largo de línea  $k$

$MW_{t,k}$ : Flujo en línea  $k$  por transacción  $t$

$T$ : Conjunto de transacciones

$K$ : Conjunto de líneas

Adicionalmente se han desarrollado múltiples variantes del modelo principalmente respecto de los cargos a los usuarios que causan flujos en dirección opuesta (*counter-flows*). En la metodología Absolute MW-Mile se calculan los cargos a los usuarios independientemente de la dirección de los flujos. La metodología Reverse MW-Mile en

cambio compensa a aquellos usuarios que causan flujos en la dirección opuesta del flujo neto, mientras que finalmente en la metodología Zero Counter-Flow MW-Mile los flujos en dirección opuesta no son considerados, por lo cual no se les carga ni compensa [10].

Una de las principales desventajas de esta metodología, sin embargo, es que debido a que las redes de transmisión no son sistemas lineales, el caso base desde el cual se deducen los cargos por transacciones, así como el orden en que éstos son calculados tiene importantes efectos en los valores finales obtenidos.

### 2.3.5. Factores de Distribución

#### Generation Shift Distribution Factors (GSDFs)

Los factores GSDF se definen a través de un análisis de sensibilidad e indican la diferencia de flujo en cierta línea dado el cambio en inyección de un generador, por lo cual se dice que están basados en flujos incrementales. Para ello, se define un generador en una barra de referencia que absorbe la misma magnitud de inyección del generador en estudio, con la generación, carga y pérdidas del sistema manteniéndose constantes. La formulación matemática de estos factores es [8],

$$\begin{aligned}\Delta P_{l-k} &= A_{l-k,g} * \Delta G_g \\ \Delta G_g + \Delta G_r &= 0\end{aligned}$$

Donde,

$\Delta P_{l-k}$ : Variación de flujo de potencia activa en la línea  $l-k$

$A_{l-k,g}$ : Factor GSDF para la línea  $l-k$  asociado al generador  $g$

$\Delta G_g$ : Variación de generación de generador  $g$

$\Delta G_r$ : Variación de generación de generador  $r$  (de referencia)

Adicionalmente, debido a la linealidad del sistema de ecuaciones expuesto, es posible evaluar el cambio de flujo en una línea por el cambio de generación del sistema, esto en tanto la generación iguale a la carga (generador de referencia absorbe cualquier diferencia). De esta forma se tiene,

$$\Delta P_{l-k} = \sum_g A_{l-k,g} * \Delta G_g$$

Los factores GSDF poseen las siguientes características,

- Dependen de la barra en que se ubique el generador de referencia, lo cual dificulta un consenso en torno a su aplicación.

- Tras la determinación de una barra de referencia, son independientes de las condiciones de operación del sistema y obedecen sólo a la topología de la red.
- Poseen una interpretación directa en el principio de uso que hace un agente de una línea, reflejando la forma en que la potencia inyectada de un generador utiliza esta línea para suministrar la demanda en el mercado.

### Generalized Generation Distribution Factors (GGDFs)

Los factores GGDF son formulados sin la necesidad de recurrir a un generador de referencia como ocurre con los factores GSDF, por lo cual suponen variación de flujos totales en la línea y no incrementales. La formulación matemática de estos factores es,

$$P_{l-k} = \sum_g D_{l-k,g} G_g$$

Donde,

$P_{l-k}$ : Flujo de potencia activa en la línea  $l-k$

$D_{l-k,g}$ : Factor GGDF en la línea  $l-k$  para el generador  $g$

$G_g$ : Generación del generador  $g$

Adicionalmente, es posible relacionar los factores GSDF y GGDF mediante la siguiente ecuación,

$$D_{l-k,g} = A_{l-k,g} + D_{l-k,R}$$

Donde,

$$D_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{p \neq R} A_{l-k,g} * G_p}{\sum_g G_g}$$

### Generalized Load Distribution Factors (GLDFs)

Análogamente, es posible definir los factores GLDF para establecer el uso que hace carga sobre una línea dada. Su formulación matemática es,

$$P_{l-k} = \sum_j C_{l-k,j} L_j$$

Donde,

$P_{l-k}$ : Flujo de potencia activa en la línea  $l-k$

$C_{l-k,j}$ : Factor GLDF en la línea  $l-k$  para la carga  $j$

$L_j$ : Consumo de la carga  $j$

A su vez, es posible relacionarlos con los factores GSDF mediante,

$$C_{l-k,j} = C_{l-k,R} - A_{l-k,j}$$

Donde,

$$C_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{j \neq R} A_{l-k,j} * L_j}{\sum_j L_j}$$

Tanto los factores GGDF como GLDF poseen las siguientes características [6, pp. 457-460],

- Son independientes de la barra de referencia escogida, lo cual supone una ventaja frente a los factores GSDF.
- Son únicos para una condición de operación dada del sistema.
- Presentan cambios ante distintas configuraciones de la red y sus parámetros, así como también entre diferentes condiciones de operación del sistema.
- Cuando el modelo para calcular los flujos originales se mantiene lineal, por ejemplo, al no considerar pérdidas eléctricas, estos factores permanecen invariantes ante escalamientos de consumos.

### 2.3.6. Tabla comparativa de metodologías

Metodología	Aplicación	Flujo de Potencia	Pagos basados en	Comentarios
Estampillado	Potencia activa generada o consumida	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Magnitud de potencias transadas</li> <li>• Promedio de costos incurridos</li> </ul>	Depende del supuesto que la totalidad del sistema es utilizado
Contract Path	Potencia activa generada o consumida	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Magnitud de potencias transadas</li> <li>• Costos incurridos</li> </ul>	Depende del supuesto que el flujo de potencia recorre una ruta específica
MW-Mile	Potencia activa generada o consumida	DC, AC (Usualmente DC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Magnitud de potencias transadas</li> <li>• Ruta seguida por la potencia transada</li> <li>• Distancia recorrida por la potencia transada</li> </ul>	Depende de las condiciones operacionales (configuración del sistema)
GSDf	Potencia activa generada o consumida	DC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos Incrementales</li> </ul>	Depende de -Configuración del sistema -Barra de referencia -Dirección de flujos de potencia
GGDF	Potencia activa generada	DC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos Totales</li> </ul>	Depende de las condiciones operacionales
GLDF	Potencia activa consumida	DC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos Totales</li> </ul>	Depende de las condiciones operacionales
Bialek	Potencia activa y reactiva generada o consumida	DC, AC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos Totales</li> </ul>	Depende de las condiciones operacionales
Kirschen	Potencia activa y reactiva generada o consumida	DC, AC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos Totales</li> </ul>	Depende de las condiciones operacionales

Tabla 1: Resumen de Principales Metodologías de Tarifación [14, p. 386]

## 2.4. Tarificación de la transmisión en el mundo

### 2.4.1. Argentina

En Argentina opera un mercado eléctrico tipo pool de carácter obligatorio cuya red es remunerada entre todos los usuarios (generadores y consumidores) en base a dos tipos de cargo, un cargo variable y uno fijo [15]. El cargo variable se deriva de las pérdidas de las líneas y la estructura nodal de la red generando un excedente entre barras. Se identifican cargos variables por energía y potencia siendo estos análogos a los ingresos tarifarios definidos en Chile. El cargo fijo para cumplir con la cobertura de costos es obtenido mediante la participación marginal de cada agente bajo el concepto de área de influencia.

### 2.4.2. Alemania

En Alemania las redes de transmisión están sometidos a un régimen de acceso abierto, las cuales son remuneradas totalmente a cargo de las demandas bajo un esquema de estampillado [16]. Éstas pagan un cargo por utilización de la red (GUC en inglés) el cual está destinado a recuperar los costos de la infraestructura asociados a la transmisión, servicios complementarios, así como las pérdidas en líneas. Estos cargos varían según voltaje y tiempo de utilización, pero no por la localización de las demandas.

### 2.4.3. España

El mercado eléctrico español está basado en contratos bilaterales con mercados diarios e intradiarios. El cargo por el sistema de transmisión, denominado tarifa de acceso, cubre los costos regulados establecidos por la administración. Éstos no contemplan ningún aspecto de localización (estampillado) y se encuentran asignados totalmente a las cargas del sistema.

### 2.4.4. Estados Unidos: PJM

PJM es el mayor sistema eléctrico despachado centralizadamente en Estados Unidos con la implementación de mercado mayorista, de contratos bilaterales, derechos financieros de transmisión y servicios complementarios. Su red de transmisión se define de libre acceso con importantes costos de conexión impuestos a los generadores. El resto de costos de la red son de cargo de los consumidores con cargos por uso (diferencias nodales a causa de las pérdidas) y un cargo en base a la potencia demandada en el momento de mayor carga del sistema.

### 2.4.5. Gran Bretaña

El mercado mayorista de Gran Bretaña es de tipo pool donde la mayoría de la energía es transada bilateralmente entre generadores y consumidores. Su red de transmisión es de

acceso abierto y sus cargos contemplan aspectos de localización, siendo pagados por generadores y demandas. Contempla un costo variable deducido de los costos marginales de corto plazo y un cargo residual para generadores el cual se basa en su máxima capacidad instalada mientras que para las cargas en el promedio de potencia demandada durante una hora y media en el momento de mayor demanda del sistema.

#### 2.4.6. Nueva Zelanda

El mercado eléctrico de Nueva Zelanda es de tipo pool de carácter voluntario, en el cual está permitido efectuar contratos bilaterales físicos entre los agentes [11]. Sus costos marginales son calculados cada media hora reflejando las pérdidas y congestiones del sistema. Los cargos por el sistema de transmisión contemplan una componente por conexión a la red la cual es pagada tanto por generadores como consumidores. Adicionalmente se identifican dos tipos de cargos, por interconexión el cual es pagado por los consumidores cubriendo las redes principales de ambas islas y el cargo HVDC (link en DC entre ambas islas) el cual es pagado íntegramente por los generadores de la isla del sur.

### 2.5. Legislación eléctrica y tarificación de transmisión en Chile

#### 2.5.1. D.F.L. N°1 / 1982

El Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982 [17], sentó las bases de la estructura competitiva que se instauraría en el sector eléctrico en el contexto de las privatizaciones de empresas estatales como ENDESA y Chilectra realizadas durante este período.

Dentro de sus principales aspectos, su Artículo 81° estipulaba que,

*“...La operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, deberá coordinarse con el fin de:*

- 1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;*
- 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;*
- 3.- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión...”*

A su vez, en su Artículo 90° distinguía aquellos usuarios sometidos a fijación de precios.

*“...1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;*

*2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;*

*...”*

Estos usuarios percibían un precio conformado por el precio nudo establecido en el punto de conexión de las instalaciones de distribución más un valor agregado de distribución (VAD). El primero consistía en un promedio en el tiempo de los costos marginales a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo, mientras que el segundo representaba una fracción de los costos medios en que incurre una empresa distribuidora modelo, eficiente en su operación.

Aquellos usuarios no sometidos a fijación de precios podrían pactar libremente los valores con sus suministradores, tanto empresas distribuidoras o generadoras, donde éstas últimas realizarían transferencias de energía valorizada a costo marginal para dar cumplimiento a sus contratos.

Esta estructura queda representada en la Figura 3.

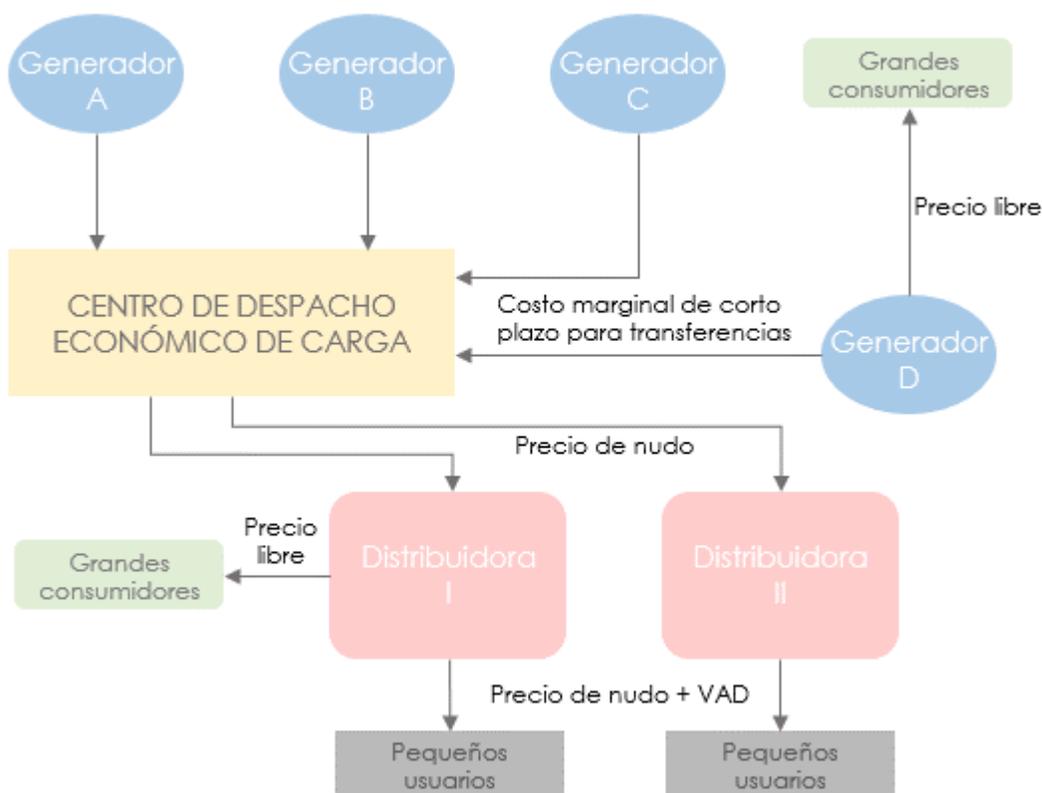


Figura 3: Estructura Sistema Eléctrico Chileno D.F.L. N°1 / 1982 [18]

En el contexto de un sistema eléctrico, donde la mayor parte de la generación era propiedad de ENDESA, dueña también de las principales líneas del sistema de transmisión, el D.F.L. N°1 de 1982 realizó únicamente una diferenciación entre segmentos de generación-transporte y distribución, sin atribuirle un sentido propio a la transmisión. Consecuente con ello, solamente el Artículo 51° se refiere respecto a las obligaciones de los propietarios de líneas eléctricas y de aquellos agentes que quieran hacer uso de estas instalaciones.

*“Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas.*

*Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de servidumbres a que se refiere el artículo 50° y las que usen bienes nacionales de uso público como calles y vías públicas, en su trazado. En caso de conflicto resolverá fundadamente la Superintendencia.*

*Quienes deseen hacer uso de esta servidumbre estarán obligados a observar las reglas siguientes:*

*1.- Si las instalaciones y sus obras complementarias que deseen utilizar tuvieren capacidad suficiente para soportar este uso adicional, el interesado en imponer este permiso deberá indemnizar al propietario de estas instalaciones, a prorrata de la capacidad de las obras que efectivamente utilice.*

*...*

*2.- El interesado deberá concurrir proporcionalmente a los gastos de mantención y operación de las instalaciones que usen en común;*

*...”*

De esta forma, el D.F.L. N°1 definía las primeras nociones respecto al acceso al sistema de transmisión por parte de otros agentes.

## 2.5.2. Ley 18.922

La ley 18.922 [19] del año 1990 representó el primer cuerpo legal que le otorgaba al transporte de la energía eléctrica un sentido económico posibilitándole constituirse en un negocio per se, lo cual fue visto así por ENDESA transformando en 1993 la división de transmisión en la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelec) cuyos ingresos provenían esencialmente del cobro de peajes [20].

La ley agregó al final del Artículo 51° del D.F.L. N°1 entre otros, los siguientes artículos,

*Artículo 51° B.- Cuando una central generadora esté conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenezcan a un tercero, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquélla efectúa y, por consiguiente, debe pagar los correspondientes peajes a su dueño.*

*Se entenderá por área de influencia el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora.*

*Artículo 51° C.- El uso a que se refiere el artículo anterior da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponda, el peaje adicional.*

*...*

*El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual señalado en el inciso anterior.*

*...*

*Artículo 51° D.- El pago de las anualidades del peaje básico dará derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia.*

...

*Artículo 51° E.- Si el propietario de la central desea retirar electricidad en otros nudos, diferentes a los señalados en el artículo 51° D, deberá convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas.*

*Estos peajes se calcularán de la misma forma que el peaje básico.*

*El pago de las anualidades correspondientes a peajes adicionales dará derecho al propietario de la central a retirar electricidad en todos los nudos ubicados en las instalaciones involucradas.*

...”

Bajo esta estructura, el peaje básico apuntaba a remunerar aquellas instalaciones bajo el área de influencia de la central las cuales se veían necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía aun cuando el generador vendiera toda su producción al mercado spot. El pago por comercialización, por su parte, aparecía bajo la figura de los peajes adicionales, los cuales debían ser pagados cuando el generador establecía contratos de suministro fuera de su área de influencia.

Si bien esta ley marcó importantes avances en la distinción del segmento de transmisión y la forma y mecanismos de remunerarlo, no clarificaba suficientemente la definición legal del área de influencia, lo que generaba diversas interpretaciones en los acuerdos de peaje. Esto causaba que las negociaciones bilaterales de peajes entre generadores y propietarios del sistema de transmisión terminaran usualmente recurriendo a las comisiones arbitrales que definía esta ley ocasionando largos períodos de debate e incertidumbre respecto a sus resultados, y paralelamente, derivando en fallos sustancialmente diferentes para similares conjuntos de instalaciones [21]. Uno de los casos más emblemáticos en el marco de esta ley fue la construcción por parte de la empresa Colbún de una línea en 220kV desde el complejo Colbún a Santiago, en gran parte paralela a la principal línea de transmisión de 500kV de Transelec, debido a los elevados peajes que pretendía cobrar esta empresa [22].

El conjunto de ambigüedades de la ley 18.922 traía grandes dificultades a la totalidad del sistema. Por una parte, el establecimiento de pagos de acuerdo a la ubicación relativa del generador respecto al consumo dio paso a nichos de mercado (al norte de Quillota y sur de Charrúa) lo cual tendía a dejar sin renta ciertas instalaciones de la red. Por el lado del segmento de transmisión, no existía incentivo a las inversiones dado que la ley no estipulaba quien las financiaría, lo cual impactaba directamente sobre el sistema generando congestiones relevantes aumentando los costos a los consumidores. Por el lado del segmento de generación, el nivel de incertidumbre y riesgo que generaba la determinación de los valores de peajes sumado al hecho que durante gran parte del período en que estuvo vigente esta ley, el principal transmisor se encontraba integrado con el mayor actor en generación, dando a pie a incentivos perversos en la asignación de peajes, no promovía el ingreso de nuevos actores que compitieran con los existentes. Este conjunto de factores, evidenció la necesidad de un nuevo cuerpo legal que definiera con claridad los pagos por el sistema de transmisión entre los agentes que hicieran uso de él, así como un método concreto de inversión en transmisión.

### 2.5.3. Ley 19.940 - Ley Corta I

El año 2004 se promulgó la ley 19.940 [23], conocida como la Ley Corta I, luego de distintas versiones que se sucedieron en el transcurso de su discusión desde la introducción del proyecto de ley el año 2002.

La ley introdujo entre otros aspectos modificaciones al régimen de precios en los sistemas medianos, así como también un panel de expertos destinado a resolver las controversias que se originaran en diversas materias regulatorias del sector eléctrico en plazos más acotados y evitando situaciones de arbitrajes. Sin embargo, su eje central lo constituyó la regulación de los sistemas de transporte de energía, con lo cual solucionó en gran medida los problemas que se venían suscitando con la legislación vigente hasta aquel entonces.

Se determinaron tres segmentos de transmisión, denominados sistemas de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional. Estos segmentos se definieron como sigue.

*“Artículo 71-2.- Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas. Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características:*

*a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.*

*b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.*

*c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.*

*d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.*

*e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.*

*...”*

*“Artículo 71-3.- Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán cumplir con las siguientes características:*

*a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.*

*b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.*

*...”*

*“Artículo 71-4.- Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están*

*destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.”*

A su vez, la ley estipulaba que anualmente las instalaciones del sistema troncal debían recaudar el Valor Anual de Transmisión por Tramo, fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, definido como,

$$V.A.T.T. = A.V.I. + C.O.M.A.$$

Donde,

*A.V.I.* : Anualidad del Valor de Inversión (*V.I.*) definido como la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado.

*C.O.M.A.* : Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración.

Por otro lado, establecía la realización del Estudio de Transmisión Troncal, dirigido por la CNE, el cual se llevaría a cabo cada cuatro años conteniendo las siguientes materias,

*Artículo 71-12.-*

...

*a) La identificación de los sistemas troncales iniciales, sus alternativas de ampliaciones futuras y el área de influencia común correspondiente;*

*b) Las alternativas de nuevas obras de transmisión troncal;*

*c) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;*

*d) El A.V.I. y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren las letras a) y b), y*

*e) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra d) anterior, a fin de mantener el valor real del A.V.I. y el COMA durante el período de cuatro años.*

...”

Con el objeto de percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo, las empresas transmisoras cobrarían un peaje por tramo constituido por,

$$PEAJE_{tramo} = V.A.T.T. - I.T.et$$

Donde,

*I.T.et*: Ingreso Tarifario Esperado por Tramo

Respecto a la asignación de este peaje entre los usuarios, el Artículo 71-30 definía que,

“...

*D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:*

1.- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2.- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3.- Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4.- En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71-29, se asignará a los propietarios de las centrales ubicadas aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5.- En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

...”

Donde el Área de Influencia (AIC) se definía como,

“...

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

...”

Finalmente, el Artículo 71-32 estipulaba que las prorratas de las empresas usuarias señaladas en las letras D y E se basaría en un análisis del uso esperado que las mismas hagan del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos (Factores de Distribución GGDF, GLDF).

Las bases de esta estructura de tarificación se presentan en la Figura 4.

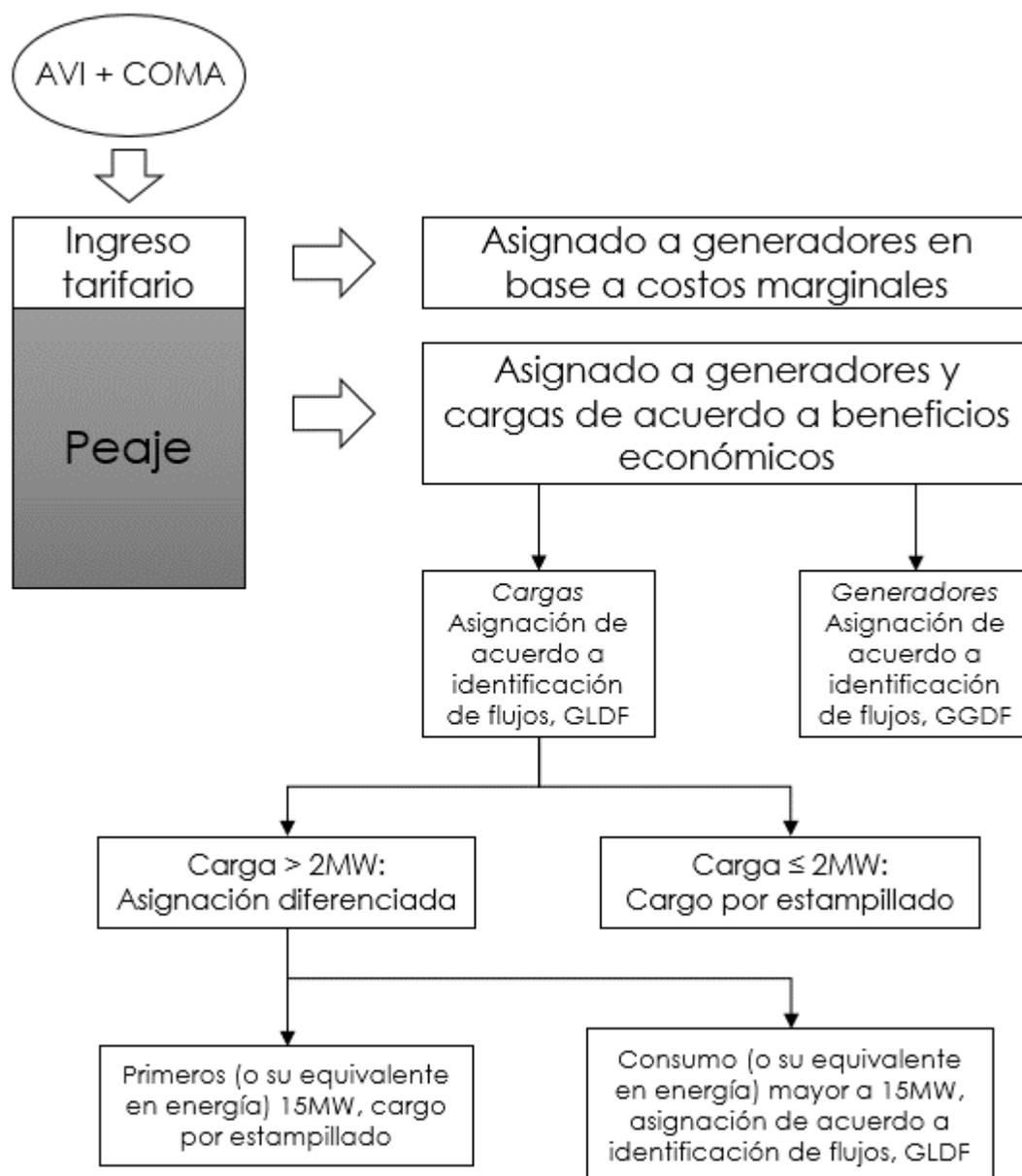


Figura 4: Estructura Tarificación de Transmisión Ley Corta I [24]

Respecto a la expansión del sistema de transmisión troncal, el Estudio de Transmisión Troncal debía proponer planes de expansión del sistema para los cuatro años siguientes, los cuales se recogerían en el Informe Técnico que le correspondía emitir a la Comisión Nacional de Energía tras el estudio. Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizaría la consistencia de los planes de expansión expuestos en el Informe Técnico tras lo cual emitiría una propuesta a la CNE. Ésta posteriormente publicaría el Plan de Expansión del Sistema Troncal para los doce meses siguientes, el cual podía ser discrepado por los interesados ante el Panel de Expertos, con lo que luego sería fijado por decreto expedido a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Las construcciones de obras nuevas decretadas serían asignadas mediante procesos de licitación, mientras que aquellas ampliaciones de instalaciones existentes tendrían el carácter de construcción obligatoria para los propietarios de dichas instalaciones.

## 2.5.4. Ley 20.018 - Ley Corta II

La ley 20.018 [25] promulgada el año 2005 conocida como Ley Corta II, regula un nuevo mecanismo de contratos entre generadores y distribuidoras con el fin de asegurar el suministro a los clientes regulados. Surge tras los cortes de abastecimiento de gas natural argentino que comenzaron a sucederse desde el año 2002, generando una alta incertidumbre en la estimación de precios libres y regulados en el largo plazo [26], lo cual finalmente derivó en que las licitaciones para clientes regulados comenzaran a quedar desiertas por falta de ofertas.

La ley establece que los nuevos contratos de suministro entre generadores y distribuidoras se llevarán a cabo en base a licitaciones en las cuales el precio pactado se denomina “precio de nudo de largo plazo”, abandonando de esta forma los suministros a precios de nudo definidos originalmente en el D.F.L. N°1 de 1982.

Dentro de sus artículos más relevantes la ley estipula que,

*“Artículo 79°-1.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.*

*...”*

*“Artículo 79°-4.- La licitación se adjudicará al oferente que ofrezca el menor precio de energía. En el caso de que haya más de un punto de abastecimiento, la forma de calcular el precio de energía ofrecido será la que indique el reglamento.*

*...”*

*“Artículo 79°-5.- En cada licitación el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 101° ter, vigente al momento de la licitación, incrementado en el 20%. Si una licitación fuere declarada desierta al momento de la apertura de las ofertas de suministro, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación, la que deberá efectuarse dentro de los treinta días siguientes a dicha declaración. En este caso, el Consejo Directivo de la Comisión podrá acordar, fundadamente, que el límite superior de la banda, señalado en el inciso anterior, sea incrementado en forma adicional, hasta en el 15%.*

*...”*

*“Artículo 96° bis.- Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 79°-1 y siguientes, llamados “precios de nudo de largo plazo”, y sus fórmulas de indexación, se incluirán en el decreto contemplado en el artículo 103° que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.”*

## 2.5.5. Ley 20.936

La ley 20.936 [27] promulgada el 11 de julio de 2016 nace en el contexto de la interconexión de los sistemas interconectados central (SIC) y del norte grande (SING) a concretarse teóricamente durante el año 2017, denominado en su conjunto como Sistema Eléctrico Nacional, buscando consolidar la transmisión como un incentivo al desarrollo de la generación. Ésta se divide en dos ejes principales. Por un lado, crea y regula al nuevo

Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional establecido como el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga, especificando sus atribuciones y obligaciones. Por otro, reestructura completamente los sistemas de transmisión eléctrica definiendo un nuevo esquema de tarificación basado en el estampillado, cuyos principales aspectos se pasan a detallar a continuación.

En primer lugar, define nuevos segmentos de transmisión con características análogas a los sistemas de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional establecidos en la ley 19.940 y adiciona dos segmentos adicionales. Estos son,

*“Artículo 74°.- Definición de Sistema de Transmisión Nacional. El sistema de transmisión nacional 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 de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.”*

*“Artículo 75°.- Definición de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo. Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán 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.”*

*“Artículo 76°.- Definición de Sistemas de Transmisión Dedicados. Los sistemas de transmisión dedicados estarán 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.”*

*“Artículo 77°.- Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará 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.”*

*“Artículo 78°.- Definición de Sistema de Interconexión Internacional. Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Los términos y condiciones en que se efectuará dicho intercambio de energía se establecerán en el decreto supremo a que hace referencia el artículo 82° y demás normativa aplicable.”*

La calificación de los segmentos de transmisión precedentes a excepción de los sistemas de interconexión internacional, estará a cargo de la Comisión Nacional de Energía los cuales serán definidos mediante un Informe Técnico cuatrienalmente.

La ley contempla las mismas componentes de tarifa para los sistemas de transmisión que su antecesora, estas son el A.V.I. y el C.O.M.A. las cuales sumadas representan el

V.A.T.T., cuya determinación se llevará a cabo mediante Estudios de Valorización de Sistemas de Transmisión, los cuales serán dirigidos y licitados por la CNE.

La remuneración de los sistemas de transmisión se basará en la metodología de estampillado a cargo únicamente de la demanda, la cual cubrirá el peaje por tramo definido como la diferencia entre el V.A.T.T. y los ingresos tarifarios reales. La determinación de cargos por uso para los distintos segmentos se especifica en el Artículo 115° el cual estipula que,

*“Pago de la Transmisión. El pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, y se regirá por las siguientes reglas:*

*a) El cargo por uso del sistema de transmisión nacional se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos de transmisión nacional y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre;*

*b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos correspondientes y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre;*

*c) El cargo por uso de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por parte de consumidores finales regulados se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo asignada y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en el sistema interconectado para el mismo semestre.*

*...”*

Respecto a la expansión del sistema de transmisión, se elimina de este proceso el Estudio de Transmisión Troncal contemplado en la ley 19.940. La nueva metodología contempla que anualmente la Comisión Nacional de Energía deberá efectuar un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte de 20 años, abarcando los segmentos de transmisión nacional, zonal, dedicado y de polos de desarrollo, tomando como base la planificación energética desarrollada por el Ministerio de Energía cada cinco años (con horizonte de 30 años) y recogiendo las propuestas del Coordinador e instituciones interesadas. Mediante la presentación del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión, el Ministerio de Energía mediante decreto exento expedido fijará las obras de ampliación de los sistemas de transmisión que deban iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Finalmente, la ley dispone de una serie de artículos transitorios para hacer el traspaso total de funciones al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como también para determinar la evolución que tendrá la metodología actual de asignación de peajes para migrar completamente al estampillado al año 2034. Estos son presentados y analizados en detalle en secciones posteriores de esta memoria.

## 2.6. Coordinación hidrotérmica

El Sistema Interconectado Central y en un futuro próximo, el Sistema Interconectado Nacional (SIC y SING), se caracteriza por tener un parque generador con centrales hidráulicas de embalse capaces de almacenar agua y desplazar su uso en el tiempo, inclusive con períodos interanuales, tal es el caso de las centrales asociadas al lago Laja. A diferencia de un sistema eléctrico puramente térmico, en el cual su operación económica viene dada, en términos generales, por una programación de acuerdo al ordenamiento de los costos variables de sus centrales, en un sistema hidrotérmico, el agua de las centrales de embalse posee un valor o costo de oportunidad, por lo cual su operación más económica se obtiene mediante el uso óptimo en el tiempo de aquel recurso, en el proceso que se conoce como coordinación hidrotérmica.

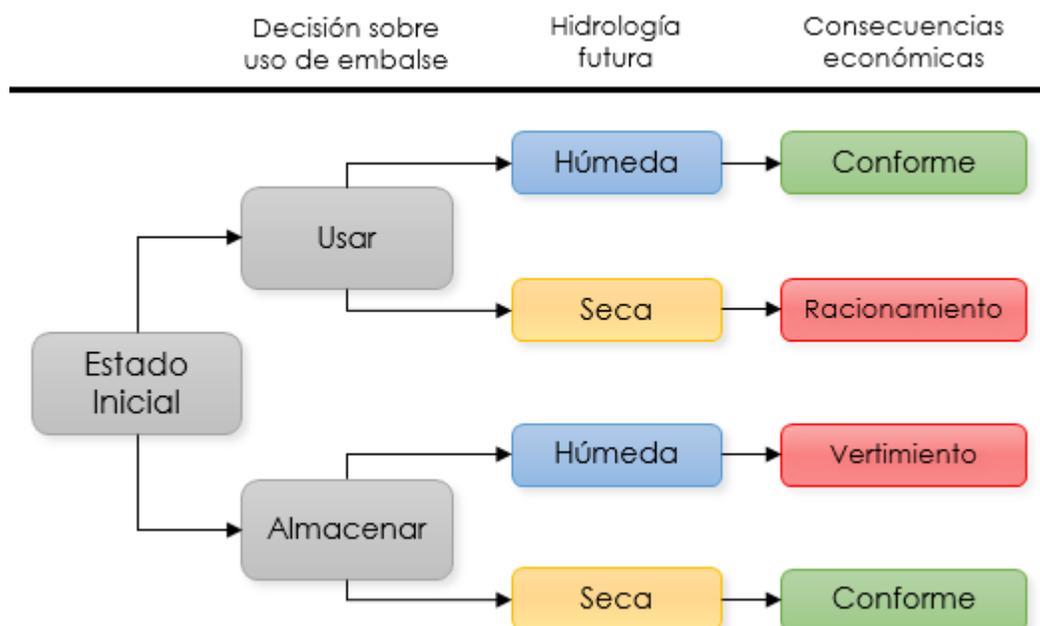


Figura 5: El problema de la coordinación hidrotérmica [6, p. 435]

El dilema, ilustrado en la Figura 5, se resume en que la utilización presente del agua embalsada reduce los costos operativos actuales debido a la ausencia de costos combustibles y al desplazamiento de generación térmica, sin embargo ante eventuales escenarios futuros de sequía en las cuencas que abastecen los embalses, el costo operativo por el uso intensivo de centrales térmicas de alto valor o los costos asociados a posibles racionamientos, pudiera significar que el costo total en el período en cuestión sea mayor a aquel que se hubiese obtenido tras un uso más conservador del agua. En el caso opuesto, debido a las capacidades limitadas de los embalses de almacenar agua, un uso excesivamente reducido de estas centrales pudiese derivar en que, ante escenarios de intensas lluvias, sea necesario verter parte de sus reservas perdiendo de esta forma energía a costo cero, aumentando los costos totales del período. Esta situación, en definitiva, se traduce en que existe una dependencia entre la decisión operativa inmediata y los costos operativos que se tendrán en el futuro.

Matemáticamente, esto queda representado en la Figura 6, en la cual la función de costos inmediatos (FCI) expresa los costos de generación térmica para una etapa dada, mientras que la función de costos futuros (FCF) refleja los costos del sistema por generación térmica desde el término de la etapa en cuestión hasta el fin del horizonte de estudio. Como es evidente, la FCI es de tipo de creciente con respecto al volumen final de agua almacenado en embalses dada la generación hidráulica que se reserva mientras que la FCF es de tipo decreciente respecto a esta variable debido a que el agua almacenada servirá para disminuir costos en el futuro. El punto óptimo por lo tanto se encuentra en aquel volumen final de embalse que minimiza la suma de las funciones de costos inmediatos y futuros. Adicionalmente, dado que los afluentes que alimentan los embalses poseen un carácter estocástico, la FCF utilizada corresponde a una función de costos futuros esperados de acuerdo a la modelación que se haga de la incertidumbre hidrológica.

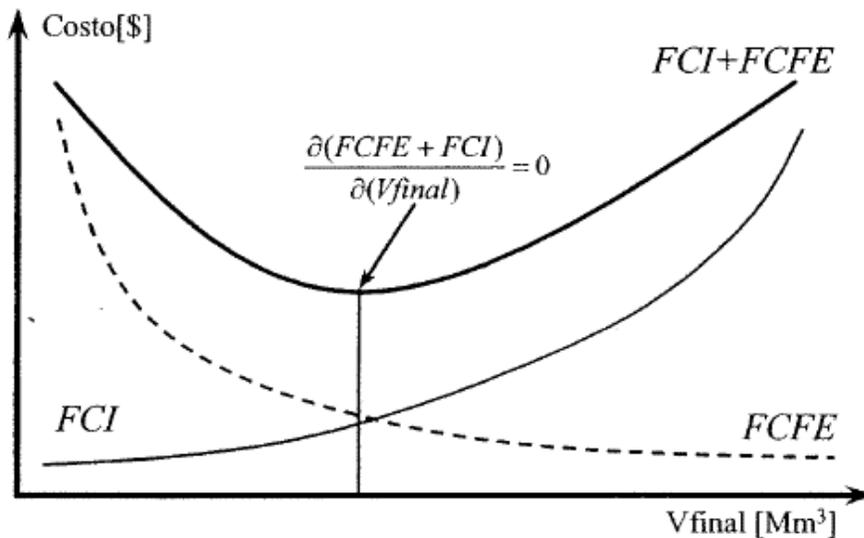


Figura 6: Funciones de Costos Inmediatos y Futuros [6, p. 436]

La principal complejidad del problema consiste en la obtención de la función de costos futuros, cuyas resoluciones originales se basaron en la *programación dinámica estocástica* con la cual se discretizaba el espacio de los volúmenes finales, sin embargo, debido a las dimensiones del problema, al aumentar el número de embalses la aplicación de este algoritmo se hacía inviable debido a los esfuerzos computacionales necesarios. Actualmente, se ha implementado la *programación dinámica dual estocástica* (PDDE) cuyo algoritmo iterativo se compone esencialmente de una fase de simulación (*forward*) y otra de optimización (*backward*). En esta última, bajo el supuesto que la FCF es convexa por partes, se construye la función mediante cortes de Benders con los cuales se procede a determinar el despacho de centrales en las fases de simulación. La estocasticidad de los afluentes en tanto es usualmente tratada desde dos perspectivas; softwares tales como PLP u OSE2000 utilizan el registro histórico de hidrologías para ambas fases del algoritmo, mientras que programas como SDDP incorporan modelos autoregresivos (AR) en la fase *backward* en los cuales las secuencias hidrológicas se construyen en base a valores pasados y correlaciones espaciales entre cuencas [28].

## 2.7. Procedimiento cálculo de participaciones CDEC-SIC

La metodología implementada por el CDEC-SIC para la obtención de peajes del sistema de transmisión troncal por parte de centrales y consumos se lleva a cabo mediante la utilización de los modelos PLP, desarrollado por la empresa Colbún S.A. y CalcPEF, desarrollado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.

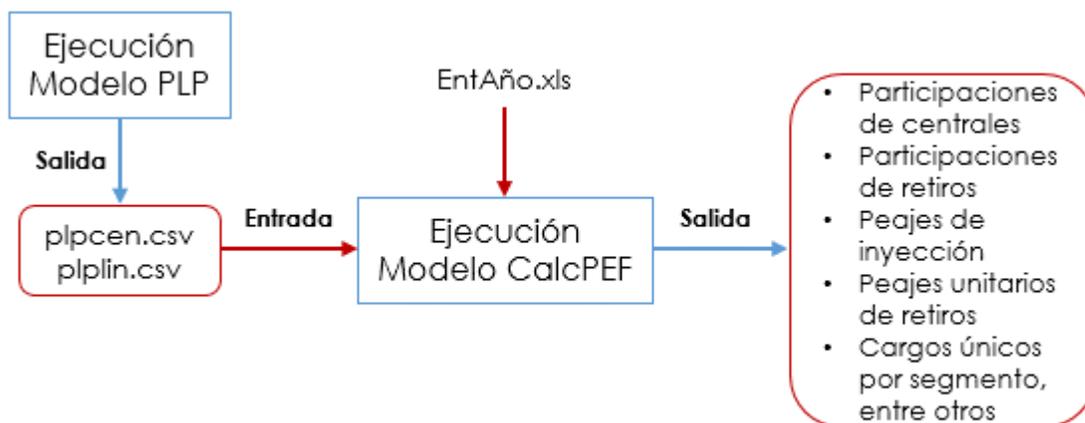


Figura 7: Procedimiento cálculo de peajes CDEC-SIC

Con el primero se resuelve la coordinación hidrotérmica con un horizonte de planificación de diez años, con la demanda agrupada en etapas semanales de seis bloques cada una para el año de estudio y mensuales para el resto y un sistema de transmisión simplificado, pero suficiente para evacuar la generación de las centrales del SIC, obteniendo de esta forma el despacho económico del parque generador y los flujos por las líneas de transmisión en los distintos escenarios hidrológicos para el período de estudio [29]. Posteriormente, mediante el ingreso de los archivos *plpcen.csv*, *plplin.csv* de PLP y la planilla *EntAño.xls* con la cual se especifican entre otras cosas la desagregación del consumo a nivel de distribución, propietarios de instalaciones, pertenencia de líneas al sistema de transmisión troncal y Área de Influencia Común, y sentido de éstas, se obtienen las participaciones de centrales y retiros y sus respectivos peajes, cargos únicos por segmento de carga y excepciones para MGNC.

Para la obtención de resultados, el modelo CalcPEF considera, [30]

- Modelación de flujos DC con aproximación de pérdidas.
- Desagregación del consumo hasta un nivel de tensión acorde a lo modelado en las bases de cálculo de las transferencias económicas de energía.
- Distribución de flujos mejorada para líneas de transmisión de tensión menor o igual a 110kV.
- Cálculo de participación esperada de centrales a partir de los factores GGDF.
- Cálculo de participación esperada de retiros a partir de los factores GLDF.

### 2.7.1. Cálculo de participaciones

El cálculo de participaciones de centrales y retiros se realiza a partir de un conjunto de escenarios los cuales quedan determinados por las condiciones hidrológicas y los bloques de demanda. De esta forma, en la primera fase de cálculo se tienen tantos GGDF por tramo (o GLDF) como bloques, hidrologías y barras posea el sistema modelado [30, p. 28].

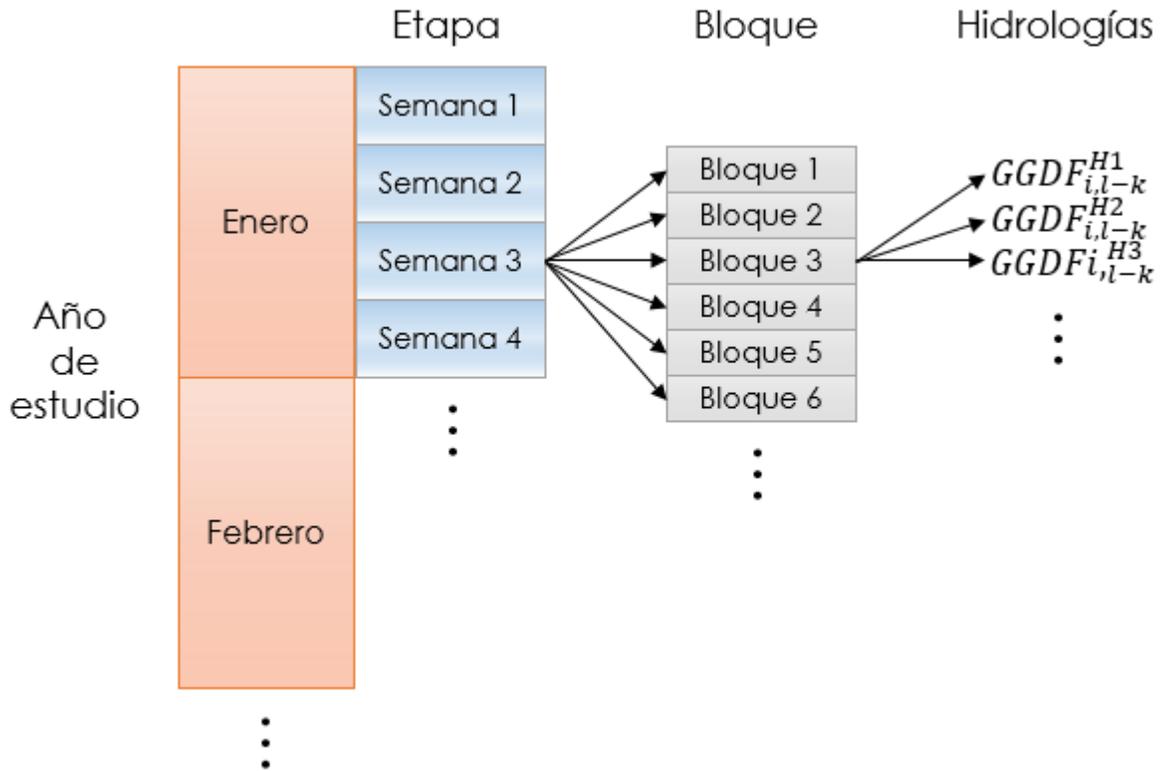


Figura 8: Árbol de factores GGDF

#### Participación esperada de centrales

a) Se calculan los factores GGDF en el escenario de operación "e" (combinación de bloques e hidrologías), para cada barra "i" (ya sea troncal -b- o de generación -c-) en cada tramo "l-k" según la siguiente expresión.

$$GGDF_{i,l-k}^e = A_{i,l-k}^e + D_{R,l-k}^e$$

$$A_{i,l-k}^e = \frac{X_{l,i} - X_{k,i}}{X_{l,k}}$$

$$D_{R,l-k}^e = \frac{F_{l-k}^e - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq R}}^{nbar} A_{i,l-k}^e * P g_i^e}{\sum_{i=1}^{nr} P g_i^e}$$

Donde,

$A_{i,l-k}^e$ : Factor de distribución de cambios en la inyección de potencia de la barra “i” en el tramo “l-k”.

$X_{l,i}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “l” y el nodo “i”.

$X_{k,i}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “k” y el nodo “i”.

$X_{l,k}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “l” y el nodo “k”.

$F_{l-k}^e$ : Flujo de potencia en el tramo “l-k” en el escenario “e”.

$D_{R,l-k}^e$ : Factor generalizado de distribución de generación de la barra de referencia del sistema en el tramo “l-k” en el escenario “e”.

$P g_i^e$ : Potencia media inyectada por la central “i” (en su barra) en el escenario “e”.

$R$ : Barra de referencia.

$nbar$ : Número total de barras del sistema modelado.

$nr$ : Número total de retiros.

b) Posteriormente, los factores calculados son ajustados de acuerdo al signo del factor y el sentido de flujo de la inyección, para lo cual las instalaciones troncales son clasificadas dentro de alguna de las siguientes zonas,

- Norte
- Área de Influencia Común
- Sur

De esta forma, el aporte al flujo de la línea “l-k” en la hidrología “h” de una inyección “g” en la etapa (bloque) “et” ubicado en la barra “b” queda definido, para cada una de las zonas, como,

Zona Norte:

$$f_g^{et,h} = \begin{cases} GGDF_{b,l-k}^{et,h} * G_{g,b}^{et,h} \\ 0 \end{cases}$$

si signo  $GGDF_{b,l-k}^{et,h}$  = signo (flujo línea l-k) y flujo se dirige al AIC y, barra de generación “b” pertenece a la zona Norte y, barra de generación “b” está ubicada al norte de la línea l-k.

en caso contrario.

Zona Sur:

$$f_g^{et,h} = \begin{cases} GGDF_{b,l-k}^{et,h} * G_{g,b}^{et,h} & \text{si signo } GGDF_{b,l-k}^{et,h} = \text{signo (flujo línea l-k) y} \\ & \text{flujo se dirige al AIC y, barra de generación} \\ & \text{"b" pertenece a la zona Sur y, barra de} \\ & \text{generación "b" está ubicada al sur de la} \\ & \text{línea l-k.} \\ 0 & \text{en caso contrario.} \end{cases}$$

AIC:

$$f_g^{et,h} = \begin{cases} GGDF_{b,l-k}^{et,h} * G_{g,b}^{et,h} & \text{si signo } GGDF_{b,l-k}^{et,h} = \text{signo (flujo línea l-k).} \\ 0 & \text{en caso contrario.} \end{cases}$$

Donde,

$GGDF_{b,l-k}^{et,h}$ : Factor generalizado de distribución de generación de la barra "b" sobre el tramo "l-k" en la hidrología "h" y etapa "et".

$G_{g,b}^{et,h}$ : Potencia inyectada por el generador "g", conectado en la barra "b", en la hidrología "h" y etapa "et".

c) Con el ajuste de factores precedente se calcula la participación del generador "g" en el tramo "l-k" en la hidrología "h" y etapa "et" según la expresión.

$$PET_{g,l-k}^{et,h} = \frac{|GGDF_{b,l-k}^{et,h} * G_{g,b}^{et,h}|}{\sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{nb} |GGDF_{j,l-k}^{et,h} * G_{i,j}^{et,h}|}$$

d) Luego se calcula la participación esperada por etapa como el promedio de la participación obtenida por hidrología para dicha etapa, como,

$$PET_{g,l-k}^{et} = \frac{1}{nh} \sum_{k=1}^{nh} PET_{g,l-k}^{et,h}$$

Donde,

$nh$ : Número de hidrologías.

e) Finalmente, tanto las participaciones mensuales como anuales de la inyección “g” por el tramo troncal “l-k” se calculan como un promedio de las participaciones esperadas por etapa, ponderadas por la energía de cada etapa, como,

$$PET_{g,l-k} = \frac{\sum_{et=1}^{ne} (PET_{g,l-k}^{et} * EIn^{et})}{\sum_{et=1}^{ne} EIn^{et}}$$

Donde,

$ne$ : Número de etapas del período.

$EIn^{et}$ : Energía inyectada en la etapa “et” del período.

### Participación esperada de retiros

El cálculo de participaciones esperadas de retiros es análogo al cálculo realizado para las centrales con algunas adecuaciones.

a) Se calculan los factores GLDF en el escenario de operación “e” (combinación de bloques e hidrologías), para cada barra “i” (ya sea troncal -b- o de retiro -c-) en cada tramo “l-k” según la siguiente expresión.

$$GLDF_{i,l-k}^e = -A_{i,l-k}^e + D_{R,l-k}^e$$
$$A_{i,l-k}^e = \frac{X_{l,i} - X_{k,i}}{X_{l,k}}$$
$$D_{R,l-k}^e = \frac{F_{l-k}^e + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq R}}^{nbar} A_{i,l-k}^e * PC_i^e}{\sum_{i=1}^{nr} PC_i^e}$$

Donde,

$A_{i,l-k}^e$ : Factor de distribución de cambios en el retiro de potencia de la barra “i” en el tramo “l-k”.

$X_{l,i}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “l” y el nodo “i”.

$X_{k,i}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “k” y el nodo “i”.

$X_{l,k}$ : Reactancia equivalente entre el nodo “l” y el nodo “k”.

$F_{l-k}^e$ : Flujo de potencia en el tramo “l-k” en el escenario “e”.

$D_{R,l-k}^e$ : Factor generalizado de distribución de consumo de la barra de referencia del sistema en el tramo “l-k” en el escenario “e”.

$Pc_i^e$ : Potencia media retirada por el consumo “i” (en su barra) en el escenario “e” basada en la previsión de demanda.

$R$ : Barra de referencia.

$nbar$ : Número total de barras del sistema modelado.

$nr$ : Número total de retiros.

b) Posteriormente, los factores calculados son ajustados de acuerdo al signo del factor y el sentido de flujo del retiro, para lo cual las instalaciones troncales son clasificadas dentro de alguna de las siguientes zonas,

- Norte
- Área de Influencia Común
- Sur

De esta forma, el aporte al flujo de la línea “l-k” en la hidrología “h” de un retiro “r” en la etapa (bloque) “et” ubicado en la barra “b” queda definido, para cada una de las zonas, como,

Zona Norte:

$$f_r^{et,h} = \begin{cases} GLDF_{b,l-k}^{et,h} * R_{r,b}^{et,h} \\ 0 \end{cases}$$

si signo  $GLDF_{b,l-k}^{et,h}$  = signo (flujo línea l-k) y flujo se aleja del AIC y, barra de consumo “b” pertenece a la zona Norte y, barra de consumo “b” está ubicada al norte de la línea l-k.

en caso contrario.

Zona Sur:

$$f_r^{et,h} = \begin{cases} GLDF_{b,l-k}^{et,h} * R_{r,b}^{et,h} \\ 0 \end{cases}$$

si signo  $GLDF_{b,l-k}^{et,h}$  = signo (flujo línea l-k) y flujo se aleja del AIC y, barra de consumo “b” pertenece a la zona Sur y, barra de consumo “b” está ubicada al sur de la línea l-k.

en caso contrario.

AIC:

$$f_r^{et,h} = \begin{cases} GLDF_{b,l-k}^{et,h} * R_{r,b}^{et,h} & \text{si signo } GLDF_{b,l-k}^{et,h} = \text{signo (flujo línea l-k).} \\ 0 & \text{en caso contrario.} \end{cases}$$

Donde,

$GLDF_{b,l-k}^{et,h}$ : Factor generalizado de distribución de consumo de la barra “b” sobre el tramo “l-k” en la hidrología “h” y etapa “et”.

$R_{r,b}^{et,h}$ : Potencia consumida por el retiro “r”, conectado en la barra “b”, en la hidrología “h” y etapa “et”.

c) Con el ajuste de factores precedente se calcula la participación del retiro “r” en el tramo “l-k” en la hidrología “h” y etapa “et” según la expresión.

$$PET_{r,l-k}^{et,h} = \frac{|GLDF_{b,l-k}^{et,h} * R_{r,b}^{et,h}|}{\sum_{i=1}^{nr} \sum_{j=1}^{nb} |GLDF_{j,l-k}^{et,h} * R_{i,j}^{et,h}|}$$

d) Luego se calcula la participación esperada por etapa como el promedio de la participación obtenida por hidrología para dicha etapa, como,

$$PET_{r,l-k}^{et} = \frac{1}{nh} \sum_{k=1}^{nh} PET_{r,l-k}^{et,h}$$

Donde,

$nh$ : Número de hidrologías.

e) Finalmente, tanto las participaciones mensuales como anuales del retiro “r” por el tramo troncal “l-k” se calculan como un promedio de las participaciones esperadas por etapa, ponderadas por la energía de cada etapa, como,

$$PET_{Rr,l-k} = \frac{\sum_{et=1}^{ne} (PET_{r,l-k}^{et} * En^{et})}{\sum_{et=1}^{ne} En^{et}}$$

Donde,

$ne$ : Número de etapas del período.

$En^{et}$ : Energía consumida en la etapa “et” del período.

### 2.7.2. Prorratas por sistema de transmisión troncal

De acuerdo a lo estipulado en la ley 19.940, el pago del peaje en los tramos pertenecientes al Área de Influencia Común le corresponde en un 80% a los generadores y en un 20% a los retiros, en tanto el peaje de las líneas fuera de ésta es pagado tanto por generadores y retiros de acuerdo a las condiciones de operación presentadas previamente.

De esta forma, las participaciones esperadas calculadas se ajustan de acuerdo a la pertenencia al AIC como,

*Prorratas de consumo*

$$Prorr_{Rr,l-k} = \begin{cases} \frac{0,2}{\sum_{j=1}^{nr} PET_{Rj,l-k}} * PET_{Rr,l-k} & \text{si la instalación troncal pertenece al AIC.} \\ \frac{1}{\sum_{j=1}^{nr} PET_{Rj,l-k}} * PET_{Rr,l-k} & \text{si la instalación troncal no pertenece al AIC.} \end{cases}$$

*Prorratas de generación*

$$Prorr_{Gg,l-k} = \begin{cases} \frac{0,8}{\sum_{j=1}^{ng} PET_{Gj,l-k}} * PET_{Gg,l-k} & \text{si la instalación troncal pertenece al AIC.} \\ \frac{1}{\sum_{j=1}^{ng} PET_{Gj,l-k}} * PET_{Gg,l-k} & \text{si la instalación troncal no pertenece al AIC.} \end{cases}$$

### 3. Propuesta metodológica

En la Figura 9 se presenta la metodología a utilizar en el desarrollo de la presente memoria, cuyas etapas se pasan a detallar a continuación.

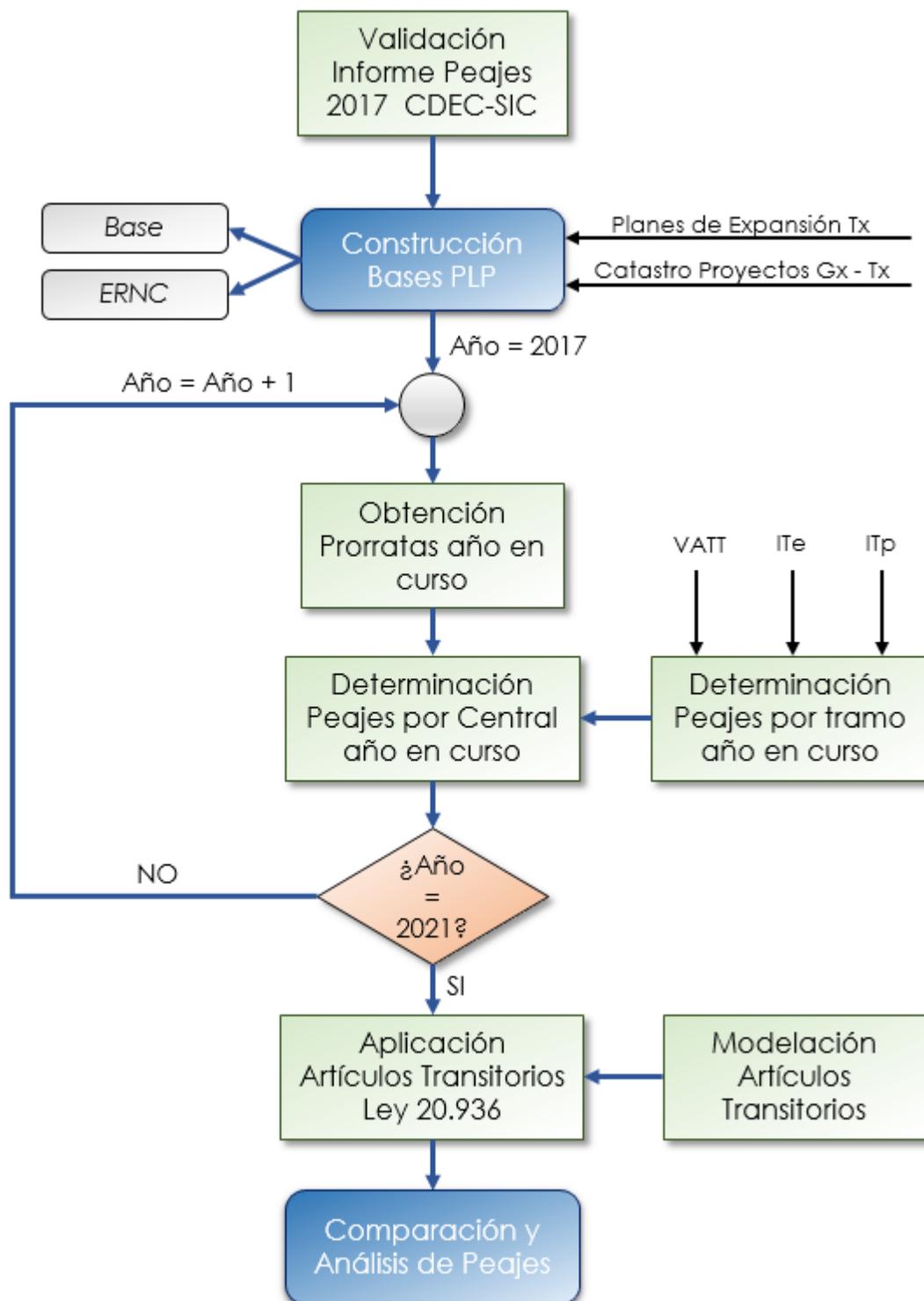


Figura 9: Metodología de trabajo

La metodología propuesta se compone esencialmente de tres etapas. Inicialmente se realiza una proyección de los peajes del sistema de transmisión troncal desde el año 2017 al año 2021 según lo estipulado en la ley 19.940 conformando el caso base (sin ley 20.936) del estudio. En una segunda etapa se interpretan los artículos transitorios para llevar a cabo su modelación y aplicación en la obtención de peajes constituyendo el caso alternativo (con ley 20.936). Finalmente se sensibiliza el cálculo de peajes ante un escenario de alta penetración ERNC. El detalle de las actividades es el siguiente,

#### ► **Validación Informe Peajes 2017 – CDEC-SIC**

La herramienta a utilizar en el desarrollo de esta memoria consiste en la versión 2.190mp del modelo PLP, la cual posee un módulo adicional de cálculo de prorratas por línea del sistema de transmisión. Por ello, en una primera instancia se realiza para el año 2017 una validación de los valores de prorratas obtenidos mediante el modelo PLP frente a los presentados en el informe “*Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal Año 2017*” del CDEC-SIC del 3 de junio de 2016, analizando la coherencia de éstos y justificando debidamente las diferencias encontradas.

#### ► **Construcción bases PLP**

Se prepara una base de simulación actualizada para el modelo PLP haciendo especial énfasis en los años de interés para el estudio. Para ello se consultan los *Planes de Expansión del Sistema Troncal* desde su versión 2010-2011 a 2015-2016, disponibles en la página web de la Comisión Nacional de Energía, así como el *Catastro de Nuevos Proyectos Informados al CDEC-SIC* al 05 de noviembre de 2016. Adicionalmente se consideran otras fuentes tales como los resultados de la *Licitación de Suministro Eléctrico* de agosto de 2016 y los antecedentes del informe “*Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal Año 2017*”. Los antecedentes de esta base se encuentran en el Capítulo 4. Se genera además una base idéntica a la anterior, pero con alta penetración ERNC cuyos detalles se presentan en la Sección 4.9.

#### ► **Obtención prorratas año en curso**

Para cada año y caso de estudio en curso se obtienen las prorratas mensuales de generación sobre los tramos del sistema de transmisión troncal. Como se mencionó previamente, para ello se utiliza un módulo de cálculo de prorratas presente en la versión 2.190mp de PLP, al cual se le introduce la pertenencia de las líneas al sistema troncal y AIC, así como la dirección de las líneas fuera de ella.

#### ► **Determinación peajes por tramo año en curso**

Mediante los valores anuales de transmisión por tramo disponibles en el *Decreto 23T* que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el VATT y sus fórmulas de indexación, y los ingresos tarifarios de energía y

potencia se calculan los peajes mensuales a pagar en el año en curso. El VATT total a recuperar, indexado a enero de 2017, se compone de,

$$V.A.T.T_{total} = V.A.T.T_{D23T} + V.A.T.T_{Lab.Ampl} + V.A.T.T_{Ampl} + V.A.T.T_{CER}$$

$V.A.T.T_{D23T}$  = VATT a remunerar según el Decreto 23T además de aquel asociado a nuevos tramos definidos en los decretos de derechos de explotación.

$V.A.T.T_{Lab.Ampl}$  = Anualidad de las labores de ampliación dispuestas en el Decreto 23T vigentes solamente hasta el 31 de diciembre de 2019.

$V.A.T.T_{Ampl}$  = VATT de las ampliaciones de los sistemas de transmisión troncal cuya valorización no se encuentra contenida en los VATT del Decreto 23T.

$V.A.T.T_{CER}$  = VATT de los CER presentes en las subestaciones Puerto Montt y Cardones de acuerdo a la asignación dispuesta en el Decreto 23T.

En cuanto a los ingresos tarifarios de energía, éstos son obtenidos directamente de la simulación en PLP, mientras que para los ingresos tarifarios de potencia se utilizan los valores por tramo presentes en el último informe de peajes por el sistema de transmisión troncal de los CDEC para todo el horizonte de estudio.

#### ► **Determinación peajes por central año en curso**

A través de las prorratas de las centrales y los valores de peajes por tramo se procede a calcular el pago de peajes por central y tramo correspondiente para cada mes del año en curso obteniendo los montos mensuales por empresa. Este proceso se ejecuta hasta el año 2021 almacenando los resultados de cada iteración.

#### ► **Modelación artículos transitorios**

Mediante el análisis de los artículos transitorios de la ley 20.936, se definen aquellos aspectos relevantes para la obtención de peajes y sus interpretaciones para efectos de esta memoria. El detalle de esta modelación se encuentra en la Sección 4.7.

#### ► **Aplicación artículos transitorios**

Con la modelación de los artículos transitorios se procede a su aplicación en la obtención de peajes, almacenando los nuevos resultados.

#### ► **Comparación y análisis de peajes**

Se analiza la proyección de peajes del caso base para las empresas de estudio examinando la evolución de éstos sin la entrada en vigencia de la ley 20.936. Posteriormente, se efectúan comparaciones en el tiempo de los peajes a pagar por estas empresas exhibiendo los principales efectos de la nueva ley desde el período en que se aplican sus artículos transitorios, así como los efectos del escenario con alta penetración ERNC.

### 3.1. Validación Informe Peajes 2017 - CDEC-SIC

Para realizar las comparaciones entre los resultados obtenidos se preparó una base en PLP con todos los antecedentes utilizados por el CDEC-SIC en el cálculo de peajes del año 2017. El módulo de prorratas a utilizar recoge el procedimiento de cálculo presentado en la Sección 2.7 y se ejecuta posteriormente a la rutina habitual del PLP, una vez que se tienen los despachos de centrales y flujos por las líneas del sistema de transmisión. Dado que sus cálculos se efectúan sobre una red simplificada, se pretende observar las diferencias con respecto a los resultados obtenidos por el CDEC-SIC mediante el uso del modelo CalcPEF. Para efectos de analizar una muestra representativa, se escogieron líneas de las tres zonas del sistema de transmisión troncal (Norte, AIC, Sur). Estas son,

- Los Vilos – Nogales 220kV
- Ancoa – Alto Jahuel 500kV
- Colbún – Candelaria 220kV
- Charrúa – Mulchén 220kV

Los gráficos expuestos a continuación muestran las prorratas de generación obtenidas por el modelo PLP y aquellas presentadas en el informe de peajes del CDEC-SIC para aquellas centrales que se encontraron dentro de las diez con mayor participación, en alguno de los meses de 2017. Además, en aquellas líneas que no pertenecen al AIC, se grafica en el eje secundario la prorrata total asignada al segmento de generación.

#### 3.1.1. Los Vilos – Nogales 220kV

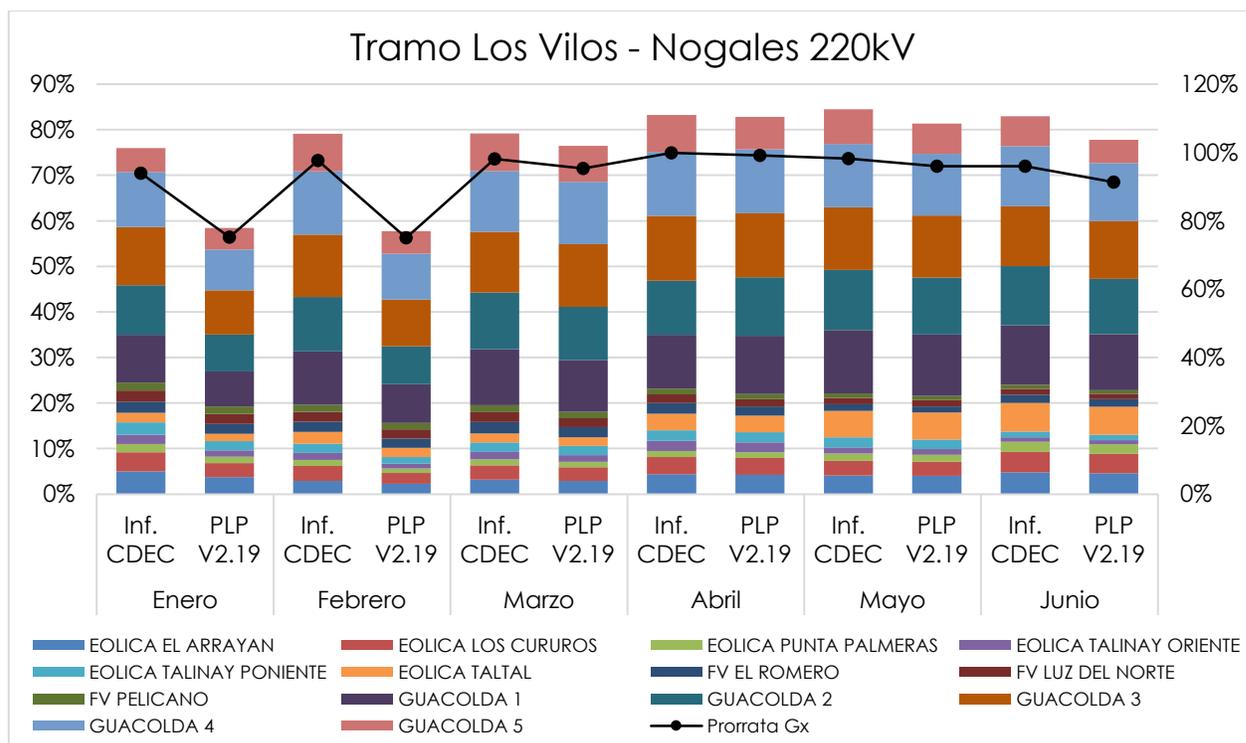


Gráfico 1: Prorratas de Gx, tramo Los Vilos – Nogales 220kV primer semestre

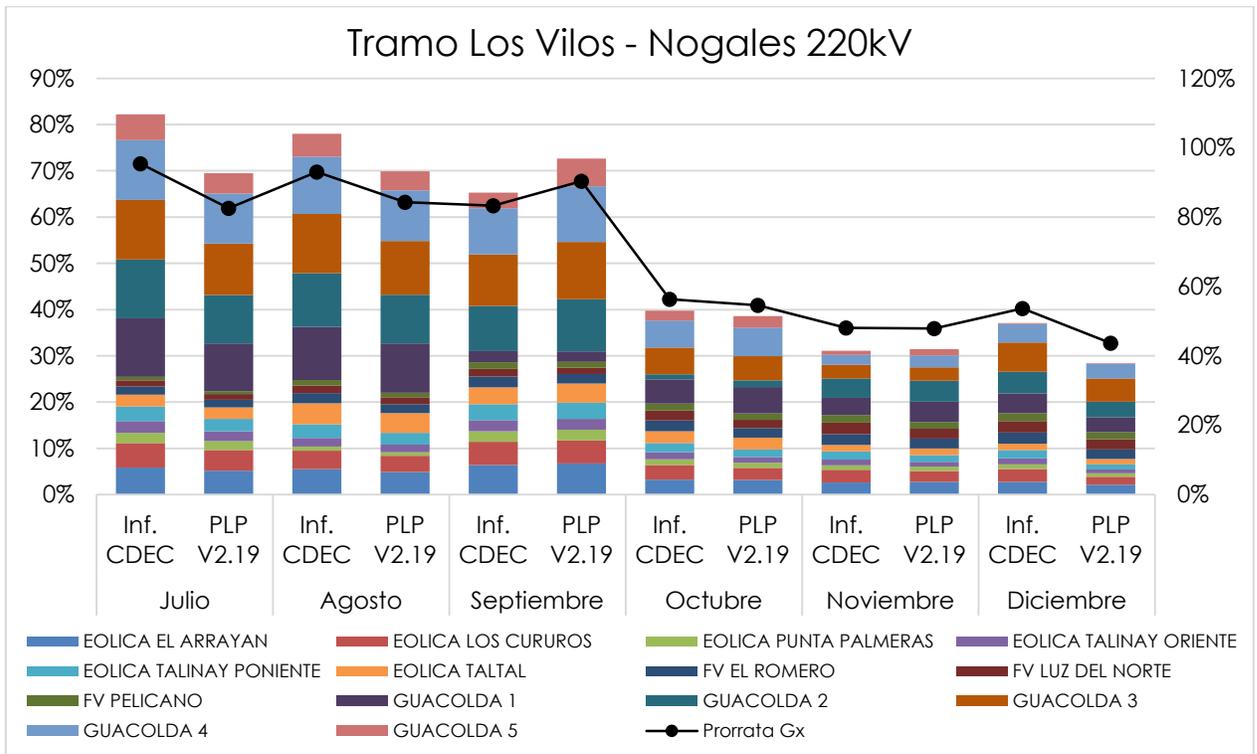


Gráfico 2: Prorratas de Gx, tramo Los Vilos – Nogales 220kV segundo semestre

### 3.1.2. Ancoa – Alto Jahuel 500kV

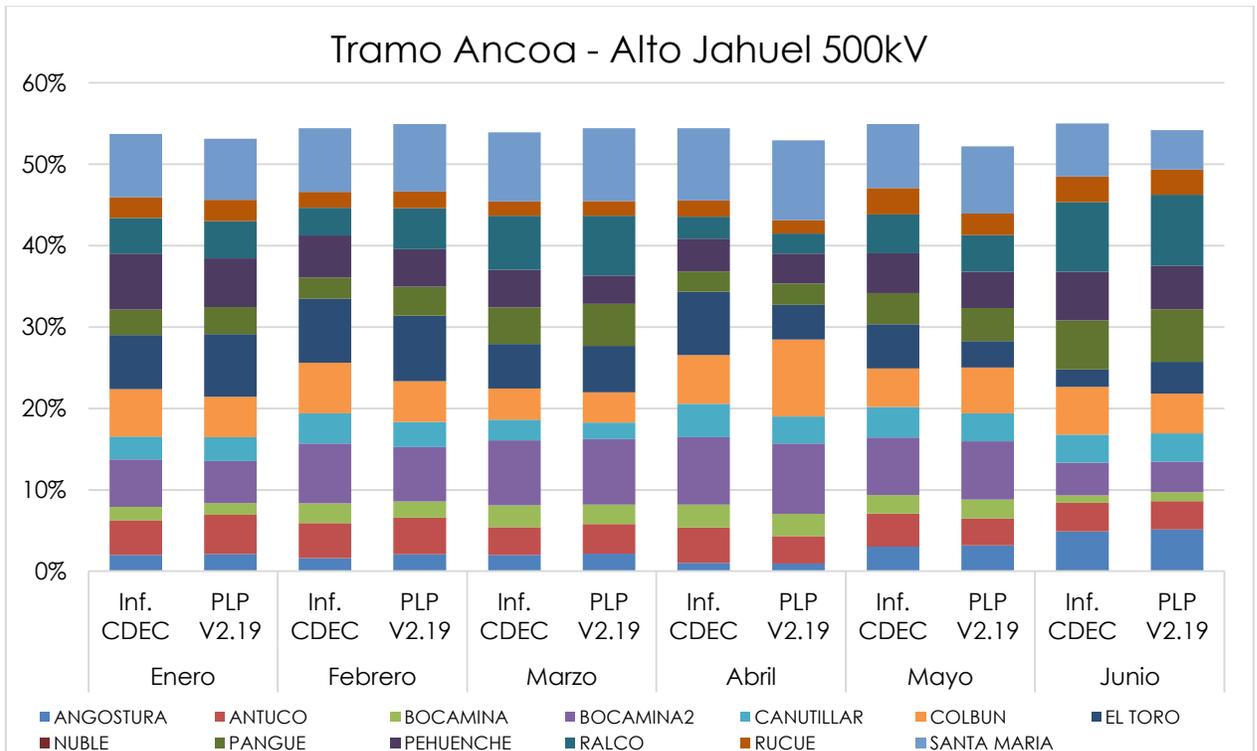


Gráfico 3: Prorratas de Gx, tramo Ancoa – Alto Jahuel 500kV primer semestre

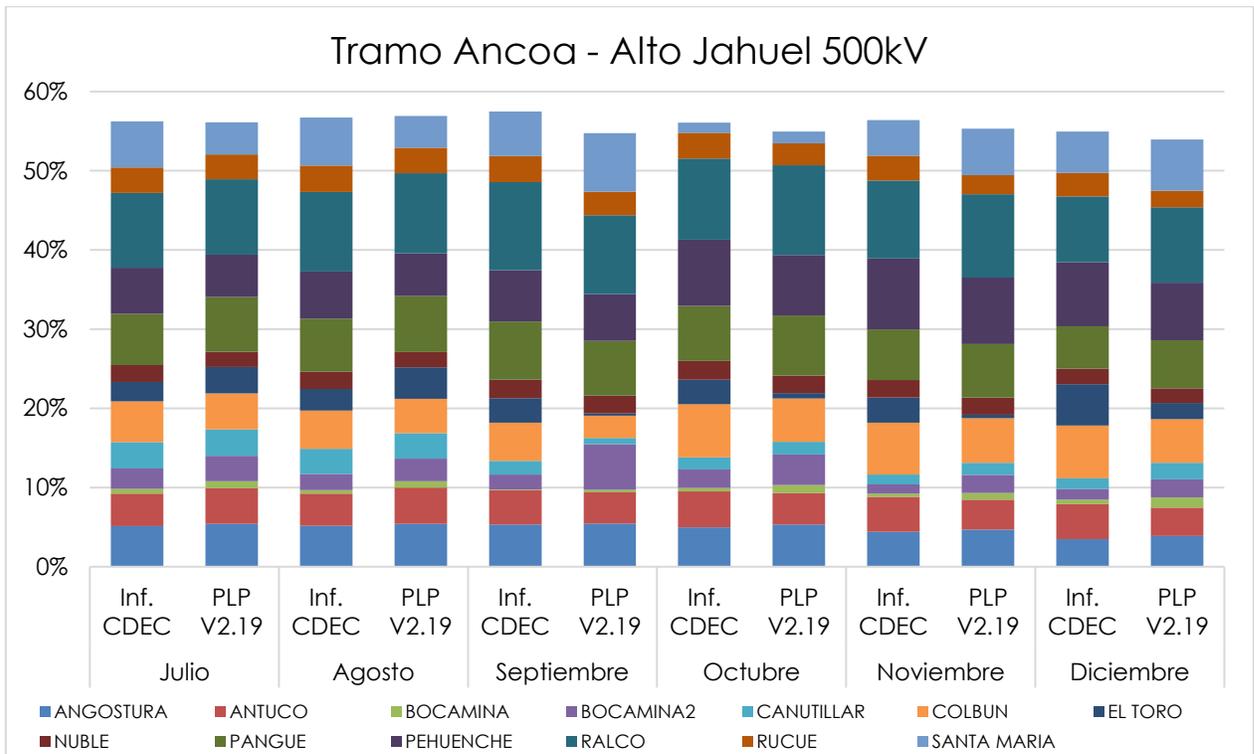


Gráfico 4: Prorratas de Gx, tramo Ancoa – Alto Jahuel 500kV segundo semestre

### 3.1.3. Colbún – Candelaria 220kV

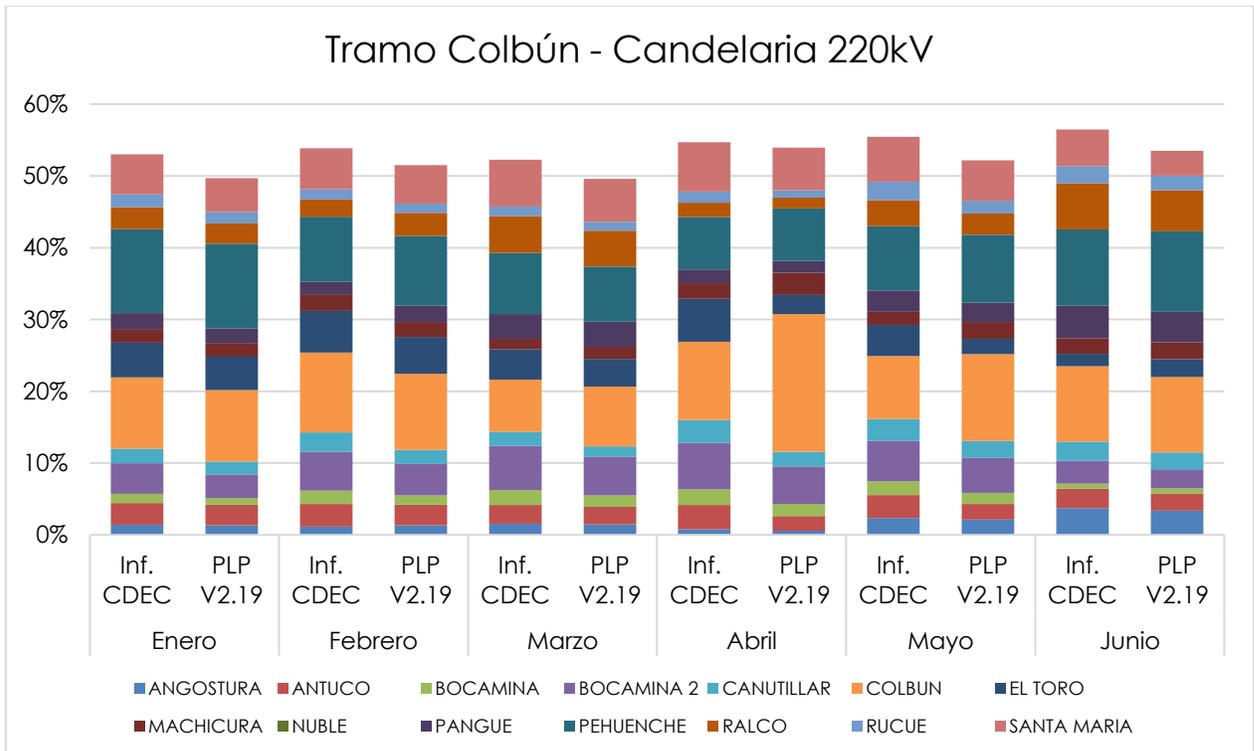


Gráfico 5: Prorratas de Gx, tramo Colbún – Candelaria 220kV primer semestre

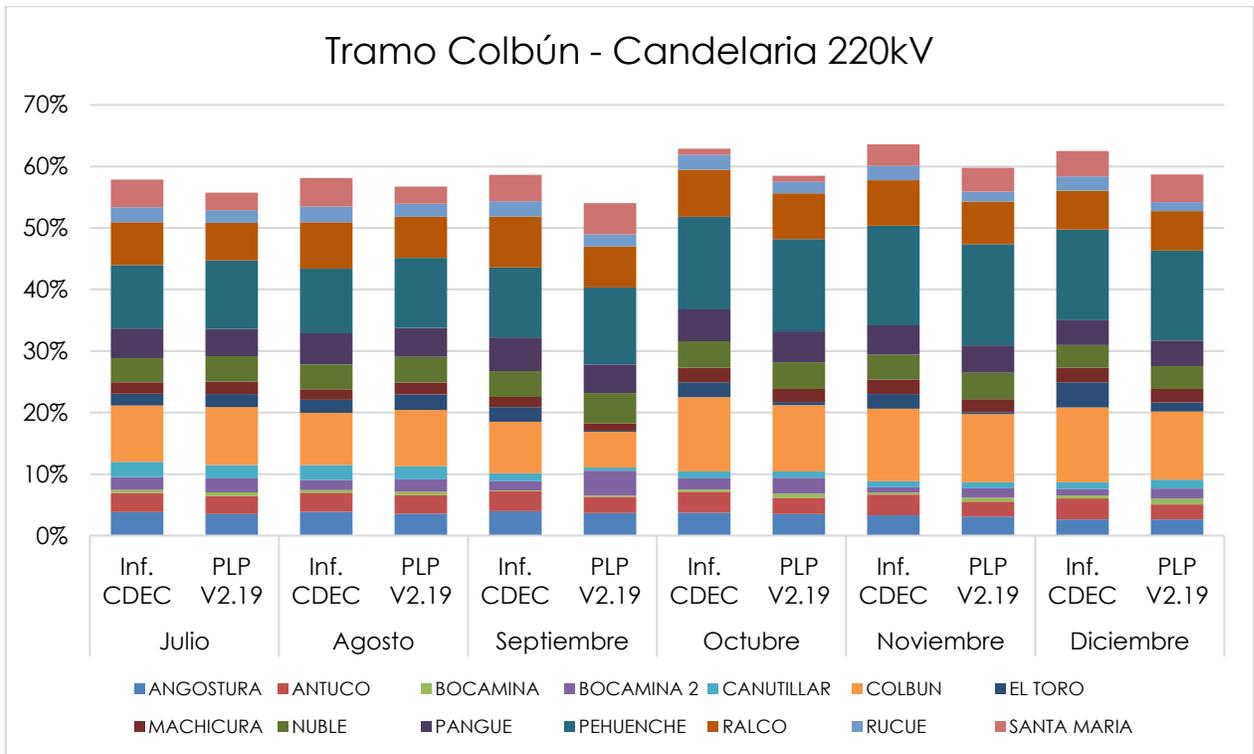


Gráfico 6: Prorratas de Gx, tramo Colbún – Candelaria 220kV segundo semestre

### 3.1.4. Charrúa – Mulchén 220kV

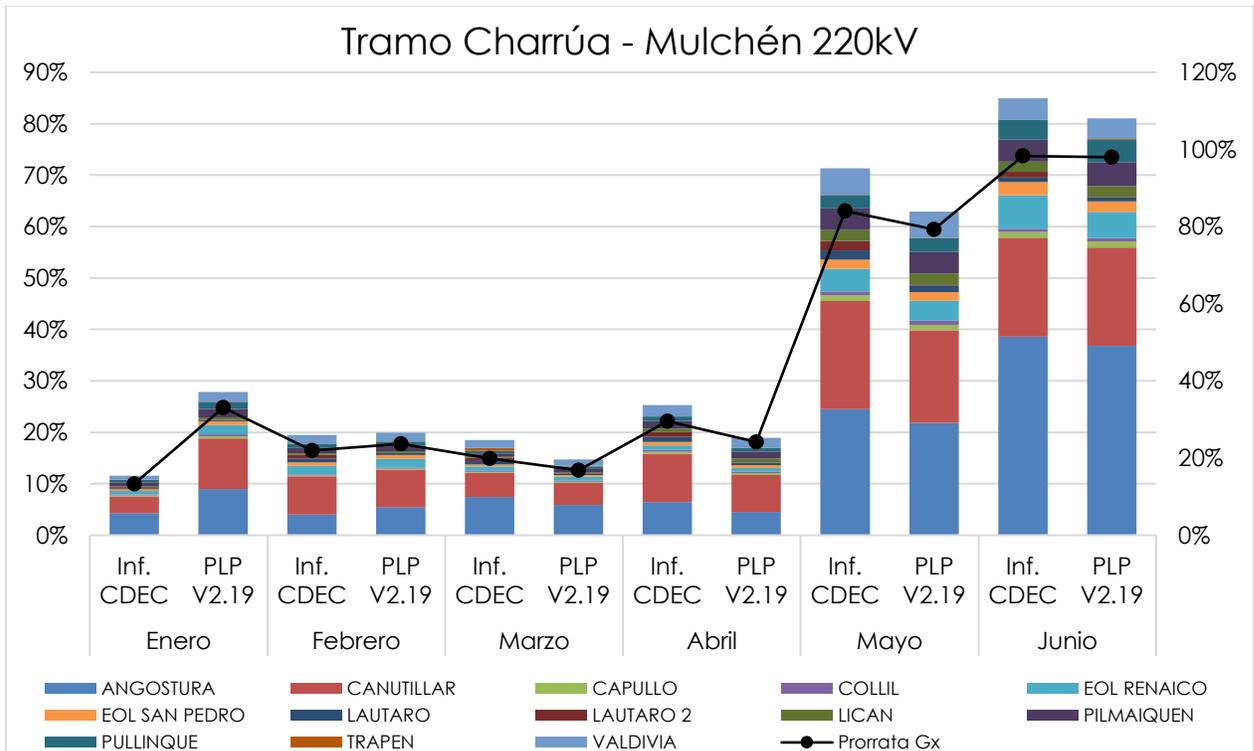


Gráfico 7: Prorratas de Gx, tramo Charrúa - Mulchén 220kV primer semestre

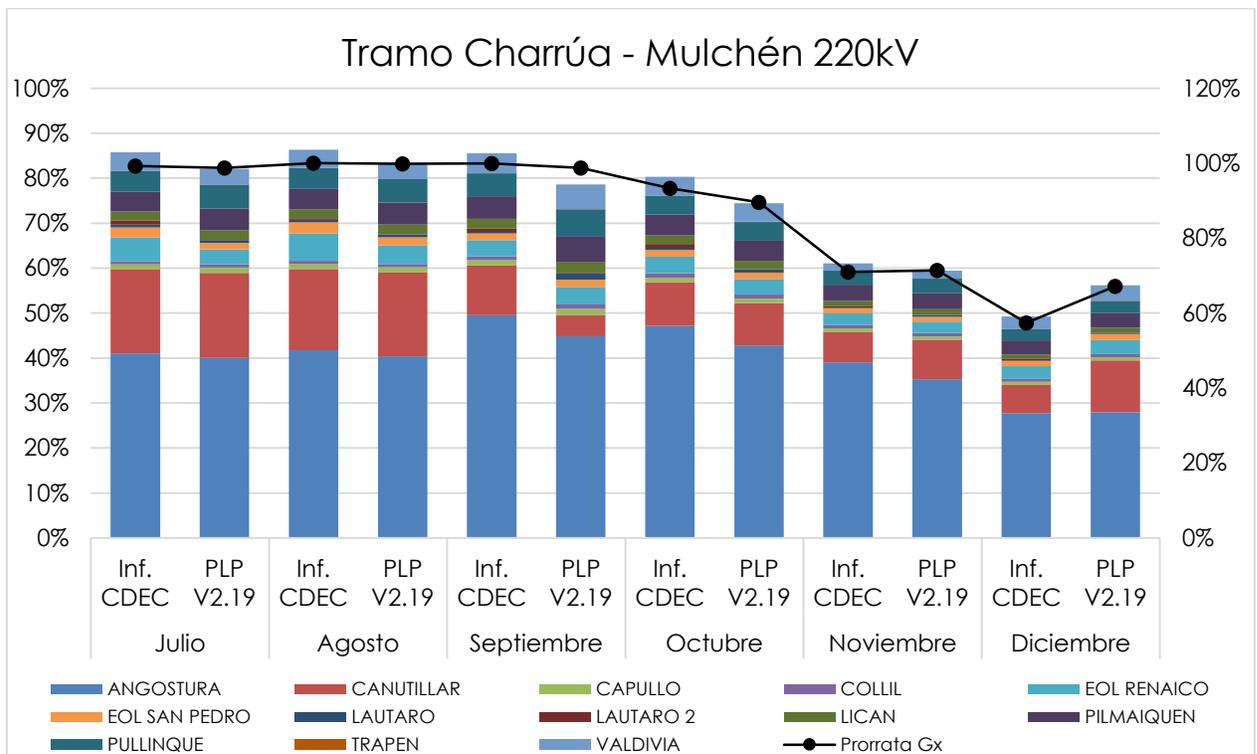


Gráfico 8: Prorratas de Gx, tramo Charrúa – Mulchén 220kV segundo semestre

### 3.1.5. Análisis

De acuerdo a lo informado por el CDEC-SIC, el despacho económico utilizado para el cálculo de peajes se obtiene mediante la versión 3.0 de PLP, la cual posee un tratamiento distinto de la configuración etapa-bloque del modelo. Mientras que en versiones anteriores de PLP los volúmenes de embalse eran traspasados entre bloques (que corresponden a segmentos de carga ordenados por curva de duración), la versión 3.0 traspasa volúmenes de embalse entre etapas, asimilando de mejor manera la cronología del período de estudio. Esto se traduce en que los despachos obtenidos por versiones distintas de PLP presenten diferencias en las generaciones de embalses y aquellas centrales que les compiten.

Respecto a los tramos pertenecientes al AIC; Ancoa – Alto Jahuel 500kV y Colbún – Candelaria 220kV, las prorratas obtenidas entre ambos modelos son muy similares, particularmente en la primera debido a la estabilidad del sentido de flujo de la línea (transportando potencia a la zona centro la mayor parte del tiempo). Diferencias menores se observan para las prorratas individuales de ciertos embalses, por ejemplo, para el caso de abril donde El Toro y Colbún presentan una prorrata de 7,77% y 5,96% en el Informe del CDEC-SIC, mientras que los valores obtenidos en PLP fueron de 4,23% y 9,46% respectivamente, dando cuenta aparentemente que la deficiencia de prorrata de la central El Toro es absorbida por la central Colbún. Dado que ambas centrales se encuentran al sur de esta línea, estas diferencias obedecerían meramente a su despacho. Para el caso de la línea Colbún – Candelaria 220kV, la conexión directa de la central Colbún a uno de

los extremos de la línea hace que los efectos de su despacho sean más evidentes en las prorratas obtenidas. A su vez, la central El Toro presentó prorratas levemente mayores en el Informe del CDEC para la mayoría de los meses del año ocasionando que la suma de las prorratas individuales de las centrales expuestas sea mayor que aquellas calculadas en PLP.

Respecto a las líneas de transmisión troncal fuera del AIC, éstas presentan diferencias más evidentes presumiblemente a causa del despacho económico. Por otro lado, la utilización del modelo CalcPEF por parte del CDEC-SIC a través de la desagregación del consumo y la red hasta niveles de distribución podría incidir directamente sobre el sentido de flujo de una línea para ciertos escenarios de operación modificando las participaciones de ciertas centrales. Por ejemplo, para el caso norte, no se encuentran modeladas líneas como Quillota – Choapa 110kV (que conecta con la subestación Los Vilos). Para el caso sur, el detalle de la red en 66kV en torno a la línea Charrúa – Mulchén 220kV podría generar algún efecto sobre las prorratas. Finalmente, la generación de bloques utilizados como input en el modelo PLP pudiese ser diferente entre la simulación del CDEC-SIC y la efectuada en Colbún.

Para el tramo Los Vilos – Nogales 220kV se observan resultados similares para los meses de marzo a junio y de octubre a noviembre. En los meses restantes, sin embargo, las diferencias observadas en la prorrata total de generación se encuentran totalmente correlacionadas con la menor utilización del complejo Guacolda verificada en los resultados de PLP. De esta forma, para los meses de enero y febrero que presentan mayor diferencia, el complejo Guacolda posee una prorrata de 12,26% y 17,37% mayor en el Informe del CDEC, situación que se replica en menor medida para los meses de junio, julio, agosto y diciembre. El único caso inverso lo presentó el mes de septiembre en que se obtuvo una diferencia de 7,25% mayor en PLP.

Finalmente, el tramo Charrúa – Mulchén 220kV posee una alta dependencia del despacho de la central Angostura, la cual inyecta en la subestación Mulchén. Se observa así que las diferencias se encuentran correlacionadas a las prorratas de esta central y de Canutillar, notando estos efectos en los meses de enero, septiembre y diciembre principalmente. El resto de los meses en tanto presenta valores similares.

En resumen, los resultados expuestos mostraron diferencias para algunos meses del año de estudio sobre todo en aquellas líneas que no pertenecen al AIC, atribuibles en mayor medida a los distintos despachos económicos obtenidos en ambas versiones de PLP. Sin embargo, descartando estos meses particulares, las diferencias de prorratas individuales no superan el 1%, con diferencias de prorrata total asignada a generación que no sobrepasan el 5%, por lo tanto, el módulo presente en la versión *2.19omp* reproduce de forma razonable el procedimiento de cálculo del CDEC-SIC, avalando su uso para una proyección de peajes de mediano plazo.

## 4. Antecedentes del sistema eléctrico simulado

A continuación, se presentan los aspectos más relevantes modelados en PLP para la obtención de los peajes por el sistema de transmisión troncal, las interpretaciones y modelación del Artículo Transitorio 25° de la Ley 20.936, las estructuras de las empresas estudiadas y los antecedentes del escenario ERNC considerado.

### 4.1. Demanda

La demanda utilizada, desagregada por sistema eléctrico y mes de cada año, es la que se presenta en la Tabla 2, la cual posee un ajuste respecto a las tasas de crecimiento utilizadas por la CNE en su Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril 2016 [31].

Año	Mes	SIC [GWh]	SING [GWh]	Total [GWh]	Año	Mes	SIC [GWh]	SING [GWh]	Total [GWh]
2017	Enero	4380,90	1581,17	5962,07	2020	Enero	4945,23	1768,88	6714,10
	Febrero	4021,26	1431,38	5452,63		Febrero	4486,52	1666,25	6152,77
	Marzo	4548,13	1576,95	6125,08		Marzo	4961,90	1754,74	6716,64
	Abril	4056,87	1529,83	5586,70		Abril	4614,84	1706,98	6321,82
	Mayo	4326,29	1601,20	5927,49		Mayo	4756,48	1780,87	6537,34
	Junio	4346,18	1543,15	5889,34		Junio	4791,88	1724,60	6516,48
	Julio	4468,68	1607,54	6076,23		Julio	4969,33	1780,22	6749,56
	Agosto	4392,77	1591,83	5984,60		Agosto	4894,44	1761,26	6655,70
	Septiembre	4059,18	1444,13	5503,31		Septiembre	4525,31	1728,23	6253,54
	Octubre	4224,01	1501,85	5725,87		Octubre	4800,58	1781,24	6581,82
	Noviembre	4175,31	1468,90	5644,21		Noviembre	4673,35	1746,36	6419,72
	Diciembre	4398,98	1522,08	5921,01		Diciembre	4942,30	1800,37	6742,66
2018	Enero	4539,85	1622,94	6162,79	2021	Enero	5104,54	1838,51	6943,05
	Febrero	4146,45	1469,20	5615,65		Febrero	4630,03	1711,16	6341,19
	Marzo	4531,74	1617,61	6149,34		Marzo	5196,60	1823,22	7019,82
	Abril	4240,78	1569,24	5810,02		Abril	4818,20	1773,93	6592,13
	Mayo	4411,96	1646,22	6058,17		Mayo	4973,52	1850,20	6823,72
	Junio	4424,87	1583,19	6008,06		Junio	5002,86	1791,78	6794,64
	Julio	4542,46	1649,67	6192,13		Julio	5172,45	1849,23	7021,68
	Agosto	4535,70	1632,00	6167,70		Agosto	5127,66	1829,51	6957,17
	Septiembre	4110,41	1584,55	5694,96		Septiembre	4718,72	1795,69	6514,41
	Octubre	4484,21	1647,16	6131,36		Octubre	4987,14	1851,11	6838,25
	Noviembre	4320,28	1610,03	5930,31		Noviembre	4873,26	1815,27	6688,53
	Diciembre	4561,01	1668,20	6229,21		Diciembre	5164,21	1870,40	7034,61
2019	Enero	4735,49	1690,64	6426,13	2022	Enero	5318,70	1914,45	7233,15
	Febrero	4324,45	1530,27	5854,72		Febrero	4824,34	1782,15	6606,49
	Marzo	4742,07	1684,16	6426,23		Marzo	5414,76	1898,15	7312,91
	Abril	4418,26	1633,01	6051,26		Abril	5020,18	1846,86	6867,03
	Mayo	4605,90	1715,33	6321,23		Mayo	5181,97	1926,72	7108,69
	Junio	4587,40	1648,32	6235,72		Junio	5212,83	1865,56	7078,39
	Julio	4773,64	1718,22	6491,86		Julio	5389,59	1925,38	7314,97
	Agosto	4714,63	1698,97	6413,59		Agosto	5342,82	1904,56	7247,38
	Septiembre	4295,42	1650,44	5945,85		Septiembre	4916,35	1869,95	6786,30
	Octubre	4626,41	1715,62	6342,04		Octubre	5196,19	1927,51	7123,69
	Noviembre	4483,43	1676,83	6160,26		Noviembre	5077,61	1890,48	6968,10
	Diciembre	4748,60	1738,20	6486,80		Diciembre	5380,96	1948,23	7329,19

Tabla 2: Demanda mensual por sistema eléctrico durante el período de estudio

## 4.2. Etapas y bloques

La configuración de etapas y bloques para el cálculo de peajes es aquella acorde con la utilizada por el CDEC-SIC en su procedimiento expuesto en secciones previas. Esta consiste en un mes compuesto por 4 etapas semanales, las cuales se subdividen en 6 bloques de carga; 2 de tipo día y 4 tipo noche. Para aquellos meses fuera del período de cálculo de peajes se utilizó una configuración de etapas mensuales compuestas por dos bloques de carga; 1 de tipo día y otro de tipo noche.

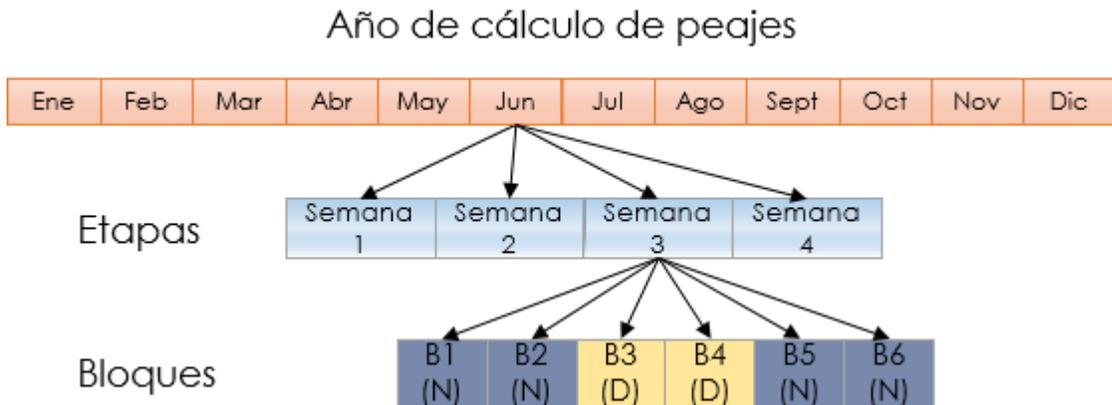


Figura 10: Configuración de etapas y bloques para años de cálculo de peajes

## 4.3. Sistema de transmisión troncal

El sistema troncal SING y SIC a remunerar se encuentra definido en el Decreto 23T [32], el cual además delimita el AIC y presenta los valores anuales de transmisión por tramo con sus respectivas indexaciones. Estos sistemas se presentan en las Figuras 11 y 12.

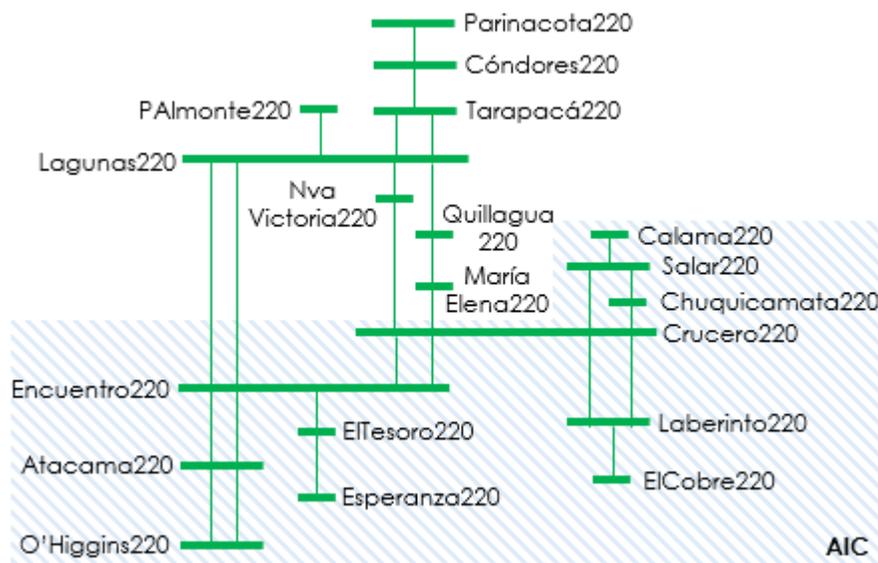


Figura 11: Sistema de Transmisión Troncal SING

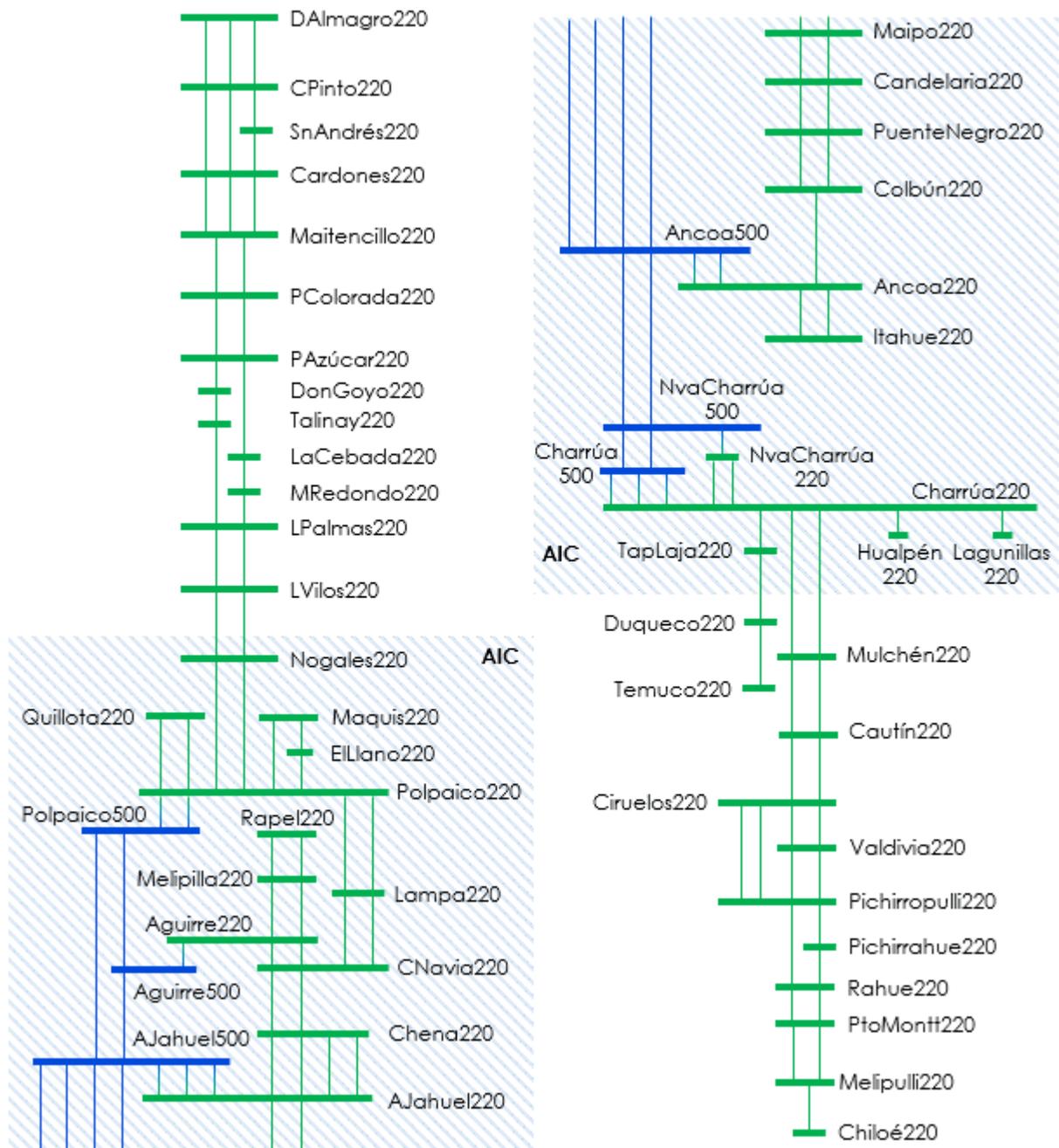


Figura 12: Sistema de Transmisión Troncal SIC

La valorización del sistema de transmisión existente queda determinada a través de las componentes de AVI y COMA definidas en los decretos tarifarios publicados cuatrienalmente. A raíz de esto, las nuevas líneas u obras de ampliación no contenidas en el decreto, son valorizadas y asignadas a los tramos que corresponde, a medida que éstas entran en operación. Para efectos de las ampliaciones del sistema de transmisión troncal que entran en operación durante el período de estudio, se consideró que no se encontraban valorizadas en el Decreto 23T todas aquellas cuya ejecución se ordenó desde el Decreto 310 (Plan de Expansión 2012 – 2013) en adelante. El conjunto de obras decretadas en los planes de expansión, así como los VATT de los tramos existentes y

futuros del sistema de transmisión nacional se presentan en la Sección A y B de Anexos respectivamente.

### 4.3.1. Interconexión SIC-SING

La interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING, de acuerdo a los establecido en el Decreto 23T, se llevará a cabo a través de la línea de 500 kV de la empresa TEN, que une las subestaciones Cardones en el SIC con Los Changos en el SING, cuyo propósito inicial consistía en conectar la unidad 3 de la Central Termoeléctrica Mejillones al SIC. Además, en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2014 – 2015, se decreta la construcción de un conjunto de obras con el propósito de reforzar el enlace, las cuales entrarán en operación entre los años 2018 y 2021. Las obras de interconexión SIC – SING con sus respectivas fechas de entrada en operación se presentan en la Tabla 3 mientras que el sistema unilineal del proyecto se presenta en la Figura 13.

Obra de Transmisión	Fecha de entrada en operación
2x220 kV Los Changos – Cumbres	ene-18
2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones	ene-18
2x750 MVA Bancos de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Los Changos	ene-18
2x220 kV Los Changos – Kapatur	jul-18
1x750 MVA Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Los Changos	oct-20
2x750 MVA Bancos de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20
2x500 kV Los Changos – Nueva Crucero Encuentro	oct-20

Tabla 3: Obras de Interconexión SIC-SING

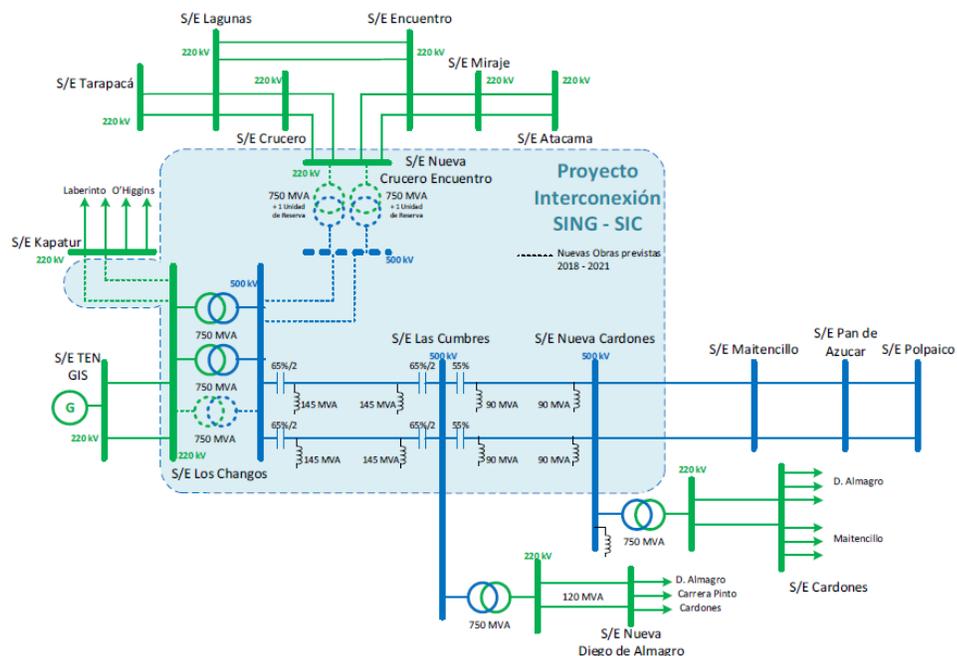


Figura 13: Proyecto de Interconexión SIC-SING [33]

El Decreto 23T especifica que los sistemas se considerarán efectivamente interconectados con la entrada en operación de la línea **2x220 Los Changos – Kapatur**, tras lo cual el Área de Influencia Común se redefine conformando el sistema de transmisión nacional expuesto en la Figura 14.

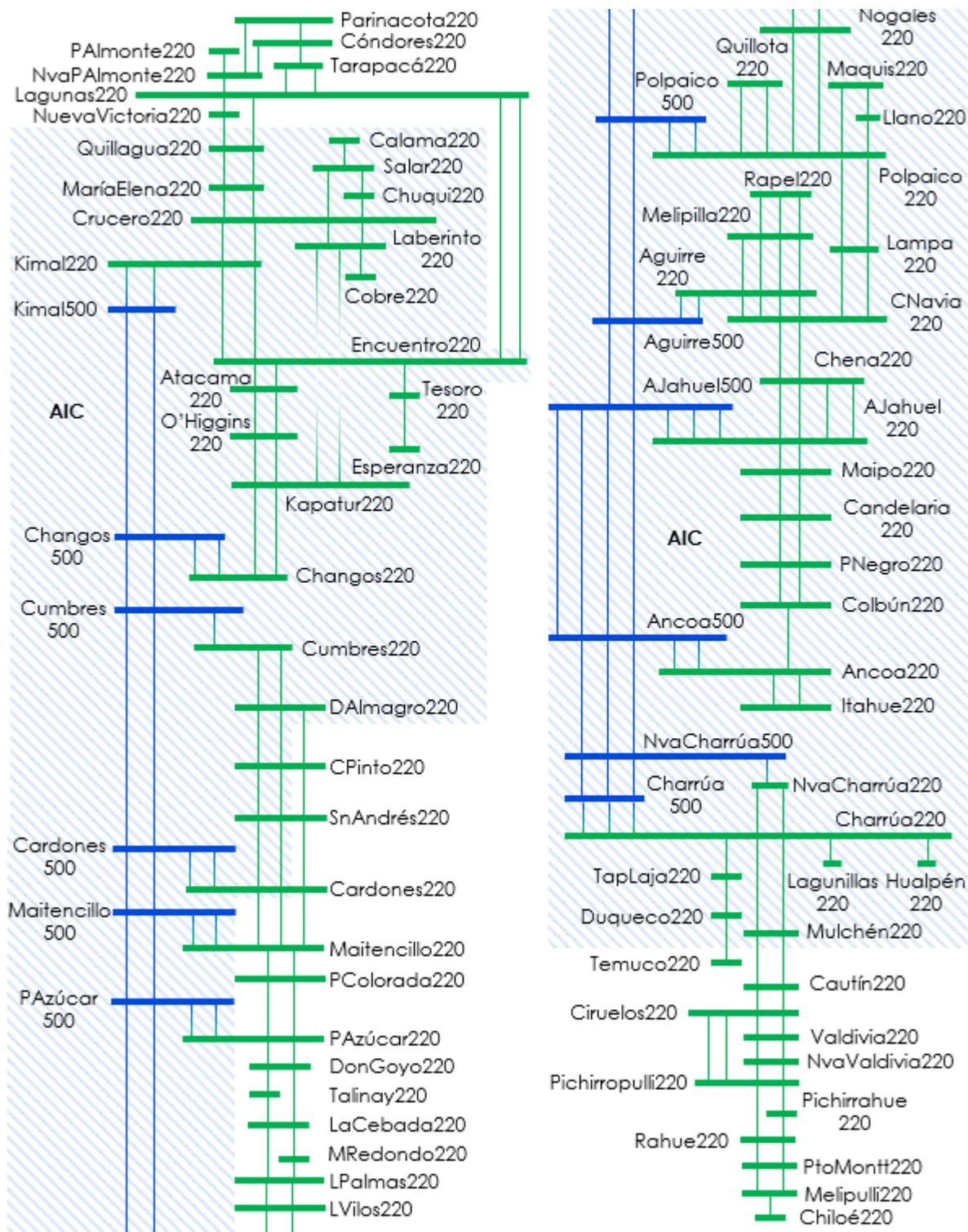


Figura 14: Sistema de Transmisión Nacional SIN

## 4.4. Disponibilidad de Gas

La disponibilidad de gas natural utilizada para todo el horizonte de estudio es la que se presenta en la Tabla 4.

Mes \ Central	San Isidro	Nehuenco 1	Nehuenco 2	CTM-3	Campesino	Tocopilla	Kelar
ene-17 > abr-17	100%	100%	100%	0%	0%	100%	100%
may-17 > jun-17	100%	0%	100%	0%	0%	100%	100%
jul-17 > dic-17	100%	0%	0%	0%	0%	100%	100%
ene-18 > abr-18	100%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
may-18 > dic-18	100%	0%	0%	100%	0%	100%	100%
ene-19 > abr-19	100%	0%	100%	100%	0%	100%	100%
may-19 > jun-19	100%	0%	0%	100%	0%	100%	100%
jul-19 > dic-19	100%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
ene-20 > abr-20	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
may-20 > dic-20	100%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
ene-21 > abr-21	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
may-21 > dic-21	100%	0%	0%	100%	100%	100%	100%

Tabla 4: Disponibilidad de Gas Natural

Con respecto a las centrales del SIC, para el caso de la central San Isidro, se considera una disponibilidad total de gas natural para ambas unidades mientras que para las unidades de la central Neuenco, se consideran los contratos celebrados a la fecha hasta el año 2019. Ante la ausencia de contratos celebrados para el año 2020 y 2021, se considera como supuesto la misma disponibilidad de gas natural del año 2018. La unidad CTM-3 de Engie es considerada con disponibilidad total de gas con su respectivo costo variable desde que comienza a inyectar en el SIC. Adicionalmente, para la central Campesino se considera una disponibilidad total de gas natural desde su entrada en operación estimada en julio de 2019, bajo la modalidad *take or pay*. Las centrales consideradas sin disponibilidad de gas son las unidades de Nueva Renca, Quintero, Candelaria y Taltal. En cuanto a las centrales del SING, no se considera disponibilidad de gas natural para las unidades de Gas Atacama, mientras que para las unidades de la central Termoeléctrica Tocopilla y Kelar, se considera una disponibilidad total a costo variable de gas.

## 4.5. Parque generador y centrales futuras

El parque generador existente con sus respectivos costos variables se presenta en la Sección C de los Anexos. Las centrales que entran en operación durante el período de estudio en tanto, se presentan en la Tabla 5. Éstas consisten en aquellas centrales convencionales y ERNC declaradas en construcción informadas en los respectivos decretos emitidos por la CNE, así como también aquellas centrales con PPA adjudicado de acuerdo a los dos últimos procesos de licitación de regulados con entrada principalmente desde diciembre de 2020.

Central	Tecnología	Sistema	Potencia [MW]	Fecha de entrada en operación
Cerro Pabellón	Geotérmica	SING	48	dic-16
La Mina	Hidráulica	SIC	34	ene-17
Río Colorado	Hidráulica	SIC	15	ene-17
San Juan	Eólica	SIC	185	ene-17
Valleland	FV	SIC	67	ene-17
Boco	FV	SIC	3	ene-17
Bolero	FV	SING	146	feb-17
Calama Solar I	FV	SING	9	feb-17
Quilagua I	FV	SING	23	mar-17
PV Cerro Dominador	FV	SING	100	abr-17
Doña Carmen	FV	SIC	40	abr-17
Malgarida	FV	SIC	28	abr-17
Pelícano	FV	SIC	100	abr-17
Cabo Leones I	Eólica	SIC	116	abr-17
Doña Carmen	GNL – Diésel	SIC	43	may-17
Pular	FV	SING	29	jun-17
Paruma	FV	SING	21	jun-17
Lascar I	FV	SING	30	jun-17
Lascar II	FV	SING	35	jun-17
Cerro Dominador	Termosolar	SING	110	jun-17
Ancoa	Hidráulica	SIC	27	jul-17
Divisadero	FV	SIC	65	ago-17
Arica Solar I	FV	SING	18	sep-17
Arica Solar II	FV	SING	22	sep-17
Huatacondo	FV	SING	98	sep-17
Usya	FV	SING	25	oct-17
Quilagua II	FV	SING	27	oct-17
Santiago Solar	FV	SIC	98	oct-17
Aconcagua	GNL	SIC	77	dic-17
Sarco	Eólica	SIC	170	dic-17
Aurora	Eólica	SIC	130	dic-17
CTM-3 SIC	GNL	SIC	243	ene-18
Guanaco Solar	FV	SIC	50	ene-18
Las Nieves	Hidráulica	SIC	6	feb-18
IEM	Carbón	SING	356	feb-18
Quilagua III	FV	SING	50	jun-18
Valle Solar	FV	SIN	74	ago-18
Los Cóndores	Hidráulica	SIN	150	ene-19
Ñuble	Hidráulica	SIN	136	jul-19
Campesino	GNL	SIN	640	jul-19
Las Lajas	Hidráulica	SIN	267	dic-19
Alfalfal II	Hidráulica	SIN	264	may-20
San Pedro	Hidráulica	SIN	170	oct-20
Malleco	Eólica	SIN	211	dic-20
Negrete	Eólica	SIN	36	dic-20
Cabo Leones II	Eólica	SIN	308	dic-20
Cabo Leones III	Eólica	SIN	47	dic-20
La Esperanza	Eólica	SIN	189	dic-20
Tchamma	Eólica	SIN	158	dic-20
Cerro Tigre	Eólica	SIN	166	dic-20
Camán	Eólica	SIN	229	dic-20
Ckani	Eólica	SIN	134	dic-20
Lomas de Duqueco	Eólica	SIN	33	dic-20
Coihue	Eólica	SIN	229	dic-20
OPDE	FV	SIN	12	dic-20
Pampa Camarones	FV	SIN	300	dic-21
Puelche Sur	Eólica	SIN	103	dic-21
Sol de Vallénar	FV	SIN	250	dic-21

Tabla 5: Centrales Futuras

## 4.6. Modelación centrales ERNC

La modelación de centrales fotovoltaicas en PLP se lleva a cabo mediante perfiles anuales de generación en conjunto con el procedimiento día noche. Con los primeros se modelan las generaciones máximas de las centrales para los distintos meses del año de acuerdo al perfil normalizado presentado en el Gráfico 9, mientras que con el procedimiento día noche, se modela la indisponibilidad de este tipo de centrales en aquellas horas sin presencia de sol. Esta configuración de bloques día noche se presentó en la Sección 4.2.

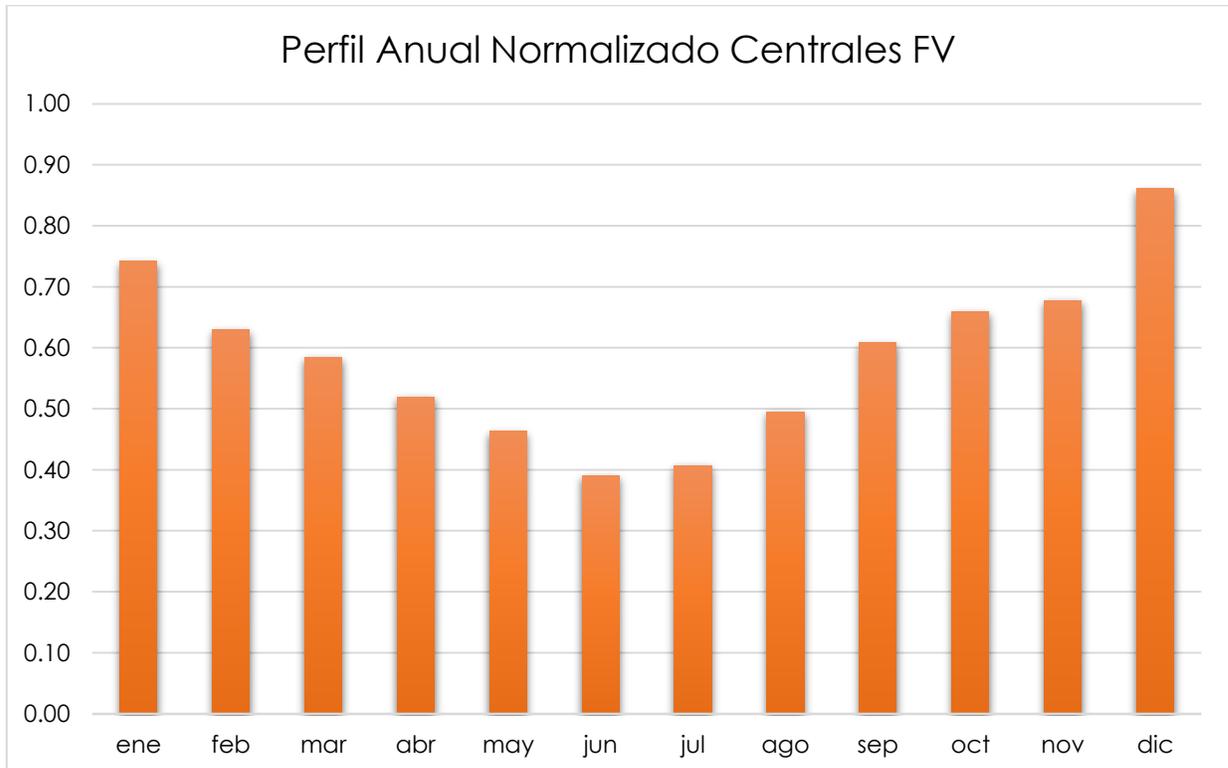


Gráfico 9: Perfil Anual Centrales FV

Para el caso de las centrales eólicas, se utilizaron los perfiles mensuales estadísticos empleados por el CDEC-SIC en su Informe de Cálculo de Peajes 2017. Estos perfiles se pueden encontrar en la Sección D de Anexos.

## 4.7. Artículo transitorio 25° – Ley 20.936

El artículo transitorio 25° establece las reglas del régimen de peajes de la transmisión nacional hasta el 2034, año a partir del cual la transmisión será pagada íntegramente por la demanda de acuerdo al modelo de estampillado. Las disposiciones de este artículo y sus interpretaciones para efectos de esta memoria son las siguientes.

Disposiciones	Interpretaciones
<p><i>“El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión nacional, se regirá, en lo pertinente, por las siguientes reglas desde la entrada en vigencia de la presente ley hasta el 31 de diciembre de 2034:</i></p>	
<p><i>A. Las instalaciones del sistema de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING, serán íntegramente pagadas por los clientes finales, a través del cargo único a que se refiere el artículo 115° de esta ley.</i></p>	<p>► Instalaciones del sistema de transmisión nacional con entrada en operación posterior al 31 de diciembre de 2018 e instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING no serán pagadas en ninguna proporción por los generadores.</p>
<p><i>B. En el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2018, las normas que esta ley deroga en relación al régimen de recaudación, pago y remuneración se aplicarán íntegramente.</i></p>	<p>► El cálculo de peajes para el año 2017 y 2018 se llevará a cabo mediante las reglas dispuestas en la ley 19.940.</p>
<p><i>C. Las inyecciones provenientes de centrales generadoras a partir del 1 de enero de 2019 se regirán por las reglas permanentes contenidas en la presente ley, eximiéndose del pago de peajes de transmisión, salvo las inyecciones que se señalan en los literales siguientes.</i></p>	<p>► Centrales generadoras con entrada en operación a partir del 1 de enero de 2019 y contratos celebrados posteriormente a la entrada en vigencia de esta ley se eximen del pago de peajes de transmisión.</p>
<p><i>D. Durante el período que medie entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, a los pagos por el sistema de transmisión nacional por parte de las empresas generadoras por sus inyecciones y retiros asociados a contratos de suministro para clientes libres o regulados, celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal que esta ley deroga, con las siguientes adecuaciones:</i></p>	<p>► Aquellas empresas con contratos celebrados previamente a la entrada en vigencia de la ley 20.936 les corresponde el pago de peajes de transmisión según las adecuaciones posteriores.</p>
<p><i>i. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.</i></p>	
<p><i>ii. Por su parte, los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados del V.A.T.T. respectivo, estableciendo de este modo el peaje mensual equivalente a cobrar sobre cada uno de los tramos del sistema.</i></p>	<p>► Eliminación de ingresos tarifarios estimados de acuerdo a sus valores esperados. El peaje mensual se establece como la diferencia entre el VATT y los ingresos tarifarios reales.</p>
<p><i>iii. Los pagos de peajes se mantendrán en base al cálculo de participaciones esperadas, con los ajustes que señala este artículo. Dicho cálculo para cada año del período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de</i></p>	<p>► Utilización de metodología de cálculo de participaciones esperadas más ajustes señalados a continuación.</p>

diciembre de 2034, se efectuará anualmente por el Coordinador para todas las inyecciones y todos los retiros, aplicándose dichas prorratas sobre el V.A.T.T. de cada tramo, descontando en su pago equivalente mensual el ingreso tarifario real mensual según corresponda.

iv. El Coordinador deberá enviar a la Comisión, antes del 30 de noviembre de cada año, a partir de 2018, las prorratas mensuales sobre uso esperado asignables a inyecciones y retiros.

v. Para la determinación del peaje mensual, con independencia de las liquidaciones asociadas a las transferencias instantáneas entre empresas generadoras, se utilizará el ingreso tarifario real del segundo mes anterior al cual se aplique. Dichos ingresos tarifarios deberán estar disponibles a más tardar el día 1 del mes anterior. Para dichos efectos, el ingreso tarifario real del mes de enero de 2019 deberá estar determinado a más tardar durante la primera quincena de febrero del mismo año. Adicionalmente, en este período, y sólo para los primeros dos meses del año 2019, los ingresos tarifarios reales serán considerados con el valor cero, utilizando para el cálculo del peaje del mes de marzo de 2019, el ingreso tarifario real de enero de ese año.

vi. En el período que medie entre el 1 de enero 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se deberá considerar la asignación a la que se refiere el ordinal iii) del inciso segundo del artículo 114° bis.

vii. El cálculo del peaje de inyección se realizará considerando todas las centrales, el que se ajustará mensualmente y para cada año del período transitorio por los factores de ajuste contenidos en la siguiente tabla:

Año	Factores de ajuste de pago por inyección
2019	100%
2020	95,52%
2021	88,28%
2022	81,19%
2023	76,88%
2024	67,69%
2025	54,98%
2026	50,93%
2027	44,70%
2028	39,65%
2029	36,89%
2030	33,80%
2031	16,50%
2032	13,46%
2033	12,90%
2034	0%

Tabla 6: Art. Trans. Ley 20.936 – Factores de ajuste de pago por inyección

Con todo, sólo estarán obligadas al pago del peaje, las empresas señaladas en el literal D. que inyecten energía, hasta el valor resultante de multiplicar el peaje por

► El cálculo de la componente peaje del VATT se obtiene mediante la diferencia entre este último y los ingresos tarifarios reales del segundo mes anterior a aquel a pagar. Particularmente para los meses de enero y febrero de 2019, los ingresos tarifarios reales serán considerados nulos, utilizando el ingreso tarifario real del mes de enero para el cálculo de peajes de marzo de 2019.

► Independientemente de las eximiciones de pago de peajes para aquellas centrales definidas previamente, el cálculo de peajes de inyección se lleva a cabo considerando todas las centrales, ajustando estos valores por los factores presentados en la Tabla 6.

► Adicionalmente, para aquellas empresas con contratos celebrados previamente a la

inyección esperada, por el menor valor que resulte de comparar uno y el cociente entre la energía retirada esperada y la energía inyectada esperada, de los contratos señalados.

vigencia de la ley 20.936, se multiplicará su peaje de inyección esperada por un segundo factor equivalente al menor valor entre uno y el cociente entre la energía retirada esperada y la energía inyectada esperada.

viii. Se eliminarán los cargos señalados en los párrafos primero y segundo de la letra a) del artículo 102° que esta ley deroga.

ix. Se distinguirán dos grupos de clientes finales:

1. Clientes libres de empresas generadoras, individualizados mediante resolución exenta de la Comisión, cuya energía contratada promedio anual es superior o igual a 4.500 MWh.

► Segmentación de clientes finales. Clientes individualizados por la CNE cuya energía contratada promedio anual es superior o igual a 4.500MWh.

2. Los demás clientes, libres o regulados.

Para los clientes individualizados en el numeral 1, se considerará una prorrata individual, y se determinará su pago de peajes, conforme a lo siguiente:

a) La suma de las prorratas individuales, aplicadas sobre la reducción de pago de los generadores señalada precedentemente, será la que se indica en la tabla siguiente

Año	Suma de prorratas de Clientes Individualizados
2019	0,00%
2020	1,95%
2021	6,74%
2022	7,35%
2023	8,69%
2024	9,61%
2025	13,54%
2026	13,70%
2027	16,39%
2028	19,81%
2029	22,51%
2030	25,60%
2031	28,53%
2032	31,57%
2033	32,13%
2034	Régimen permanente

► Para los clientes individualizados el peaje estará conformado por:

- Parte del pago de peajes de inyección según los factores anuales dispuestos en la Tabla 7.
- Pago por retiros individuales que corresponda según la metodología de la ley 19.940.
- Pago por cargo único por instalaciones del sistema de transmisión nacional eximidas de pago por inyecciones.

Tabla 7: Art. Trans. Ley 20.936 - Factores de ajuste clientes individualizados

b) La aplicación de la metodología de pagos por retiros que esta ley deroga sobre las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SIC asociadas a retiros del SING, son iguales a cero y a su vez, a las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SING asociadas a retiros del SIC son iguales a cero.

c) Los cargos únicos aplicables de las nuevas obras de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING.

Para los clientes señalados en el numeral 2, se determinará un pago de peajes a través de un cargo único, conforme a lo siguiente:

a) Su proporción, sobre la reducción de pago de los generadores señalada en este artículo, según la siguiente tabla:

Año	Clientes No Individualizados
2019	0,00%
2020	2,53%
2021	4,98%
2022	11,46%
2023	14,43%
2024	22,70%
2025	31,48%
2026	35,37%
2027	38,91%
2028	40,54%
2029	40,60%
2030	40,60%
2031	54,97%
2032	54,97%
2033	54,97%
2034	Régimen permanente

Tabla 8: Art. Trans. Ley 20.936 – Factores de ajuste Clientes No Individualizados

b) La aplicación de la metodología de pagos por retiros que esta ley deroga sobre las instalaciones que corresponda.

c) Los cargos únicos aplicables de las nuevas obras de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING.

x. Las exenciones de pagos de peaje asociadas a las empresas a que hace referencia la letra C. de este artículo, así como también la exención de peajes para las centrales de medios de generación renovables no convencionales que esta ley deroga, serán asumidas íntegramente por los consumidores finales.

xi. Las instalaciones del sistema de transmisión troncal que están asociadas a la interconexión SIC-SING individualizadas en el decreto supremo N° 23 T, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016, y en el decreto exento N° 158, promulgado y publicado el año 2015, ambos del Ministerio de Energía, serán identificadas e incorporadas en una resolución exenta de la Comisión.

xii. No será aplicable lo establecido en el inciso quinto del artículo 101° que esta ley deroga.

E. Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, los propietarios de las centrales generadoras podrán sujetarse a un mecanismo de rebaja del peaje de inyección en forma proporcional a la energía contratada con sus clientes finales, libres o regulados. El mecanismo deberá considerar lo siguiente:

i. Las empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres que tengan contratos de suministro vigentes al momento de la publicación de la presente ley, podrán optar por efectuar una modificación a dichos contratos, que

► Para los clientes no individualizados el peaje estará conformado por:

- Parte del pago de peajes de inyección según los factores anuales dispuestos en la Tabla 8.
- Pago por cargo único que corresponda según la metodología de la ley 19.940.
- Pago por cargo único por instalaciones del sistema de transmisión nacional eximidas de pago por inyecciones.

► Toda exención de peajes que hubiere será asumida íntegramente por los consumidores finales.

► Se establece un mecanismo de modificación de contratos, que requiere de la voluntad de ambas partes involucradas, para modificar el precio del contrato de suministro a la vez que se exime a la empresa de los peajes de inyección correspondiente.

*tenga por objeto descontar el monto por el uso del sistema de transmisión nacional incorporado en el precio del respectivo contrato de suministro, de manera tal de poder acceder a la rebaja del pago de la transmisión asociada al volumen de energía contratada. Para estos efectos, la empresa generadora deberá descontar del precio del respectivo contrato de suministro un cargo equivalente por transmisión, CET, el que será determinado por la Comisión, de manera independiente para cada contrato cuya empresa lo solicite. La metodología para determinar dicho cargo deberá estar contenida en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto. Una vez que la Comisión determine el valor del CET a descontar, la empresa correspondiente deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la modificación del respectivo contrato de suministro en la que se materialice el descuento de dicho monto del precio total de la energía establecida en el contrato. Esta modificación contractual deberá ser suscrita con acuerdo de ambas partes.*

*La exención del pago de peajes de inyección que resulte de lo dispuesto en el inciso anterior modificará las prorratas individuales de los clientes que suscriban estos acuerdos, los que pasarán a conformar parte del grupo de los clientes finales señalados en el numeral 2., de conformidad a la proporción de energía considerada en dichos acuerdos. Por tanto, la proporción de su prorrata individual que corresponda deberá adicionarse a los porcentajes señalados en la "Tabla Clientes no Individualizados" precedente.*

*ii. Se establece el plazo de dos años a contar de la publicación de la presente ley, para que las empresas puedan ejercer la facultad que establece este literal. Sin perjuicio de lo anterior, el cambio de régimen de pago se aplicará de manera común a partir del 1 de enero de 2019.*

#### 4.7.1. Resumen

En la Figura 15 se expone la metodología a aplicar de acuerdo a las disposiciones e interpretaciones del artículo transitorio 25° recién presentado.



Figura 15: Metodología Artículos Transitorios

- Se determinan las participaciones esperadas considerando todas las centrales y líneas en el período de estudio.
- Se retiran del cálculo de peajes de inyección aquellas líneas correspondientes a la interconexión SIC-SING y aquellas instalaciones de transmisión nacional con entrada en operación posterior al 1 de enero de 2019. Todas estas instalaciones se especifican en la Tabla 9.
- Desde el año 2019, el peaje a recuperar el mes  $n$  se calcula como la diferencia entre el VATT, los ingresos tarifarios de energía del segundo mes anterior y los ingresos tarifarios de potencia.
- Aquellas centrales con fecha de entrada en operación posterior al 1 de enero de 2019 y contratos celebrados posteriormente a la vigencia de la ley 20.936 se eximen del pago de peajes de inyección. Para el caso de centrales nuevas de empresas con contratos celebrados previamente a la entrada en vigencia de la ley, tales como San Pedro de Colbún y Los Cóndores de Enel, se consideran eximidas del pago de peajes de inyección.
- El peaje a pagar mensualmente por cada central, se multiplica por el factor transitorio correspondiente al año en curso presentado en la Tabla 6.
- Las exenciones de peajes por parte de MGNC son asumidas por la demanda por lo que no se prorratan entre las empresas generadoras de acuerdo a la metodología de la ley 19.940.

- El monto total por peajes de inyección para cada empresa de estudio, se multiplica por el menor valor entre uno y el cociente entre la energía retirada y la energía inyectada para el mes en curso. Los valores de energía retirada mensual por empresa son obtenidos mediante la proyección de los perfiles anuales de retiro del año 2016 de todos los contratos vigentes, mientras que los valores de energía inyectada por empresa corresponden a las salidas del despacho simulado en PLP de sus respectivas centrales. Para el caso de las centrales nuevas de empresas con contratos celebrados previamente a la entrada en vigencia de la ley 20.936, no se considera su energía inyectada bajo el supuesto que ésta fue previamente eximida de los peajes de inyección dado que su energía se encuentra destinada a suplir nuevos contratos de suministro. El conjunto de contratos para todas las empresas estudiadas se puede encontrar en la Sección E de Anexos.

Obra de Transmisión	Clasificación
2x500 kV Los Changos – Cumbres	Interconexión SIC - SING
2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones	
2x750 MVA Bancos de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Los Changos	
2x220 kV Los Changos – Kapatur	
1x750 MVA Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Los Changos	
2x750 MVA Bancos de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro	
2x500 kV Los Changos – Nueva Crucero Encuentro	
2x220 kV Cerro Navia – Lo Aguirre	Instalaciones con entrada en operación desde 2019
2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt energizada en 220 kV	
2do Banco de Autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en Nueva Cardones	
2do Banco de Autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en Nueva Maitencillo	
2do Banco de Autotransformadores 500/220 kV 750 MVA en Nueva Pan de Azúcar	
2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar	
2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte tendido 1er circuito	
2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Córdobas tendido 1er circuito	
2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Paríacota tendido 1er circuito	
Extensión línea 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	
S/E Nueva Pozo Almonte	
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV en S/E Don Goyo	
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV en S/E La Cebada	
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV en S/E Lo Aguirre 500kV	
Normalización en S/E Duqueco	
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	

Tabla 9: Instalaciones de transmisión pagadas en su totalidad por clientes finales

Adicionalmente se ha hecho el supuesto **que ninguna empresa generadora suscribe la modificación de contratos que tiene por objeto disminuir sus peajes de transmisión, según lo dispuesto en los incisos finales del artículo transitorio 25°.**

## 4.8. Empresas de estudio

De acuerdo a lo indicado, el efecto de la nueva ley se evaluará para las cuatro principales empresas generadoras de Chile, por lo que a continuación se presentan sus estructuras con sus respectivas filiales y sus centrales para efectos del cálculo de peajes.

### 4.8.1. AES Gener

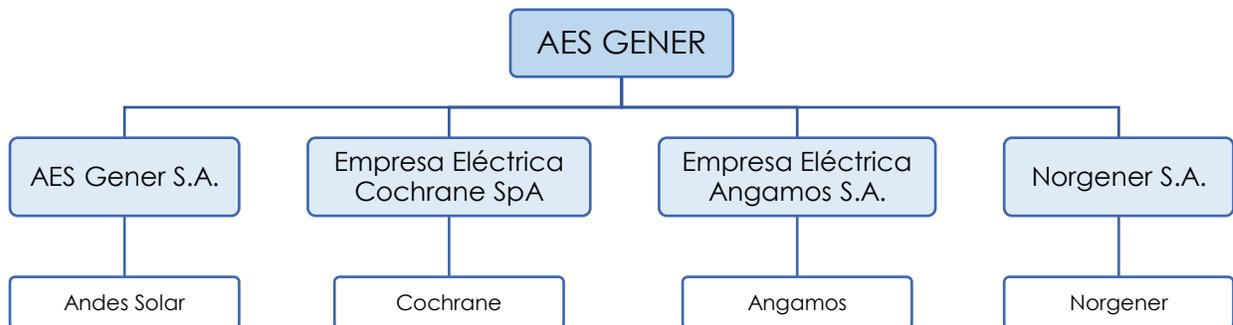


Figura 16: Empresas AES GENER SING

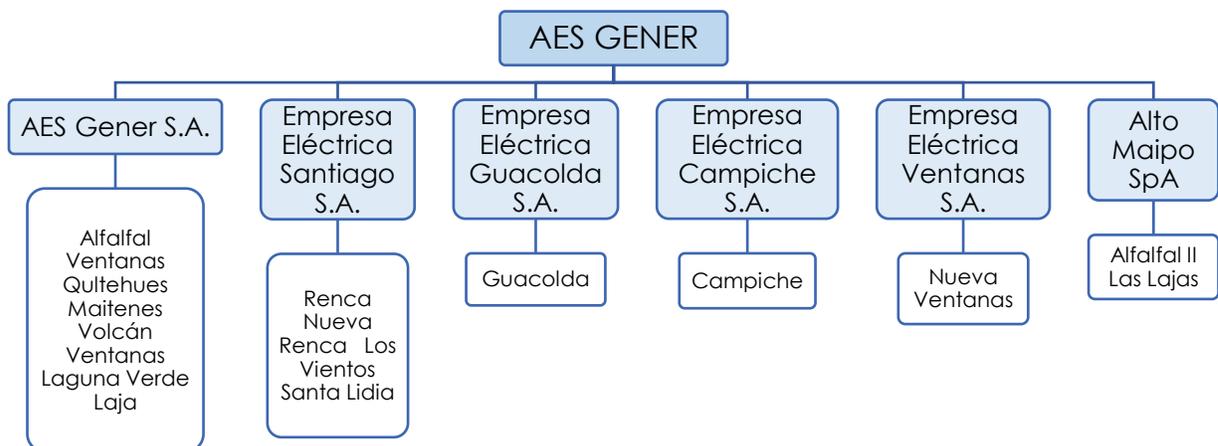


Figura 17: Empresas AES GENER SIC

#### 4.8.2. Colbún

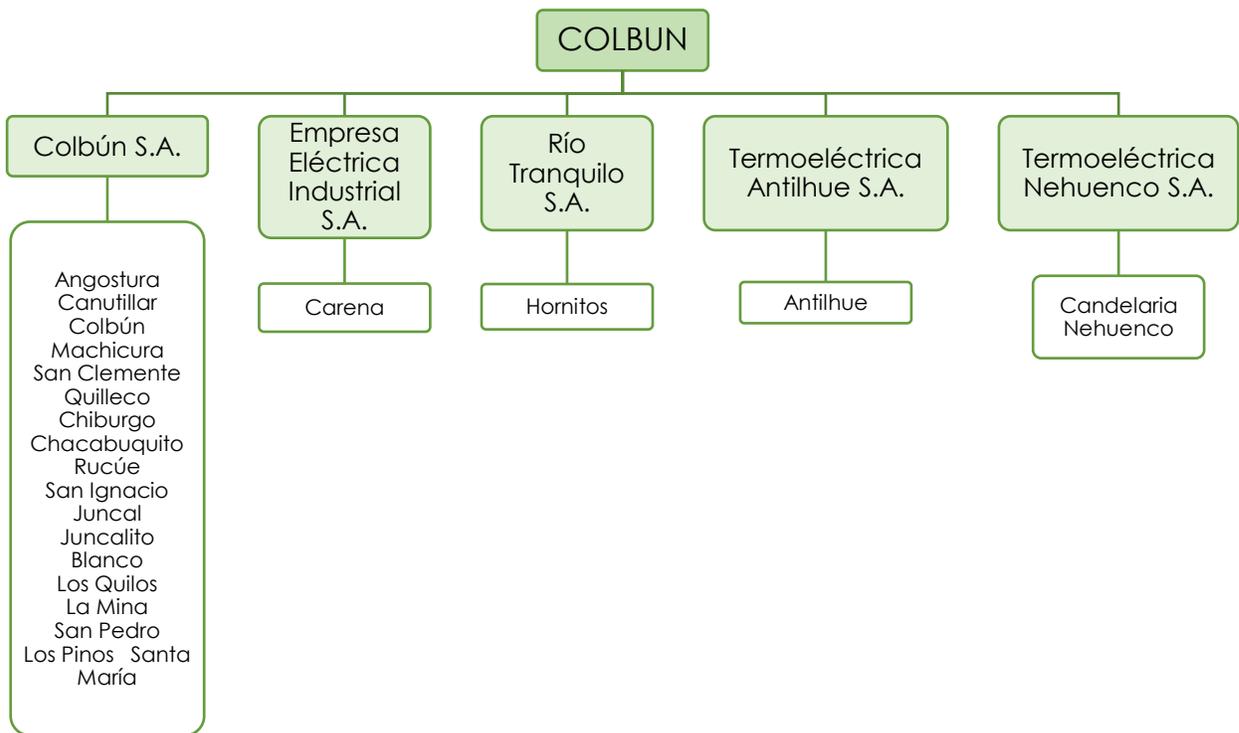


Figura 18: Empresas COLBUN SIC

#### 4.8.3. Enel

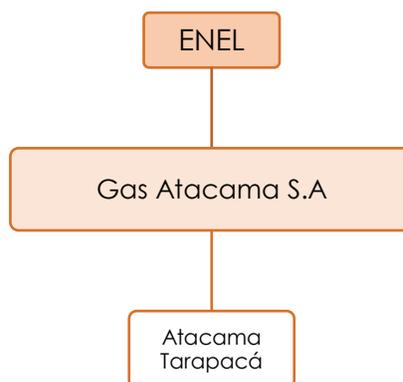


Figura 19: Empresas ENEL SING

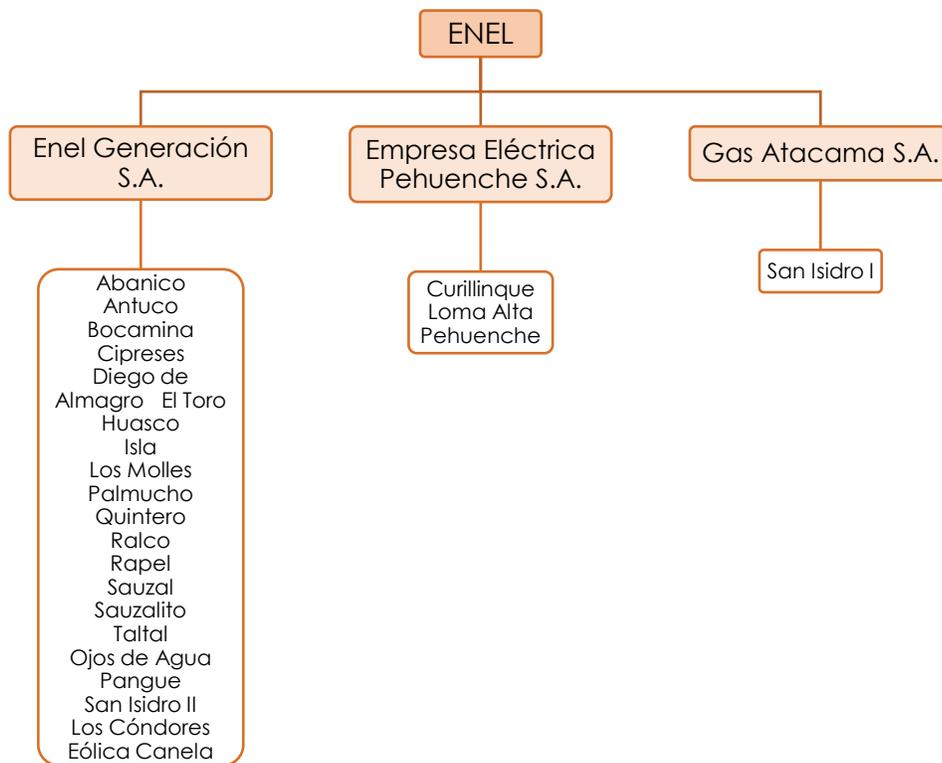


Figura 20: Empresas ENEL SIC

#### 4.8.4. Engie

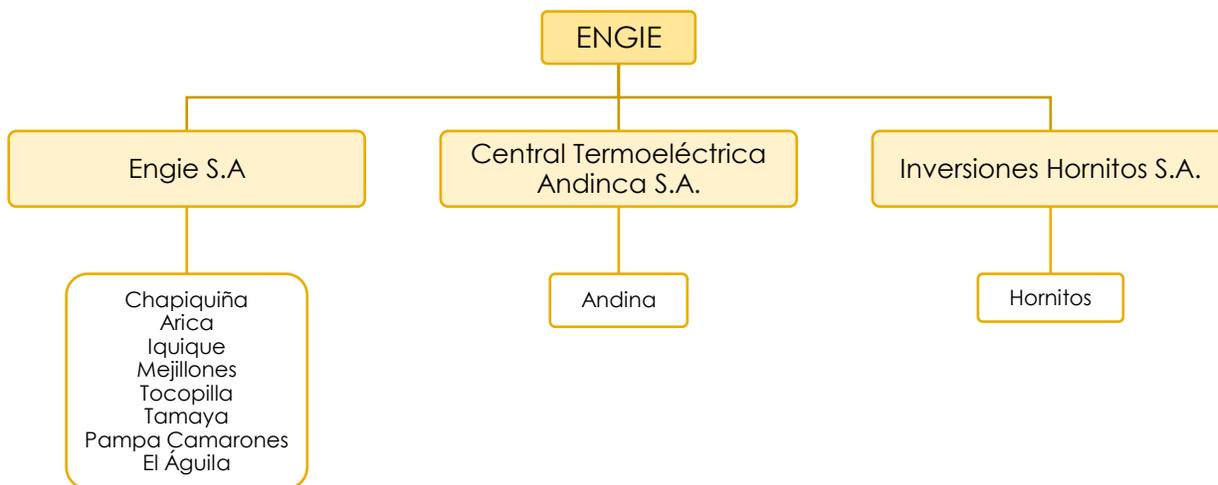
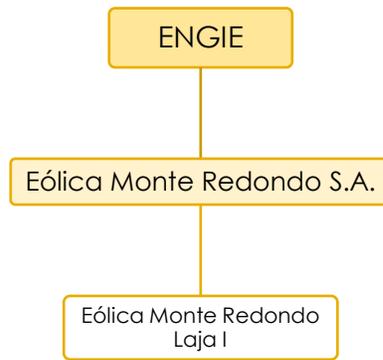


Figura 21: Empresas ENGIE SING



*Figura 22: Empresas ENGIE SIC*

## 4.9. Escenario ERNC

De acuerdo a lo estipulado en la Metodología presentada en el Capítulo 3, se define un escenario de alta penetración de centrales de tipo renovables no convencionales, para realizar un análisis de sensibilidad respecto a su nivel de capacidad instalada. Debido a los tiempos de estudio y construcción que conlleva un proyecto de estas características, se determinaron sus fechas de entrada en operación a partir de enero de 2019, manteniendo el parque generador presentado en la Sección 4.5. Respecto a las tecnologías, fueron consideradas las centrales ERNC de tecnologías más comunes en la actualidad, es decir, eólicas y fotovoltaicas, con las fechas de entrada y potencias presentadas en las Tablas 10 y 11 respectivamente. Finalmente, la modelación de estas centrales eólicas se llevó a cabo mediante la limitación de la potencia máxima de acuerdo a los factores de planta presentados, mientras que las centrales fotovoltaicas fueron modeladas de igual manera que las existentes; mediante el procedimiento día-noche y la aplicación de un perfil anual normalizado de potencia máxima.

Central	Tecnología	Fecha de entrada en operación	Potencia [MW]	f.p.
Eol_PCOLORADA	Eólica	ene-19	300	35%
Eol_LPALMAS	Eólica	abr-19	300	35%
Eol_TALTAL	Eólica	jul-19	300	35%
Eol_CHARRUA	Eólica	oct-19	300	35%
Eol_CHILOE	Eólica	ene-20	300	35%
Eol_ENCUESTRO	Eólica	abr-20	300	35%
Eol_PCOLORADA	Eólica	jul-20	300	35%
Eol_CHARRUA	Eólica	oct-20	300	35%
Eol_MAITENCILLO	Eólica	ene-21	300	35%
Eol_LPALMAS	Eólica	abr-21	300	35%
Eol_CHILOE	Eólica	jul-21	300	35%
Eol_LPALMAS	Eólica	oct-21	300	35%

Tabla 10: Centrales Eólicas - Escenario ERNC

Central	Tecnología	Fecha de entrada en operación	Potencia [MW]
FV_CARDONES	Fotovoltaica	feb-19	150
FV_ENCUESTRO	Fotovoltaica	may-19	150
FV_DALMAGRO	Fotovoltaica	ago-19	150
FV_QUILLOTA	Fotovoltaica	nov-19	150
FV_PALMONTE	Fotovoltaica	feb-20	150
FV_LVILOS	Fotovoltaica	may-20	150
FV_ENCUESTRO	Fotovoltaica	ago-20	150
FV_DALMAGRO	Fotovoltaica	nov-20	150
FV_QUILLOTA	Fotovoltaica	feb-21	150
FV_LVILOS	Fotovoltaica	may-21	150
FV_PAZUCAR	Fotovoltaica	ago-21	150
FV_ENCUESTRO	Fotovoltaica	nov-21	150

Tabla 11: Centrales Fovoltaicas - Escenario ERNC

## 5. Resultados y análisis

A continuación, se presentan los resultados obtenidos, exponiendo inicialmente la valorización del sistema de transmisión nacional, cuyos montos se deben recuperar mensualmente independientemente del régimen de pago al que se encuentren afectos los actores del sistema eléctrico. Posteriormente, se presenta la proyección del caso base (Ley 19.940) para las cuatro empresas estudiadas, para luego exhibir los impactos del nuevo régimen de pago (Ley 20.936) examinando el escenario con alta penetración ERNC. Finalmente, se lleva a cabo una estimación del aumento del precio de la energía por concepto de transmisión para los consumidores finales.

### 5.1. Valorización del Sistema de Transmisión Nacional

El Gráfico 10 presenta la valorización de los sistemas de transmisión troncal del SIC y SING, y la del sistema de transmisión nacional desde su interconexión en julio del 2018, indexados a enero de 2017. Estos valores corresponden a los montos mensuales a recuperar por las empresas transmisoras entre los ingresos tarifarios y los peajes.

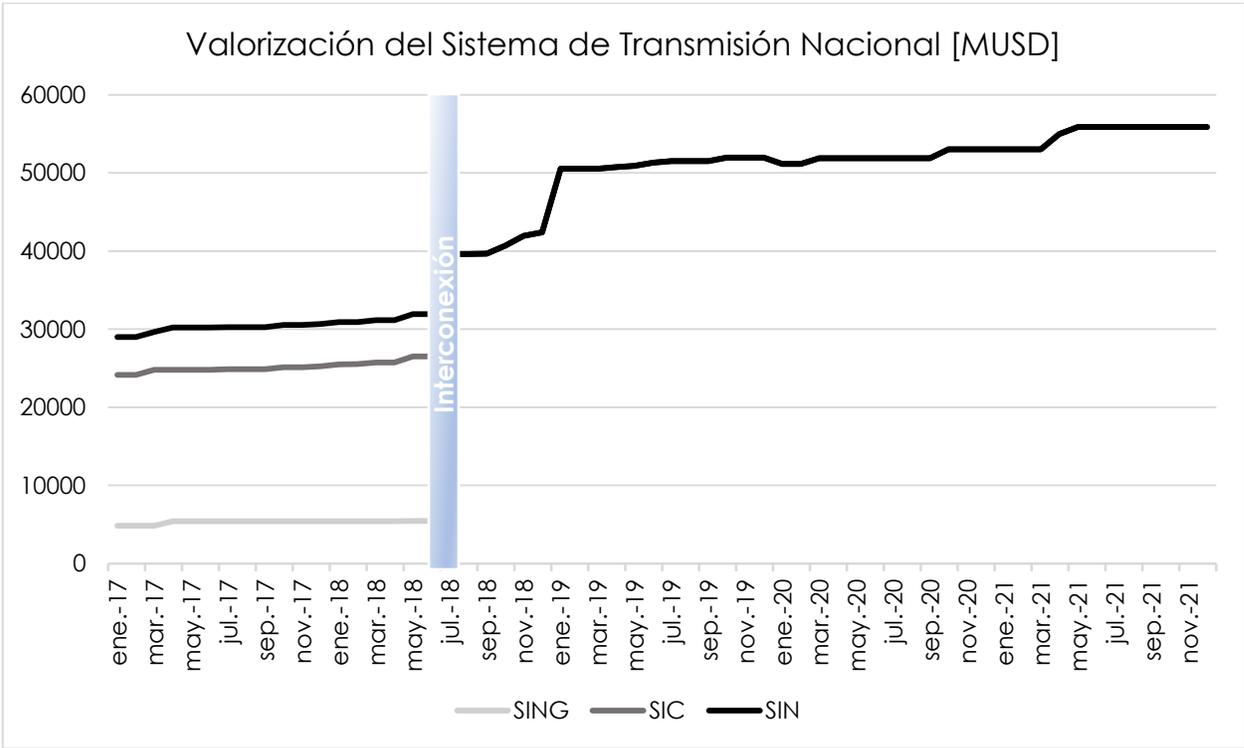


Gráfico 10: Valorización del Sistema de Transmisión Nacional

De acuerdo a lo presentado en el capítulo de Metodología, el valor total mensual a recuperar se calcula en base a cuatro componentes; un VATT de tramos según el Decreto 23T (además de aquellos asociados a líneas nuevas según los decretos de derechos de explotación), de equipos de compensación estática de reactivos, de nuevas ampliaciones

del sistema de transmisión y aquel correspondiente a las labores de ampliación. En particular, este último posee vigencia solamente durante el período tarifario en curso, lo cual se manifiesta en una leve caída del monto total a recuperar al pasar de diciembre de 2019 a enero de 2020. El crecimiento gradual de la curva expuesta en el gráfico responde a la entrada en operación de las distintas ampliaciones del sistema de transmisión que ocurren a lo largo del período de estudio. Los cambios importantes en tanto, se deben a la entrada en operación de nuevas líneas de transmisión cuyos valores de inversión son de una magnitud relevante. La primera diferencia importante se debe al efecto de la interconexión, dado que, desde que ésta se lleva a cabo, se debe proceder a remunerar las instalaciones del proyecto TEN además de la línea 2x220 kV Los Changos – Kapatur, lo cual resulta en una variación porcentual de un 24% entre junio y julio del año 2018. Posteriormente, con la entrada en operación del proyecto ISA (Cardones – Polpaico 500 kV) se observa una variación porcentual de un 19% entre los meses de diciembre de 2018 y enero de 2019. La entrada en operación de estos dos proyectos representa los aumentos más drásticos de la curva, observándose cambios más moderados durante los años 2020 y 2021, como por ejemplo, con la entrada en operación de la línea 2x500 kV Los Changos – Nueva Crucero Encuentro en octubre de 2020, 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar en abril de 2021 y 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt energizada en 220 kV en mayo de 2021. Con todo, el valor total a recuperar por el sistema de transmisión nacional, considerando hasta el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2015 – 2016, en diciembre de 2021 corresponde a 55,8 MMUSD.

## 5.2. Proyección Ley 19.940

### 5.2.1. Participaciones esperadas por línea de interconexión

En los Gráficos 11 y 12 se presentan las participaciones esperadas por empresa sobre la línea 2x500 kV Cumbres – Los Changos a partir de la interconexión de los sistemas en julio de 2018. Adicionalmente, en el eje secundario es posible visualizar el flujo esperado por esta línea para los meses en cuestión. Este tramo, perteneciente al Área de Influencia Común del Sistema de Transmisión Nacional tiene particular relevancia, debido a que representa el enlace directo entre el SIC y el SING, ejemplificando de esta forma, los intercambios de potencia entre estos sistemas. En primer lugar, es posible apreciar que las cuatro empresas estudiadas son responsables inicialmente de un 60% del peaje de la línea (80% corresponde a generación), disminuyendo gradualmente a medida que el parque generador se complementa con nuevas centrales. El flujo esperado de la línea indica que existe una exportación de potencia desde el SING al SIC el primer semestre del 2019, lo cual es concordante con los meses en que la empresa Engie posee la mayor participación relativa respecto al resto alcanzando en abril de 2019 un 35% de participación sobre el tramo. Esto se debe a que prácticamente la totalidad de la capacidad instalada de Engie se encuentra en el SING, por lo cual, de acuerdo a la metodología expuesta en la Sección 2.7, cuando el flujo de esta línea se dirige al sur, la participación es adjudicada a las centrales al norte de ésta. Desde el segundo semestre

de 2019, en términos esperados, el flujo de potencia se dirige desde el SIC al SING, por lo cual las participaciones de la empresa Engie se ven disminuidas, a la vez que las participaciones de las empresas con su capacidad instalada en el SIC como Colbún y Enel aumentan. Las participaciones de AES Gener en tanto, se mantienen relativamente constantes en torno al 15% de la línea, debido a que su capacidad instalada total se encuentra con presencia importante en ambos sistemas eléctricos, por ejemplo, con las centrales a carbón Norgener, Angamos y Cochrane en el SING, y el complejo Guacolda en el SIC.

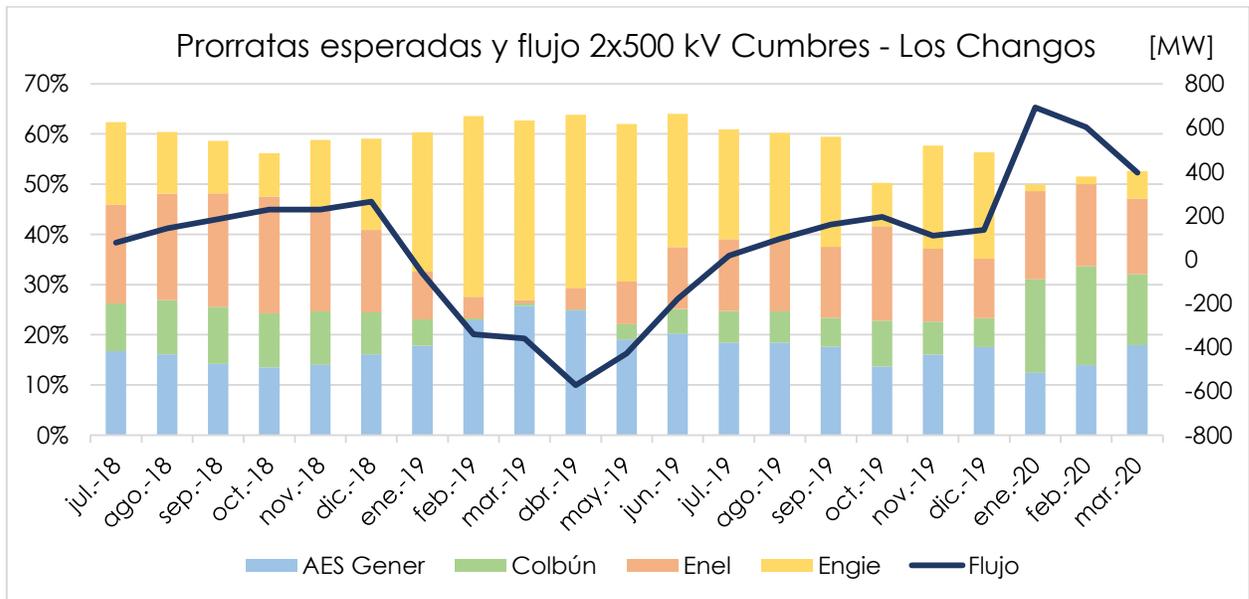


Gráfico 11: Prorratas y flujo 2x500 kV Cumbres - Los Changos jul-18 > mar-20

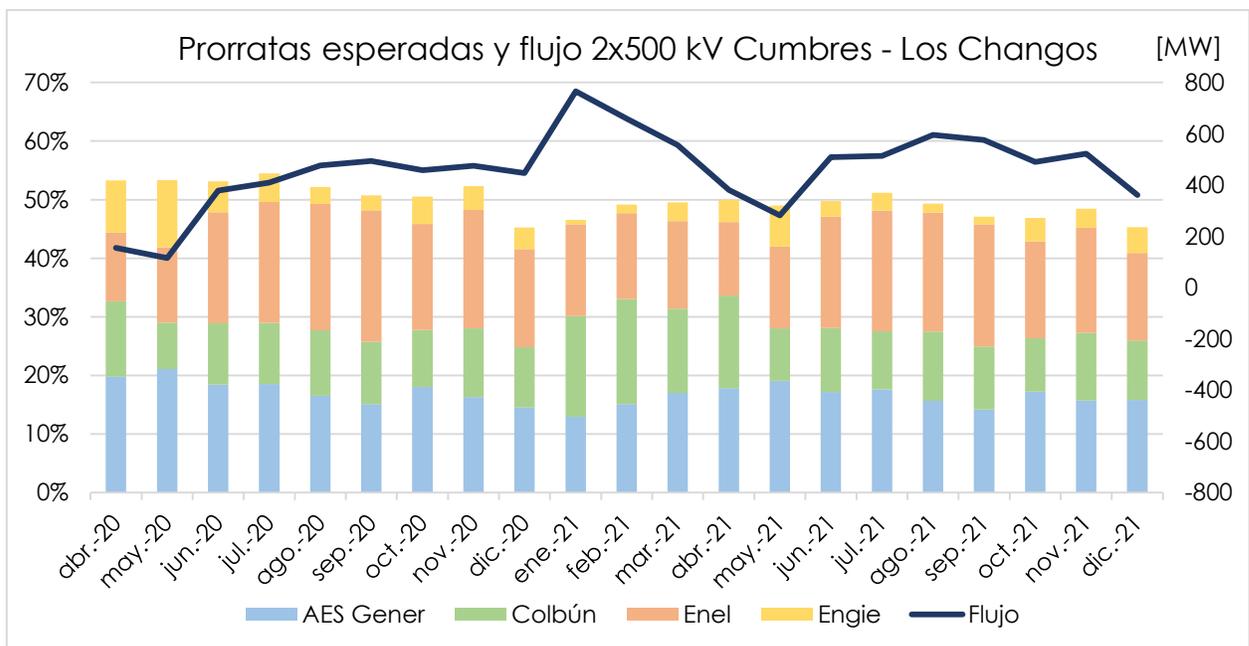


Gráfico 12: Prorratas y flujo 2x500 kV Cumbres - Los Changos abr-20 > dic-21

## 5.2.2. AES Gener

El Gráfico 13 presenta la evolución de los peajes de inyección de la empresa AES Gener considerando que el régimen de pago y todas las disposiciones contenidas en la ley 19.940 se mantienen en el tiempo.

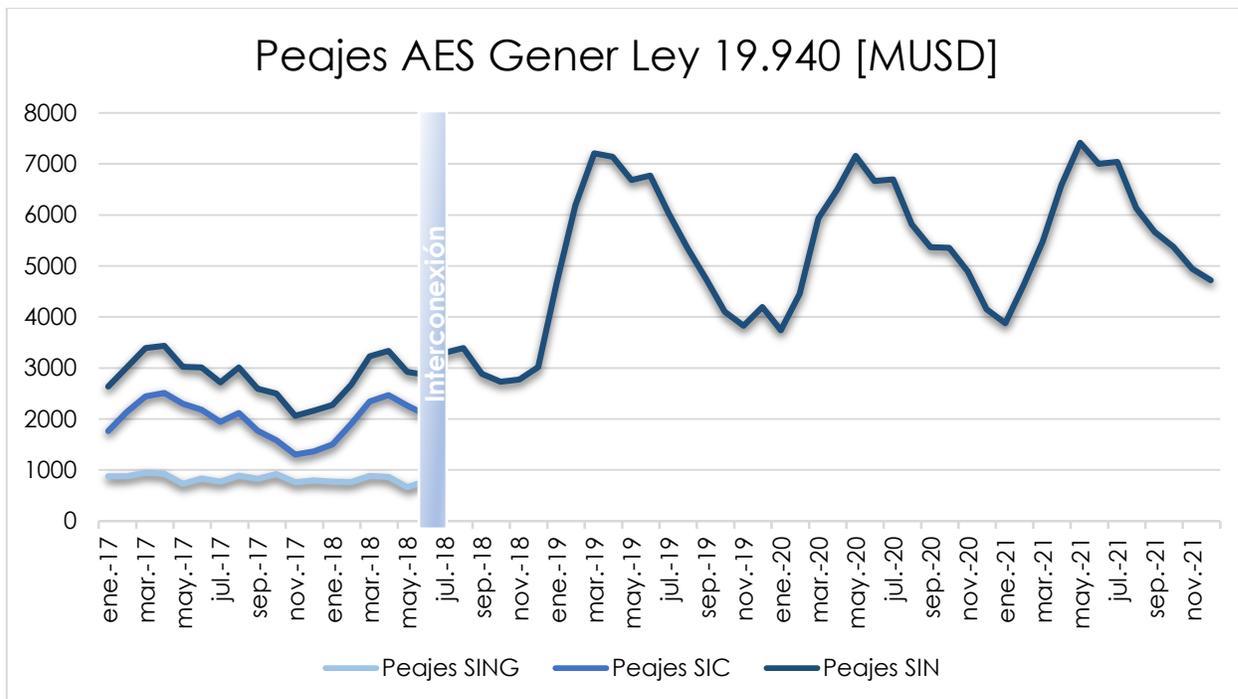


Gráfico 13: Peajes AES Gener Ley 19.940 [MUSD]

Como se explicó previamente, AES Gener posee presencia importante tanto en el SING como en el SIC. De esta forma, las centrales carboneras Norgener, Angamos y Cochrane son responsables por montos de peajes de inyección cercanos a 1 MMUSD previo a la interconexión, en su respectivo sistema. Sus centrales en el SIC en tanto, suman peajes de inyección en torno a los 2 MMUSD previo a la interconexión, exhibiendo además variaciones a lo largo de cada año debido a la naturaleza hidrotérmica del sistema. El cambio más importante en la evolución de sus peajes se tiene con la entrada en operación del proyecto ISA en enero de 2019, el cual eleva los peajes en torno a una media aproximada de 5,5 MMUSD. El Gráfico 14 presenta el flujo de potencia por los tres tramos de la línea 2x500 kV Cardones – Polpaico, con lo cual se verifica que sus tendencias son muy similares a las presentadas previamente para la línea 2x500 kV Cumbres – Cardones, siendo el SIC un importador de potencia el primer semestre de 2019. Como causa de esto, una empresa totalmente radicada en el SIC no debiera presentar aumentos drásticos de peajes a causa del proyecto ISA a principios del 2019, sin embargo, la presencia de AES Gener en ambos sistemas hace que las participaciones por estas líneas se mantengan relativamente constantes, aportadas por sus centrales en el SING para el primer semestre de 2019, y mayoritariamente por sus centrales en el SIC desde el segundo semestre de aquel año.

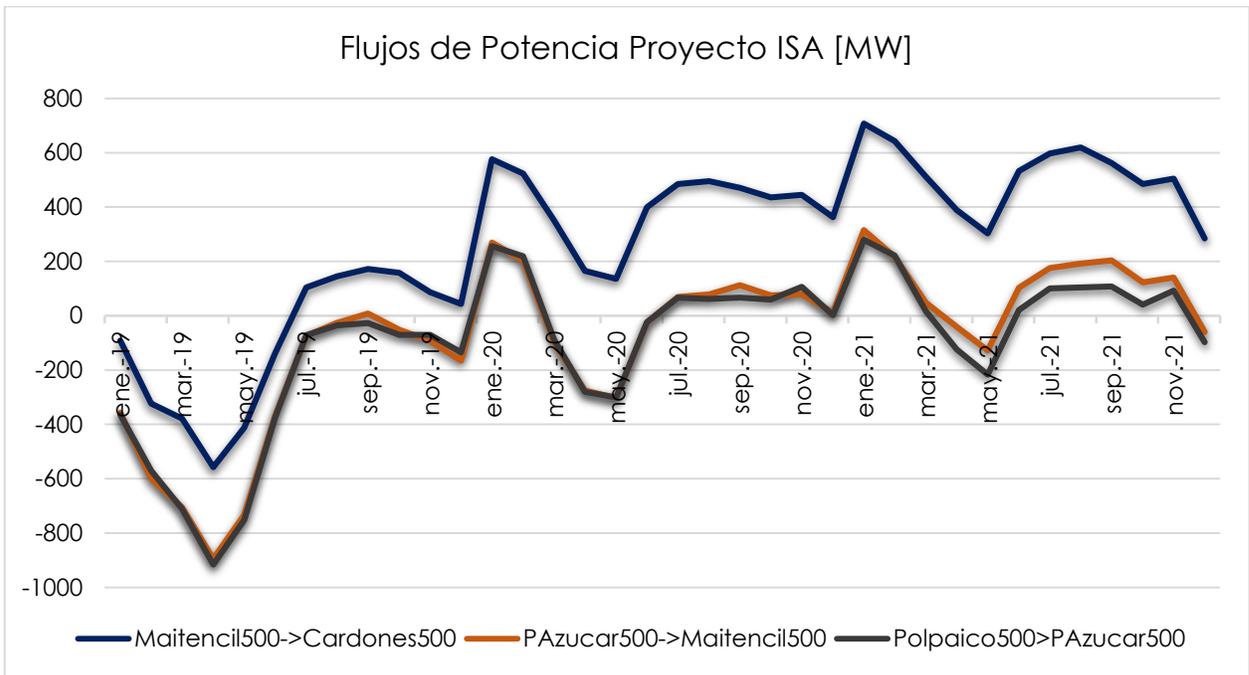


Gráfico 14: Flujos de Potencia Proyecto ISA [MW]

El Gráfico 16 muestra el detalle de los pagos asociados a AES Gener por la excepción de peajes a MGNC. Los montos totales de exención son asignados al resto de las empresas del sistema eléctrico a prorrata de sus energías inyectadas. Para el caso de AES Gener, desde la interconexión, su factor de asignación se encuentra en torno al 20%, siendo responsable por valores en torno a los 280 MUSD asociados a este concepto.

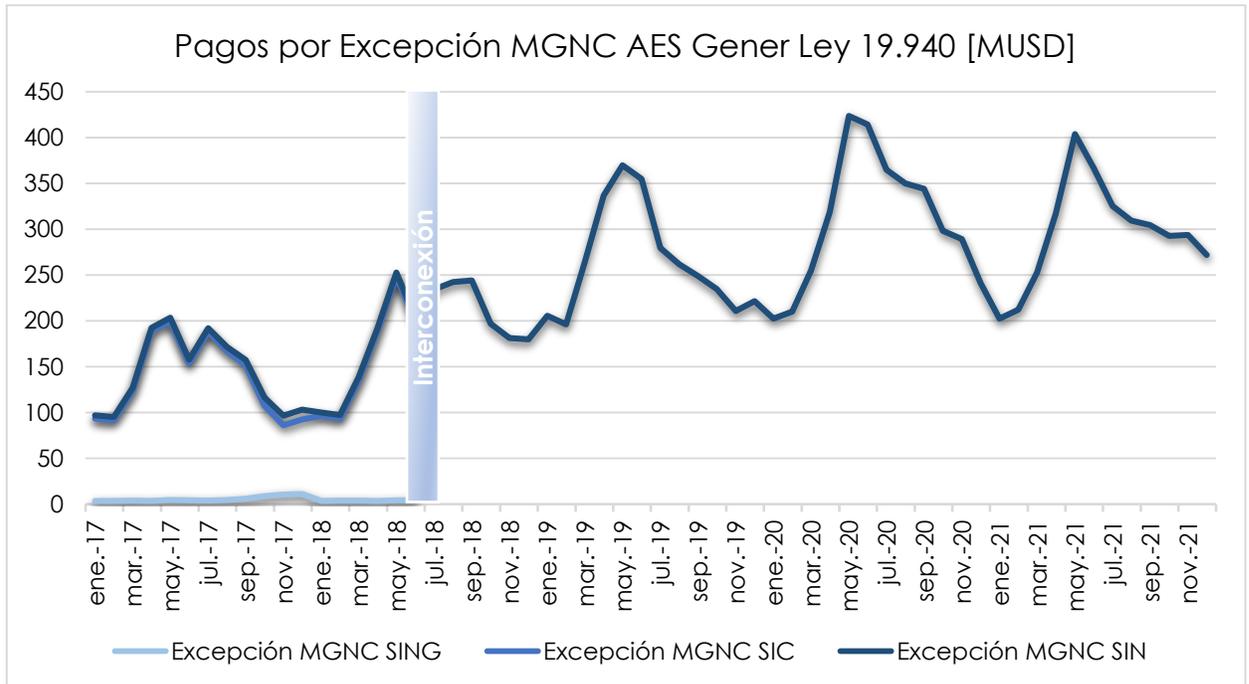


Gráfico 15: Pagos por Excepción MGNC AES Gener Ley 19.940 [MUSD]

Bajo las disposiciones de la ley 19.940, una empresa cuya capacidad instalada se mantiene constante en el tiempo y sin cambios importantes en el sistema de transmisión, debiera observar gradualmente una disminución de sus peajes en tanto el parque generador se complementa con nuevas centrales. En particular, para el conjunto de centrales futuras consideradas en este escenario, la entrada en operación de generadores importantes tales como Campesino, o bloques de ERNC de una magnitud relevante como los parques eólicos de Mainstream a finales del año 2020 debieran suponer una baja en los peajes de las empresas. Sin embargo, para el caso de AES Gener, la entrada en operación del proyecto Alto Maipo en diciembre de 2019 con la central Las Lajas y posteriormente con Alfalfal II en mayo de 2020, mantiene los montos totales de peajes de inyección en valores relativamente constantes a lo largo de los años 2020 y 2021. Los peajes de inyección asociados a este proyecto se pueden observar en el Gráfico 15 cuyos valores oscilan en torno a los 450 MUSD, una vez que las dos etapas del proyecto se encuentran en funcionamiento.

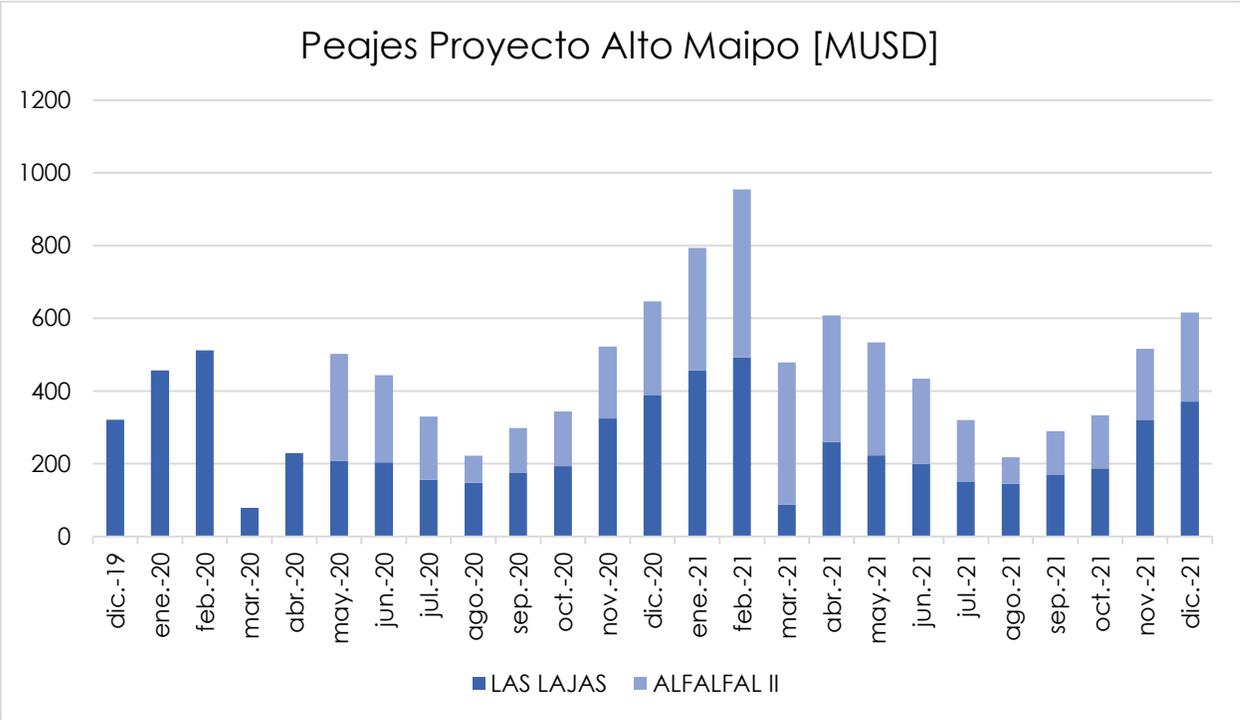


Gráfico 16: Peajes Proyecto Alto Maipo [MUSD]

Finalmente, independientemente de los órdenes de magnitud de los peajes de AES Gener, la forma de las trayectorias anuales deja entrever las características tecnológicas de la capacidad instalada de la empresa. Siendo ésta esencialmente térmica, con centrales como Guacolda, Ventanas, Nueva Ventanas, Norgener, Angamos, Cochrane, Renca y Nueva Renca, se puede observar que sus peajes descienden a medida que ingresa la temporada de lluvia, teniéndose los valores mínimos durante el período de deshielos. Este comportamiento se puede encontrar sostenidamente a lo largo de todo el período de estudio variando principalmente los valores medios en torno a los cuales se ubican los peajes, de acuerdo a las situaciones explicadas previamente.

### 5.2.3. Colbún

El Gráfico 17 presenta la evolución de los peajes de inyección de la empresa Colbún considerando que el régimen de pago y todas las disposiciones contenidas en la ley 19.940 se mantienen en el tiempo.

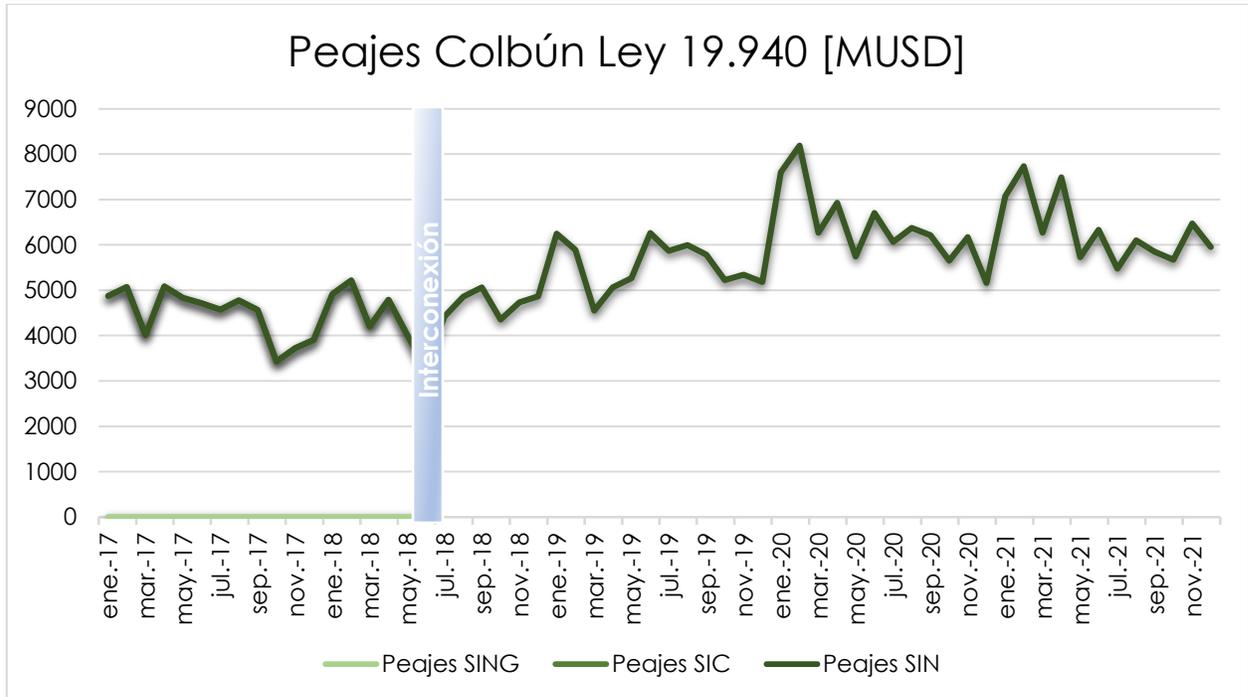


Gráfico 17: Peajes Colbún Ley 19.940 [MUSD]

En primer lugar, es posible observar que los valores mensuales por peajes de inyección previos a la interconexión oscilan en torno a los 4,4 MMUSD observándose las variaciones propias asociadas al SIC. Adicionalmente, es claro ver la disponibilidad de gas considerada en la Sección 4.4 con el funcionamiento de las dos unidades de la central Nehuenco entre enero y abril de 2018 manifestándose en *peaks* al comienzo de aquel año. Desde la interconexión, se puede apreciar que no existe un cambio drástico en la evolución de peajes pese a que se debe proceder a remunerar las líneas del proyecto TEN y el tramo 2x220 kV Los Changos – Kapatur. Esto se debe esencialmente a que la empresa Engie comienza a pagar la totalidad del sistema de transmisión nacional, lo cual compensa en parte los montos por los nuevos tramos. A principios del año 2019, con la entrada en operación del proyecto ISA (Polpaico – Cardones 2x500 kV), se verifica que efectivamente una empresa totalmente radicada en el SIC, como lo es Colbún, no presenta un aumento tan drástico como lo experimentado por AES Gener, debido al sentido de flujo esperado de la línea en cuestión. Adicionalmente, la disponibilidad de gas para el complejo Nehuenco el año 2019, sólo es considerada para la unidad 2 desde enero a abril, por lo que el aumento de peajes por este concepto, es más moderado con respecto a otros años. Posteriormente, para los años 2020 y 2021 se consideró como supuesto la misma disponibilidad de gas para las unidades de Nehuenco que el año 2018, lo cual queda totalmente explícito en la curva a través de los *peaks* de peajes observados

a principios de estos años, sobrepasando inclusive los 8 MMUSD en febrero de 2020. En cuanto a los pagos por excepción de MGNC, se puede observar en el Gráfico 18 que estos montos asociados a la empresa Colbún, disminuyen levemente en términos medios, luego de la interconexión. Nuevamente, la razón de este comportamiento se debe a la entrada de la empresa ENGIE con parte en la totalidad del sistema de transmisión, lo cual deriva en una asignación mensual en torno a los 200 MUSD.

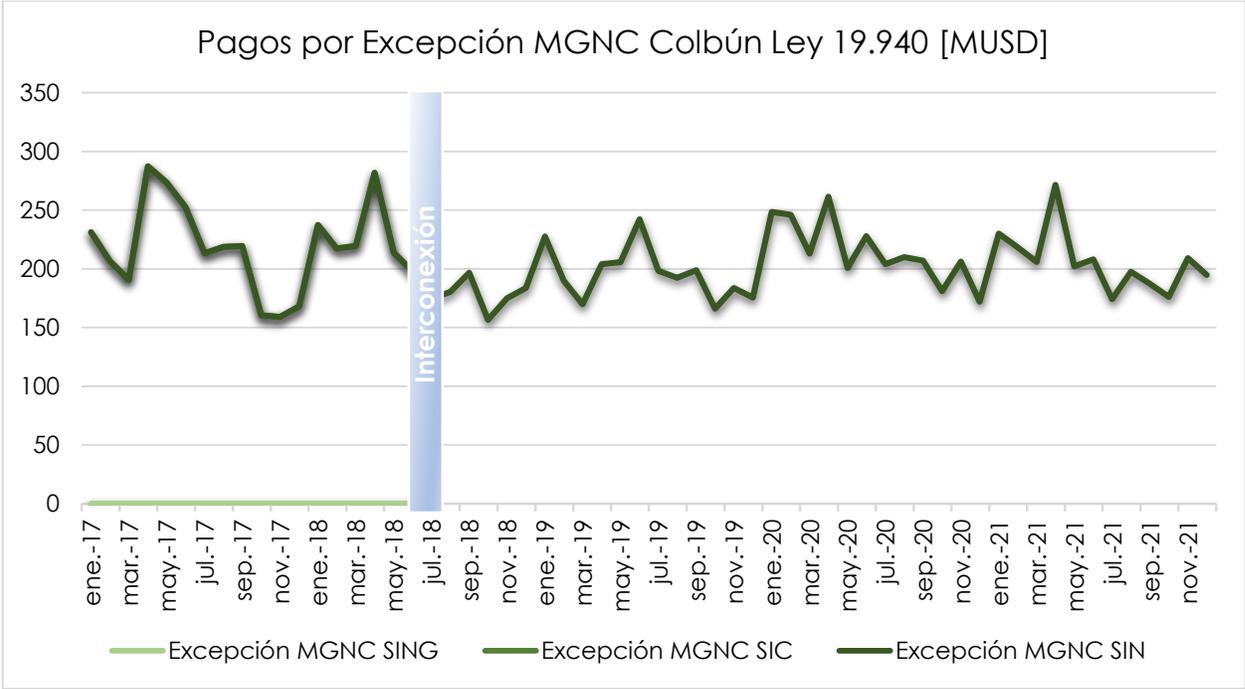


Gráfico 18: Pagos por Excepción MGNC Colbún Ley 19.940 [MUSD]

La empresa Colbún por su parte, pondrá en servicio la central San Pedro durante el período de estudio. El Gráfico 19 expone los peajes de inyección asociados a esta central desde su entrada en operación en octubre de 2020, cuyos montos mensuales oscilan en torno a los 600 MUSD. Un aspecto relevante a destacar es que al comparar los valores a pagar por esta central y aquellos del proyecto Alto Maipo, ambas hidráulicas de pasada, queda explícita la naturaleza del esquema de tarificación de la ley 19.940, el cual pretendía entregar señales de localización a las inversiones en generación. Mientras el proyecto Alto Maipo, con una capacidad instalada de 530 MW al encontrarse sus dos fases en operación, promedia 250 MUSD de peajes de inyección el año 2021, la central San Pedro de 170 MW, promedio un valor de 590 MUSD en igual período. Esta situación responde al punto de conexión de cada central; mientras el proyecto Alto Maipo se ubica virtualmente en el centro de carga del SIC, la central San Pedro en cambio inyecta en la subestación Ciruelos, por lo cual le corresponde el pago, además del área de influencia común, de los tramos troncales al sur de la subestación Charrúa.

Finalmente, los peajes de Colbún presentan una varianza más acotada que los observados en la empresa AES Gener, con una evolución mucho más gradual, siendo característicos los *peaks* asociados a la central Nehuenco.

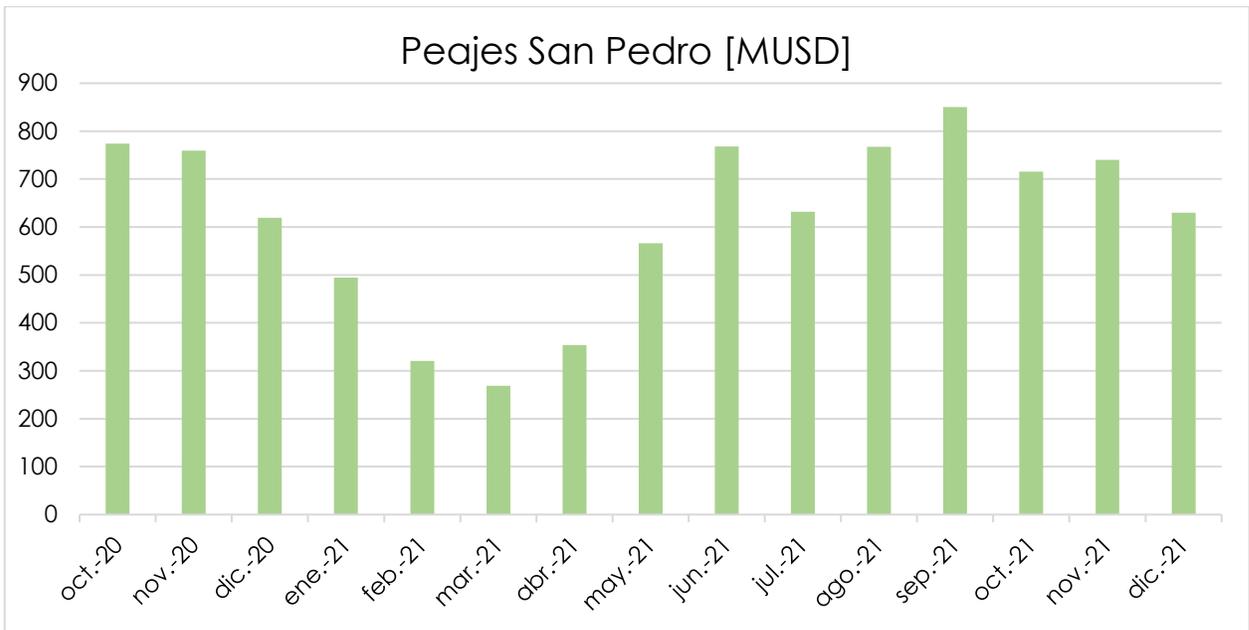


Gráfico 19: Peajes San Pedro [MUSD]

#### 5.2.4. Enel

El Gráfico 20 presenta la evolución de los peajes de inyección de la empresa Enel considerando que el régimen de pago y todas las disposiciones contenidas en la ley 19.940 se mantienen en el tiempo.

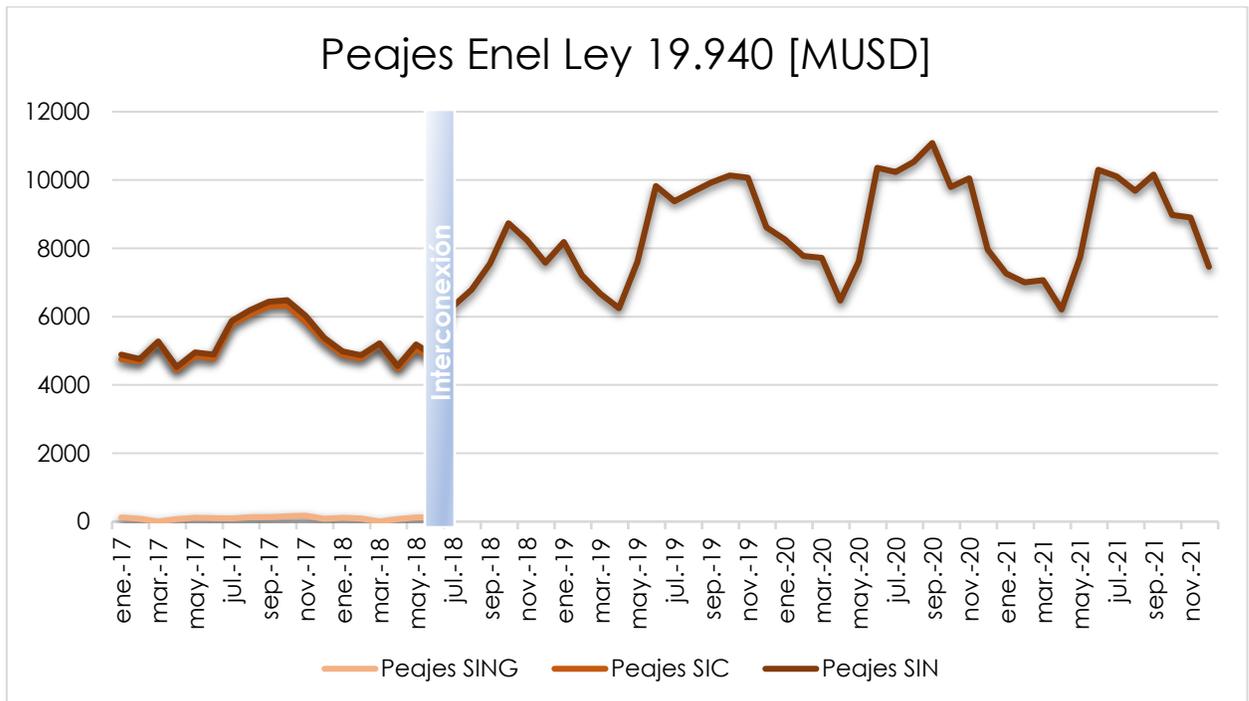


Gráfico 20: Peajes Enel Ley 19.940 [MUSD]

Siendo Enel la empresa con mayor capacidad instalada del país, es natural observar que sus peajes oscilan en torno a medias mayores que el resto de las empresas sobre todo luego de la interconexión, sobrepasando los 11 MMUSD en algunos meses. A su vez es posible observar que dada la tecnología mayormente hidráulica de la empresa, Enel posee los mayores peajes precisamente en aquellos meses en que los valores de AES Gener se encuentran a la baja.

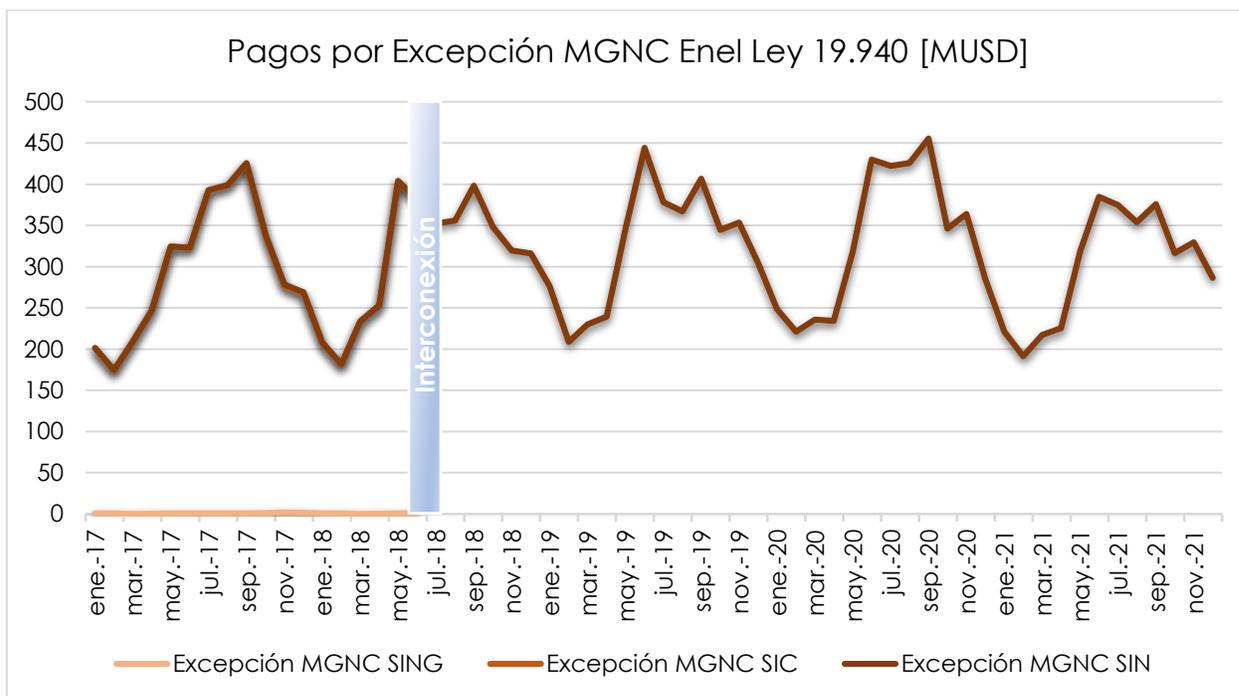


Gráfico 21: Pagos por Excepción MGNC Enel Ley 19.940 [MUSD]

En concordancia con lo anterior, efectivamente Enel es la empresa que en términos medios inyecta mayor cantidad de energía al sistema, por lo cual, sus pagos asociados a excepciones de MGNC son mayores que el resto con valores en torno a los 320 MUSD.

Con respecto a la central Los Cóndores (150 MW), cuyos peajes de inyección se pueden observar en el Gráfico 22, estos valores presentan *peaks* los meses de enero y marzo bordeando los 450 MUSD manteniéndose el resto de los meses en torno a los 100 MUSD. Nuevamente cabe destacar el orden de magnitud de estos valores frente a los de la central San Pedro, dado que su punto de inyección al sistema de transmisión troncal es la subestación Ancoa 220 kV (Área de Influencia Común), le corresponde solamente el pago de esta zona.

Finalmente, desde diciembre de 2020, con la entrada del bloque eólico asociado a las centrales con PPA por la última licitación de regulados, es posible apreciar un descenso en el monto de peajes el año 2021 frente a los observados en 2020. Esto probablemente se debe al desplazamiento de generación de costo medio impactando sobre el despacho de las unidades de la central San Isidro. Este mismo efecto también queda explícito en los montos a pagar por excepción MGNC el año 2021.

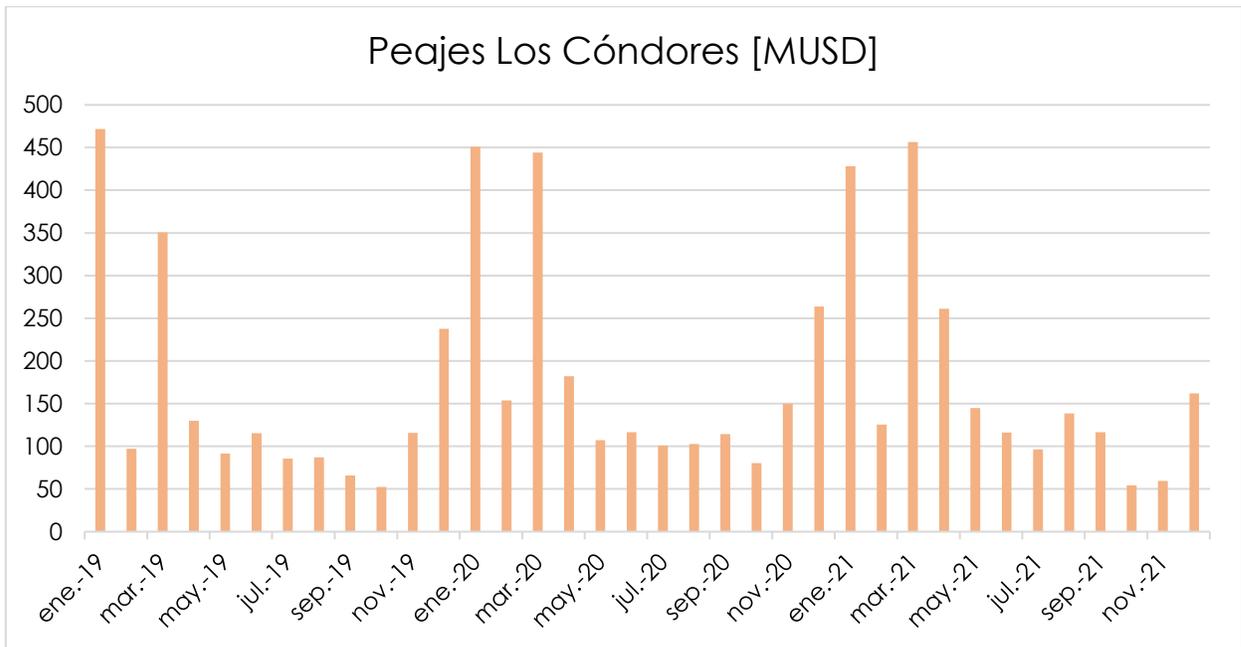


Gráfico 22: Peajes Los Cóndores [MUSD]

### 5.2.5. Engie

El Gráfico 23 presenta la evolución de los peajes de inyección de la empresa Engie considerando que el régimen de pago y todas las disposiciones contenidas en la ley 19.940 se mantienen en el tiempo.

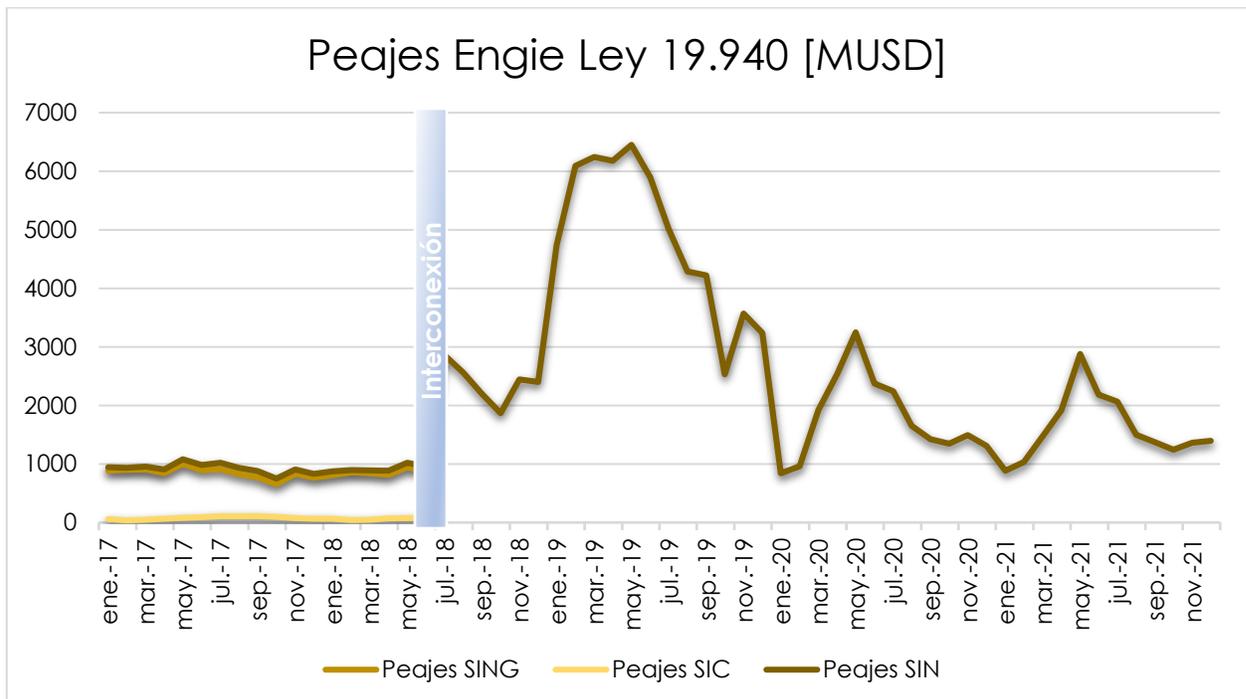


Gráfico 23: Peajes Engie Ley 19.940 [MUSD]

La empresa Engie se encuentra inserta en un contexto particular, dado que es un actor análogo a la empresa Colbún. Prácticamente la totalidad de su capacidad instalada se encuentra en el SING, siendo ésta además de características mayoritariamente térmicas. A raíz de esto, la interconexión implica, al igual que para Colbún, que debe proceder a pagar la totalidad del sistema de transmisión nacional, sin embargo, como se observó en el Gráfico 10 de Valorización del Sistema de Transmisión Nacional, los valores asociados al SIC quintuplican aquellos del SING, por lo cual sus impactos son mucho mayores. Previo a la interconexión, los pagos por inyección de Engie se encuentran en torno a 1 MMUSD con una desviación casi nula, debido a la naturaleza de la carga y generación del SING. Una vez ocurrida la interconexión, de forma inmediata, los peajes de inyección de Engie se elevan en torno a los 2,5 MMUSD. Posteriormente, los valores observados en el Gráfico 23 para el año 2019 se explican por dos razones; por un lado la entrada del proyecto ISA en enero de aquel año, y por otro, los flujos esperados entre los sistemas SIC y SING. Como se expuso en el Gráfico 14, durante el primer semestre de 2019, el SIC es esencialmente un importador de potencia, por lo cual, Engie presenta las mayores participaciones esperadas sobre el proyecto TEN e ISA, y parte importante del Área de Influencia Común radicada en el SIC. Como consecuencia de estos dos efectos, los peajes de inyección de esta empresa durante ciertos meses del primer semestre de 2019 superan los 6 MMUSD. Luego de este período, se observa una disminución de estos valores a medida que el SIC comienza a exportar potencia al SING, por lo que en términos esperados la generación de Engie queda menos representada. Desde el año 2020 en adelante, los valores mensuales oscilan en torno a los 2 MMUSD observándose los *peaks* de la curva en los mismos meses que la empresa AES Gener. Cabe destacar además, que desde la interconexión, Engie experimenta las variaciones propias de un sistema hidrotérmico, observándose en sus peajes las oscilaciones a las que se encuentran sometidas el resto de las empresas.

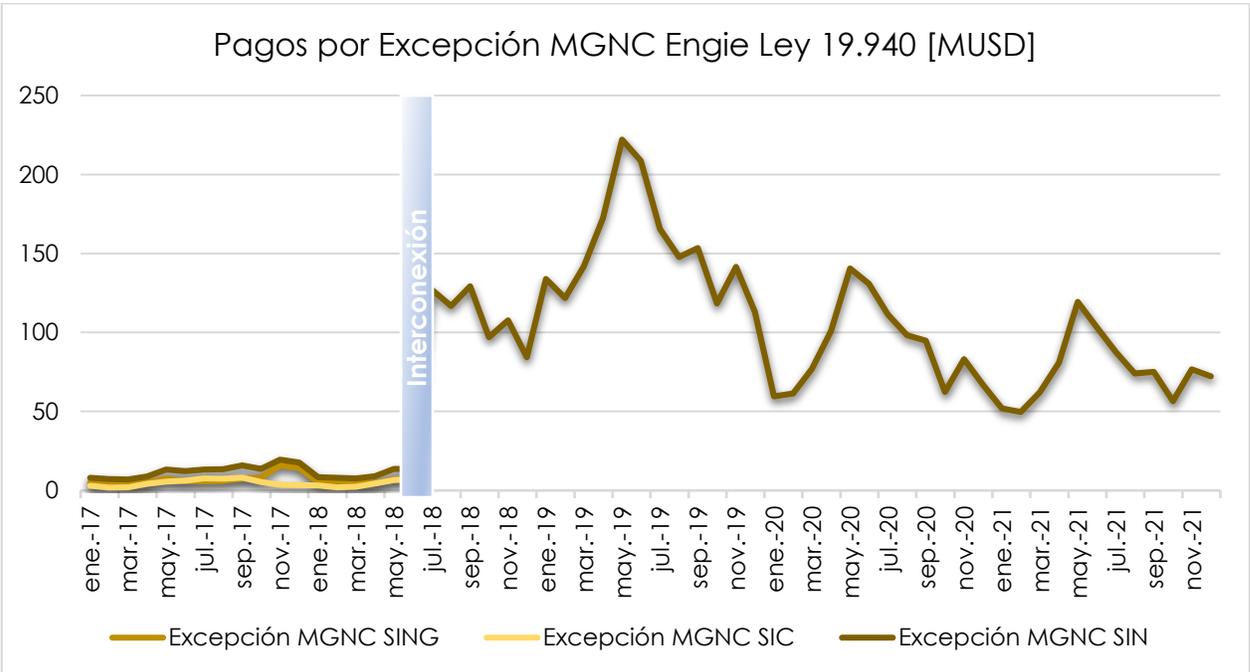


Gráfico 24: Pagos por Excepción MGNC Engie Ley 19.940 [MUSD]

El Gráfico 24 muestra los pagos por excepción de MGNC asociados a Engie, los cuales presentan la misma tendencia que sus peajes de inyección. Dado que este tipo de centrales se encuentran mayoritariamente en el SIC, a Engie le corresponde parte de los pagos que usualmente eran correspondidos en su mayoría a AES Gener, Colbún y Enel, por lo cual se aprecia un aumento desde los 10 MUSD a los 120 MUSD al momento de la interconexión. Por las mismas causas explicadas previamente, los máximos valores son alcanzados durante el primer semestre de 2019 moderándose los años 2020 y 2021 en torno a los 80 MUSD.

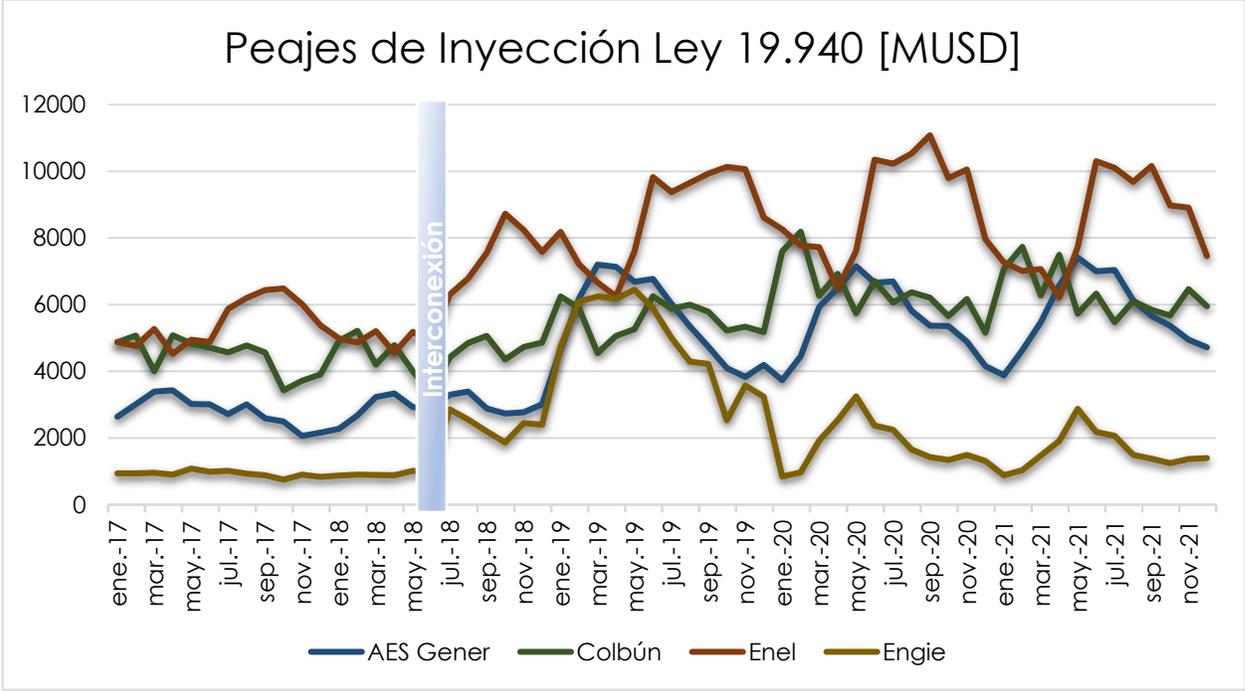


Gráfico 25: Peajes de Inyección Ley 19.940 [MUSD]

Finalmente, para efectos de comparar los órdenes de magnitud de los peajes de inyección de las cuatro empresas estudiadas, el Gráfico 25 presenta las cuatro trayectorias totales expuestas anteriormente. Se puede apreciar que los años 2018 y 2019, a causa de la interconexión, la entrada del proyecto ISA y las situaciones específicas de cada empresa explicadas previamente, presentan variaciones de importancia al ser el período de tránsito hacia un régimen más bien permanente observado los años 2020 y 2021, una vez que no se observan grandes proyectos de transmisión y el SIC se transforma en un exportador de potencia al SING. Es posible observar explícitamente como la trayectoria de peajes de AES Gener y Engie se mueven de forma sincronizada, yendo al alza en aquellos meses que los peajes de Enel se encuentran a la baja. Los peajes de Colbún en tanto se mueven en torno a una banda más estrecha que el resto de las empresas, combinándose los efectos de las tecnologías térmica e hidráulica de su capacidad instalada a través de centrales como Santa María, Nehuenco, Colbún, Angostura y Canutillar.

### 5.3. Proyección Ley 20.936

A continuación se presentan las evoluciones de peajes de acuerdo al régimen de pago dispuesto en el Artículo Transitorio 25° de la Ley 20.936 analizado en la Sección 4.7. Para cada empresa se expone la obtención del factor asociado a los contratos así como la trayectoria futura de sus peajes, mostrando los efectos de cada una de las etapas de la metodología de la Figura 15.

#### 5.3.1. AES Gener

El Gráfico 26 presenta el factor asociado a los contratos de AES Gener desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

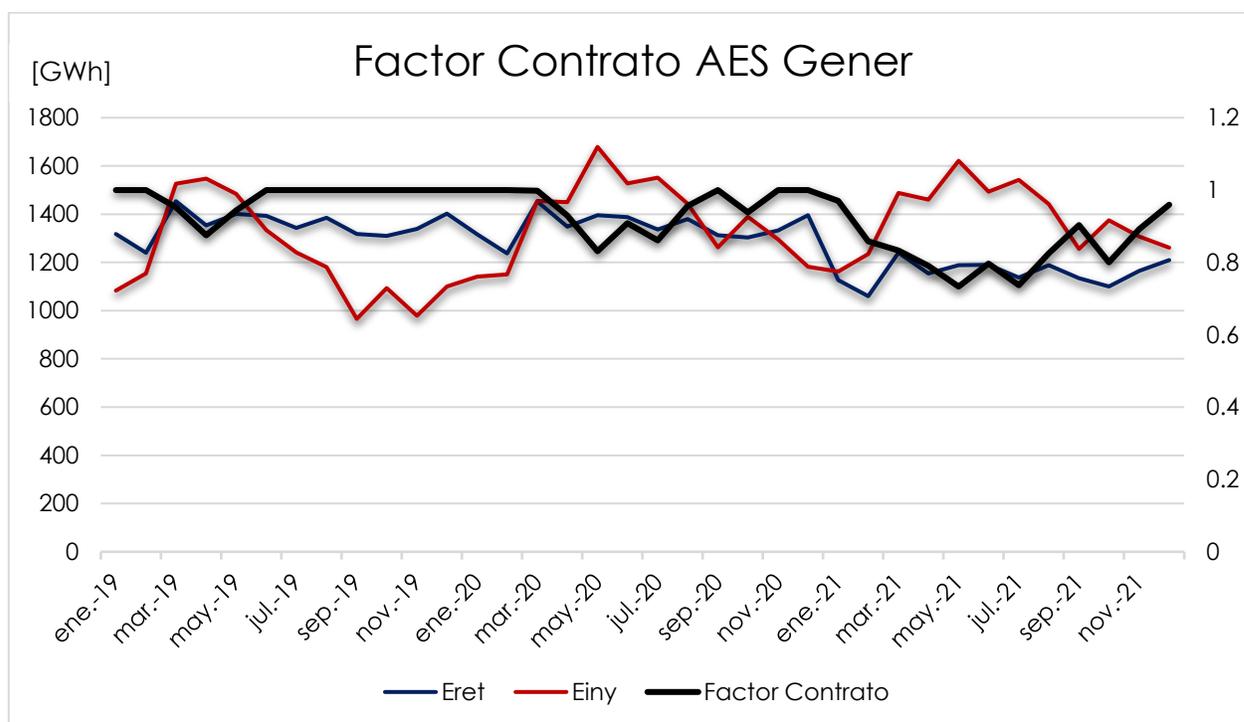


Gráfico 26: Factor Contrato AES Gener

En primer lugar, es posible observar que, por definición, el valor del factor, graficado en el eje secundario, es igual a uno cuando la energía inyectada es menor a la energía retirada de los contratos celebrados previamente a la entrada en vigencia de la ley 20.936, es decir, cuando la empresa es deficitaria respecto a éstos. En el caso contrario, cuando la empresa se torna excedentaria respecto a los contratos en cuestión, el factor toma el valor del cociente entre la energía retirada y la energía inyectada. Cabe destacar que la evolución de este factor presenta variaciones de acuerdo al vencimiento de contratos, por el lado de la energía retirada, así como también por cambios en la operación del sistema a lo largo del año y la entrada en operación de nuevas centrales, lo cual afecta mensualmente la energía inyectada de cada empresa.

Específicamente respecto al factor asociado a AES Gener, esta empresa no experimenta el vencimiento de ningún contrato durante el año 2019, lo cual mantiene su energía retirada en valores constantes en torno a los 1350 GWh. Posteriormente, el año 2020, presenta en marzo el vencimiento del contrato entre Guacolda Energía S.A. y la Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan, sin embargo, la caída importante de la energía retirada se tiene al término del año con el vencimiento del contrato suscrito con Enel Distribución por el lado de los regulados, y Anglo American, Papeles Bío-Bío, Productos Chilenos de Acero, ENAMI, entre otros, por el lado de clientes libres, llevando la energía retirada durante el año 2021 en torno a los 1150 GWh. Con respecto a la energía inyectada, como es de esperar, ésta presenta la misma tendencia que sus peajes de inyección exhibiendo un aumento aproximadamente desde marzo a junio de cada año. Esto ocasiona que el factor se posicione debajo de la unidad en torno al mes de abril de 2019 y 2020 principalmente por aspectos operacionales. Sin embargo durante el año 2021, a raíz del despacho de sus centrales y el vencimiento de los contratos señalados previamente, el factor desciende hasta un valor de 0,7 en los meses de mayo y julio.

El Gráfico 27 presenta la evolución de los peajes de AES Gener, comparando la curva previamente expuesta asociada a la ley 19.940, con aquella obtenida mediante las disposiciones de la ley 20.936, denominada en el gráfico como Factor Contrato. Adicionalmente, las curvas intermedias representan los efectos de las distintas etapas de la metodología, siendo la primera la asociada al retiro de todas aquellas instalaciones que no serán pagadas en ninguna proporción por los generadores, y la segunda aquella luego de la aplicación de los factores transitorios anuales.

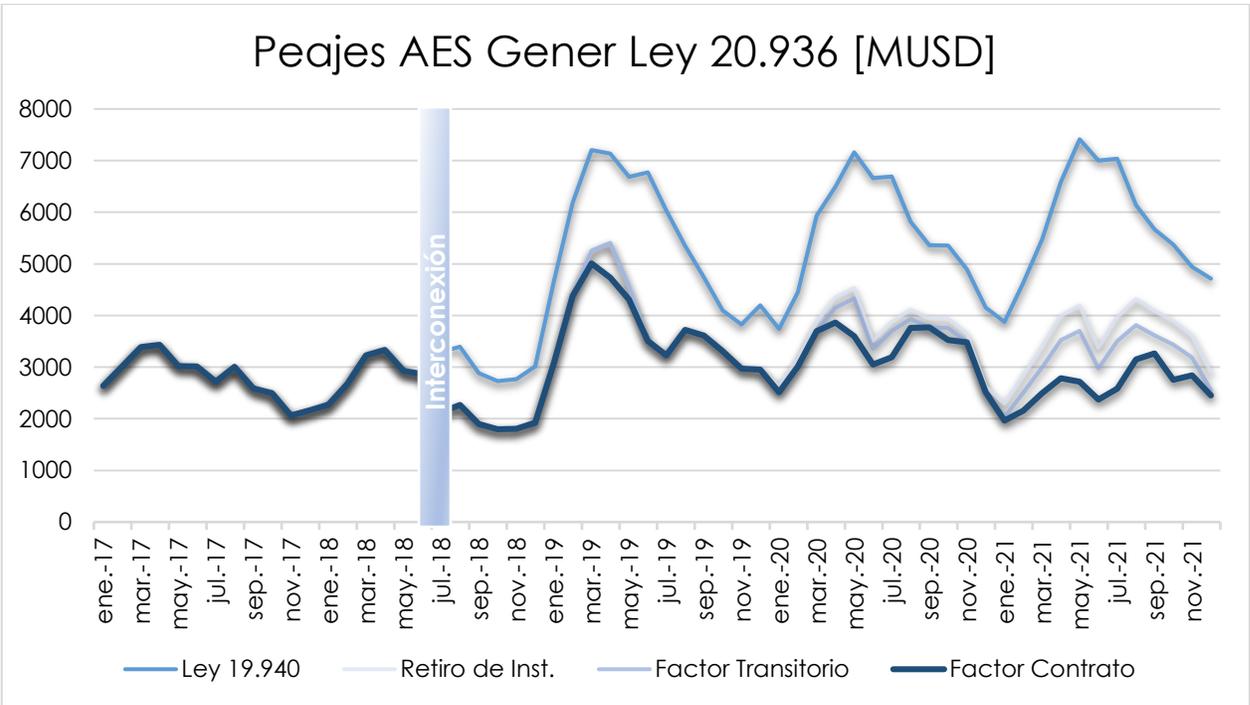


Gráfico 27: Peajes AES Gener Ley 20.936 [MUSD]

Uno de los principales efectos que queda a la vista, es que los peajes de AES Gener luego de la interconexión, alcanzan un *peak* más moderado con respecto a lo observado según la ley 19.940, llegando a los 5 MMUSD frente a los 7 MMUSD en el caso base. Esto ocurre sólo a causa del retiro de instalaciones de transmisión, específicamente aquellas asociadas a la interconexión, dado que el factor transitorio durante el año 2019 es de un 100% y el factor contrato posee un efecto menor durante estos primeros meses. Durante el año 2020, se logran apreciar los primeros efectos de ambos factores para luego en 2021, tornarse más relevantes para ubicar los peajes de inyección en torno a los 2,6 MMUSD. Es importante destacar que en el caso base, los peajes de inyección de AES Gener se mantenían relativamente constantes, dado que los efectos de la entrada de nuevas centrales generadoras que absorbían peajes se anulaban con los peajes de las nuevas instalaciones de transmisión. En el nuevo escenario, dado que las nuevas instalaciones de transmisión las remunera directamente la demanda, es posible observar que los peajes antes de la ponderación por lo factores, va en descenso, debido al crecimiento del parque generador. Finalmente, luego de todos los efectos aplicados, hacia el término del horizonte de estudio, los peajes obtenidos se encuentran del orden de una media anual de 2,6 MMUSD frente a los 2,8 MMUSD observados en 2017.

### 5.3.2. Colbún

El Gráfico 28 presenta el factor asociado a los contratos de Colbún desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

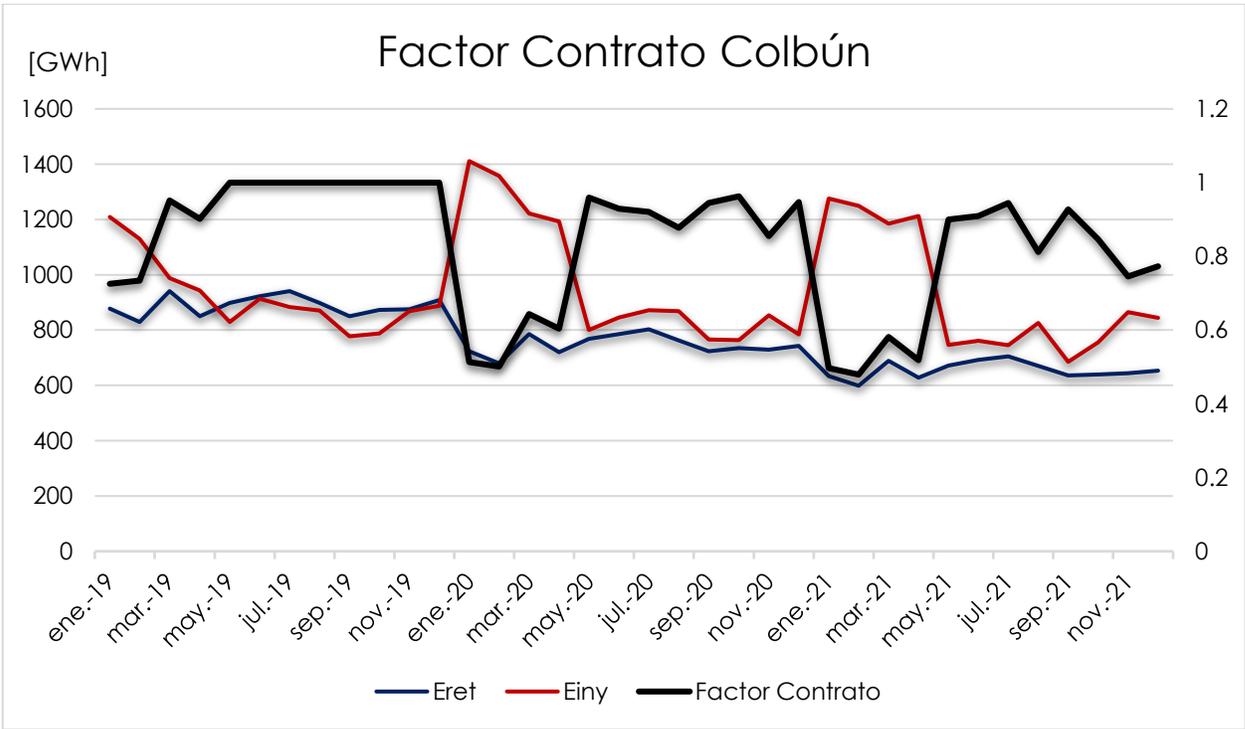


Gráfico 28: Factor Contrato Colbún

Respecto a la energía inyectada, en primer lugar se debe destacar que en el cálculo se encuentra excluida la central San Pedro dado que fue previamente exenta de los peajes de inyección. En cuanto a los contratos, la empresa Colbún tiene vencimientos importantes a finales de 2019 y 2020. En cuanto al primero, se tiene el vencimiento de contratos asociados a regulados el 31 de diciembre de 2019 lo que ubica la energía retirada en torno a los 740 GWh, con respecto a los 880 GWh previo al vencimiento de éstos. Posteriormente, el 31 de diciembre de 2020 vence el contrato con Anglo American por volúmenes de energía de 90 GWh mensuales lo que disminuye el retiro a unos 650 GWh en 2021. Con respecto a la energía inyectada, nuevamente los supuestos de disponibilidad de gas para las unidades de la central Nehuenco los años 2020 y 2021 tienen un alto impacto en los resultados, elevando la energía inyectada en torno a los 1300 GWh en los meses en que se consideraron los contratos de abastecimiento de gas natural. De esta forma, en 2019, se tiene que de enero a abril Colbún es excedentaria respecto a los contratos indicados a causa del contrato efectivamente celebrado para la unidad dos de Nehuenco, con lo que el factor parte aproximadamente en un 0,73 los meses de enero y febrero. Durante el resto del año, la empresa queda deficitaria respecto a sus contratos por algunas decenas de GWh por lo que el factor se mantiene en la unidad. Con el vencimiento de los contratos a distribuidoras, la empresa queda excedentaria durante todo el año 2020, y en particular para los meses en que opera la central Nehuenco, se tiene que el factor desciende hasta un 0,5. Para el año 2021, se repite la misma situación del año anterior pero aún más acentuada con el vencimiento del contrato con Anglo American, llegando a mínimos de 0,48 en febrero de este año.

El Gráfico 29 presenta la evolución de los peajes de Colbún, comparando la curva previamente expuesta asociada a la ley 19.940, con aquellas obtenidas mediante las disposiciones de la ley 20.936.

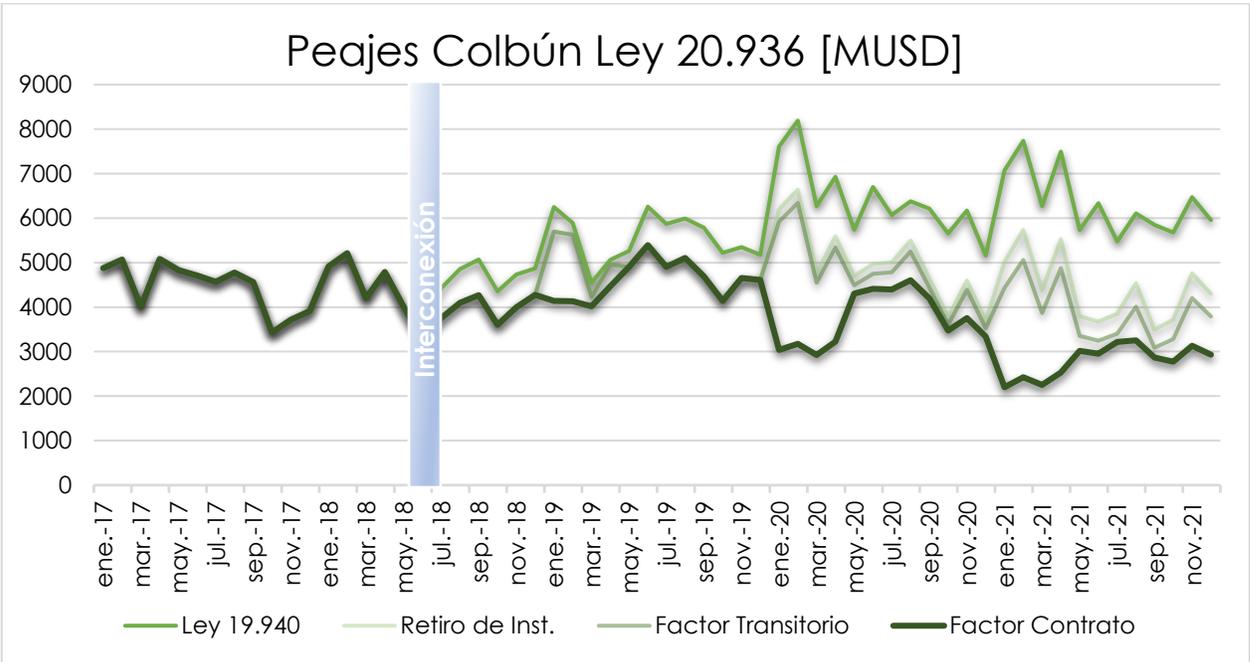


Gráfico 29: Peajes Colbún Ley 20.936 [MUSD]

A diferencia de la empresa AES Gener, Colbún no percibe un impacto importante con la ley 19.940 a causa de la interconexión, aun así, debido al retiro de instalaciones de transmisión, los nuevos pagos por transmisión se ubican unos 800 MUSD por debajo del caso base luego de la interconexión y a lo largo del 2019. A su vez, de enero a abril del 2019 se observa una disminución de los montos aún mayor a causa del factor contrato. En cuanto a la operación de la central Nehuenco, ésta es especialmente relevante en este nuevo régimen de pago. Por un lado, de acuerdo a la ley 19.940, los contratos de abastecimiento de gas natural informados al CDEC-SIC derivaban en que necesariamente a la central le correspondería pagar sus peajes de inyección elevando de forma importante los valores, sumado al hecho de la existencia de nuevas instalaciones de transmisión. En este nuevo escenario en cambio, la exención de pago sobre las nuevas instalaciones de transmisión, pero sobre todo, el factor asociado a los contratos, puede disminuir de forma importante los peajes totales por la inyección de energía de esta central, lo cual se verifica en el gráfico en los meses en que opera la central Nehuenco con GNL de 2020 y 2021, obteniéndose diferencias en torno a los 5 MMUSD entre ambos regímenes de pago. Finalmente, a lo largo del último año, se verifica que los peajes de inyección de Colbún presentan una media de 2,8 MMUSD; por debajo de la media anual de 4,4 MMUSD previo a la interconexión.

### 5.3.3. Enel

El Gráfico 30 presenta el factor asociado a los contratos de Enel desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

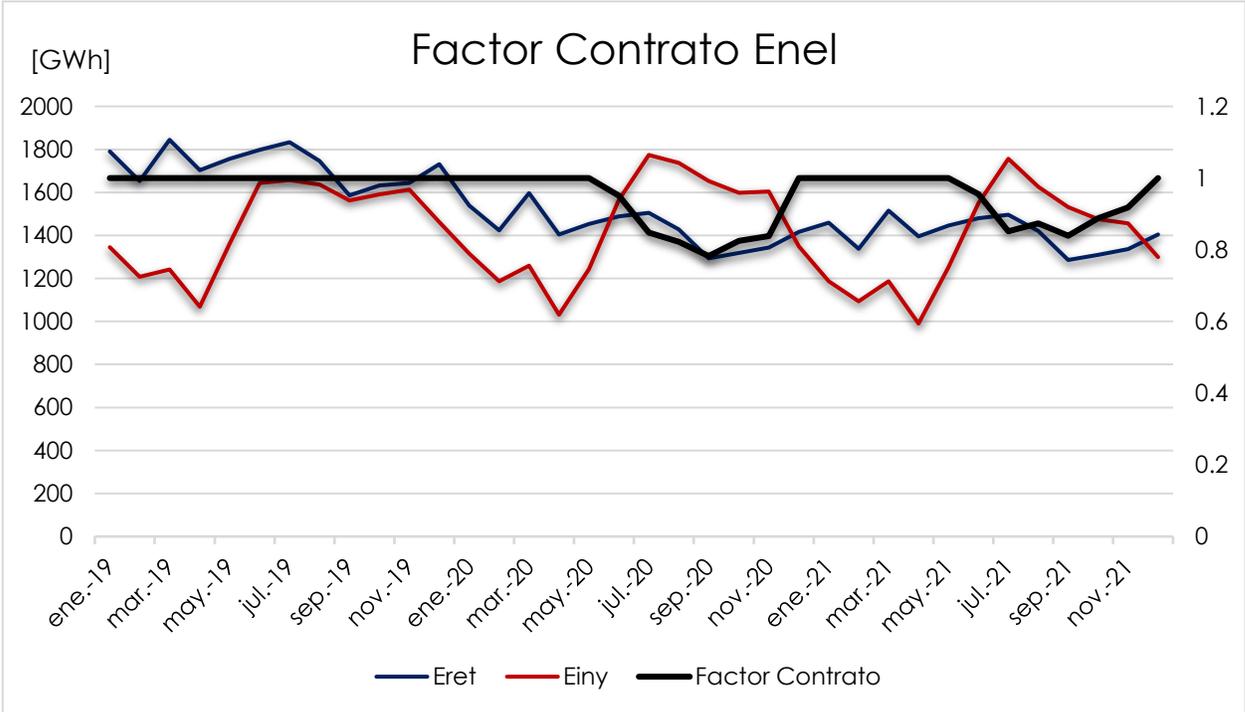


Gráfico 30: Factor Contrato Enel

Una situación factible en el mercado eléctrico es la contratación de energía entre generadores. Con respecto a esto, la ley es clara en indicar que el factor asociado a contratos se calcula como la energía retirada de contratos de suministro a clientes libres o regulados y la energía inyectada por la empresa generadora que suscribe el contrato, por lo cual, aquellas empresas que contratan energía de otros generadores para suplir parte de sus contratos, como es el caso de Enel con Enel Green Power, pueden experimentar los efectos del factor contrato con un retraso mayor en el tiempo con respecto a aquellas empresas generadores que abastecen sus contratos con su propia generación instalada. Adicionalmente, a aquella empresa que vende energía a otro generador no se le debiese aplicar el factor contrato debido a las razones recién descritas. Es probable que a raíz de lo anterior, Enel se muestre deficitaria respecto a sus contratos hasta recién mayo de 2020, donde el factor contrato comienza a disminuir hasta llegar a un valor de 0,78. Además se debe señalar que, de forma análoga a lo ocurrido con la central San Pedro para la empresa Colbún, Los Cóndores no es considerada en el cálculo de energía inyectada, dado que fue previamente eximida de los peajes de inyección. Para el caso de esta empresa, las bajas del factor contrato están totalmente ligadas a aquellos meses en que la generación hidráulica, propia de Enel, es intensiva. Con respecto a la energía retirada, Enel experimenta el vencimiento de contratos asociados a bloques de energía de regulados a fines de 2019 y de clientes libres radicados tanto en el SING como en el SIC durante 2019 y 2020. A causa de esto, la energía retirada, que en 2019 se ubicaba en torno a los 1700 GWh, disminuye a una media anual de 1400 GWh en 2021.

El Gráfico 31 presenta la evolución de los peajes de Enel, comparando la curva previamente expuesta asociada a la ley 19.940, con aquellas obtenidas mediante las disposiciones de la ley 20.936.

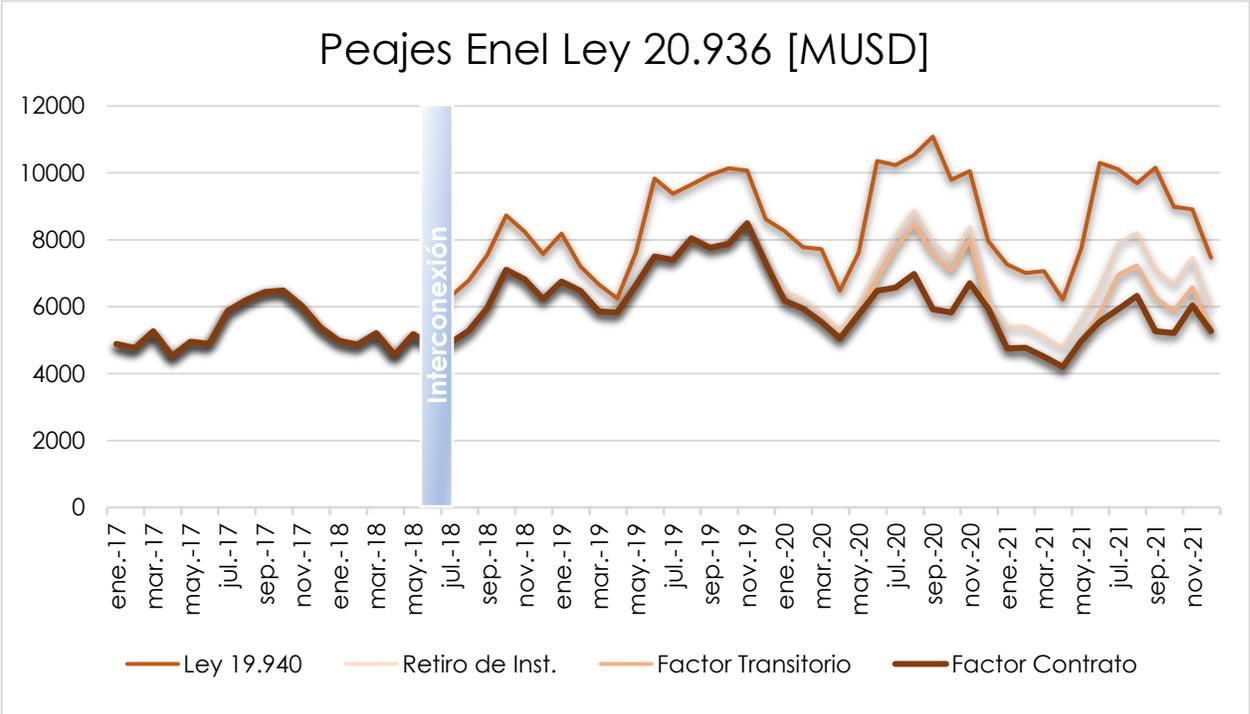


Gráfico 31: Peajes Enel Ley 20.936 [MUSD]

Al igual que lo observado en el resto de las empresas, la exclusión de las líneas de interconexión como pago por parte de los generadores, hace que al momento en que ocurra esta, la variación sea más moderada con respecto al caso base. En particular para la empresa Enel, esto queda representado en una diferencia de 1,4 MMUSD en julio de 2018 entre ambos escenarios. Adicionalmente, debido a los órdenes de magnitud, se puede apreciar como las curvas de estos escenarios se acercan en torno al mes de abril de 2019, que es precisamente el mes en que el SING exporta la mayor cantidad de potencia al SIC. Dado que a lo largo del 2019, esencialmente la diferencia se debe a la eximición de las líneas de interconexión, y la empresa Engie por su parte paga parte importante del sistema, es que estas curvan solo queda separadas por unos 300 MUSD. Durante el año 2020 en tanto es posible observar que en el caso base, dada la entrada en operación de proyectos de transmisión y de la central Los Cóndores, los peajes de inyección de Enel se elevaban sobre los 11 MMUSD en septiembre de aquel año. El conjunto de disposiciones de la nueva ley en cambio, ubica los peajes de Enel en igual período bajo los 7 MMUSD. Finalmente hacia 2021, los peajes de Enel oscilan en torno a una media anual de 5,2 MMUSD, en contraste con los 5,4 MMUSD observados previo a la interconexión durante el año 2017.

### 5.3.4. Engie

El Gráfico 32 presenta el factor asociado a los contratos de Engie desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

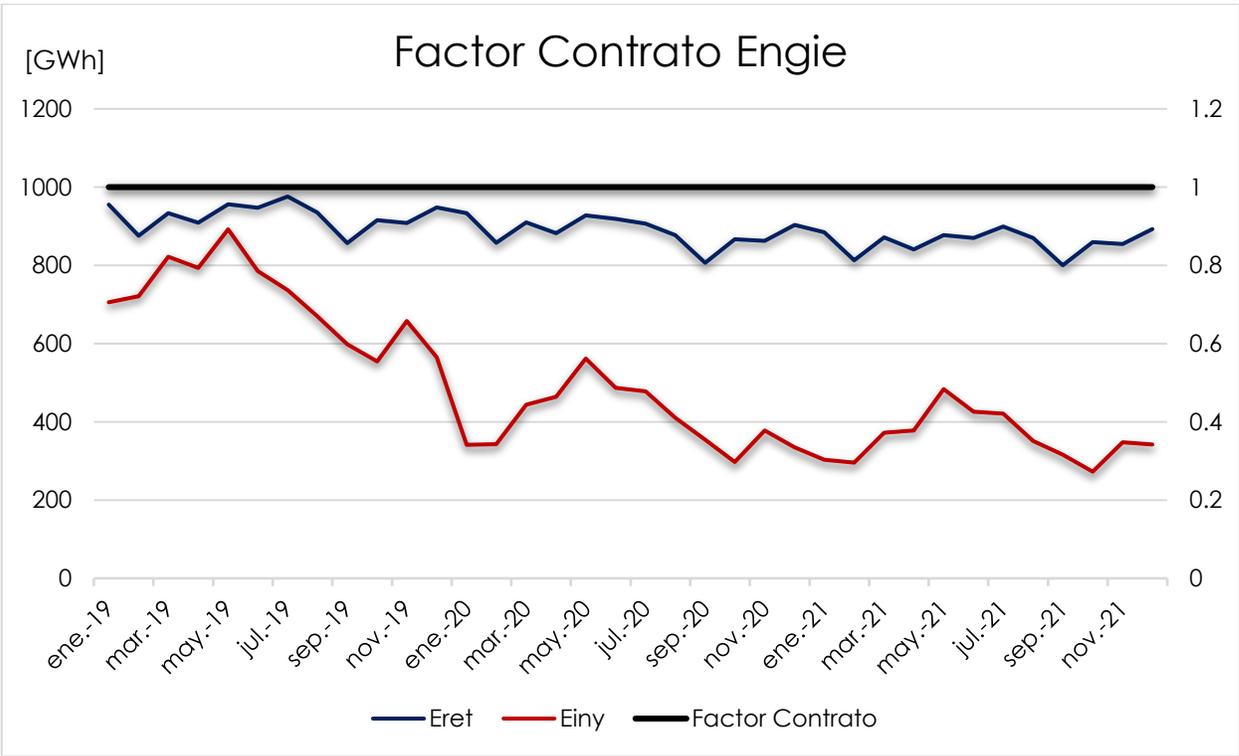


Gráfico 32: Factor Contrato Engie

De la curva se puede apreciar directamente que la empresa Engie queda deficitaria con respecto a sus contratos a lo largo de todo el período de estudio, con lo que el factor contrato queda fijado en la unidad. Esto sucede por un conjunto de razones. En primer lugar, con respecto a la energía retirada, Engie queda sujeta al vencimiento de tan solo cuatro contratos de bajos volúmenes de energía entre enero de 2019 y diciembre de 2021. Adicionalmente, el primero de enero de 2018 comienza el suministro de importantes bloques de energía a distribuidoras ubicadas en el SIC de acuerdo a licitación de regulados con fechas de suscripción durante el año 2015 por montos que se elevan a los 400 GWh mensuales; situación que no queda capturada en el gráfico. Por el lado de la energía inyectada existen dos factores relevantes. La central a carbón IEM (Infraestructura Eléctrica Mejillones), pese a que se contempla su entrada en operación en febrero de 2018, no es considerada como parte de la capacidad instalada de Engie, debido a las intenciones de venta que ha manifestado la empresa. Esta central de 356 MW podría representar una inyección en torno a los 250 GWh mensuales, lo cual podría derivar en valores menores a uno del factor contrato a principios del año 2019. Durante los años 2020 y 2021, se observa que durante los primeros semestres, la energía inyectada de Engie se ve aparentemente mermada por la operación de la central Nehuenco, disminuyendo parte de las inyecciones de sus centrales carboneras pero sobre todo, desplazando el despacho de la U16 a GNL de la central Tocopilla. El gráfico además deja en evidencia que la empresa Engie desde el año 2020, y con los supuestos considerados, quedará sometida al mercado spot por cerca de 500 GWh mensuales.

El Gráfico 33 presenta la evolución de los peajes de Engie, comparando la curva previamente expuesta asociada a la ley 19.940, con aquellas obtenidas mediante las disposiciones de la ley 20.936.

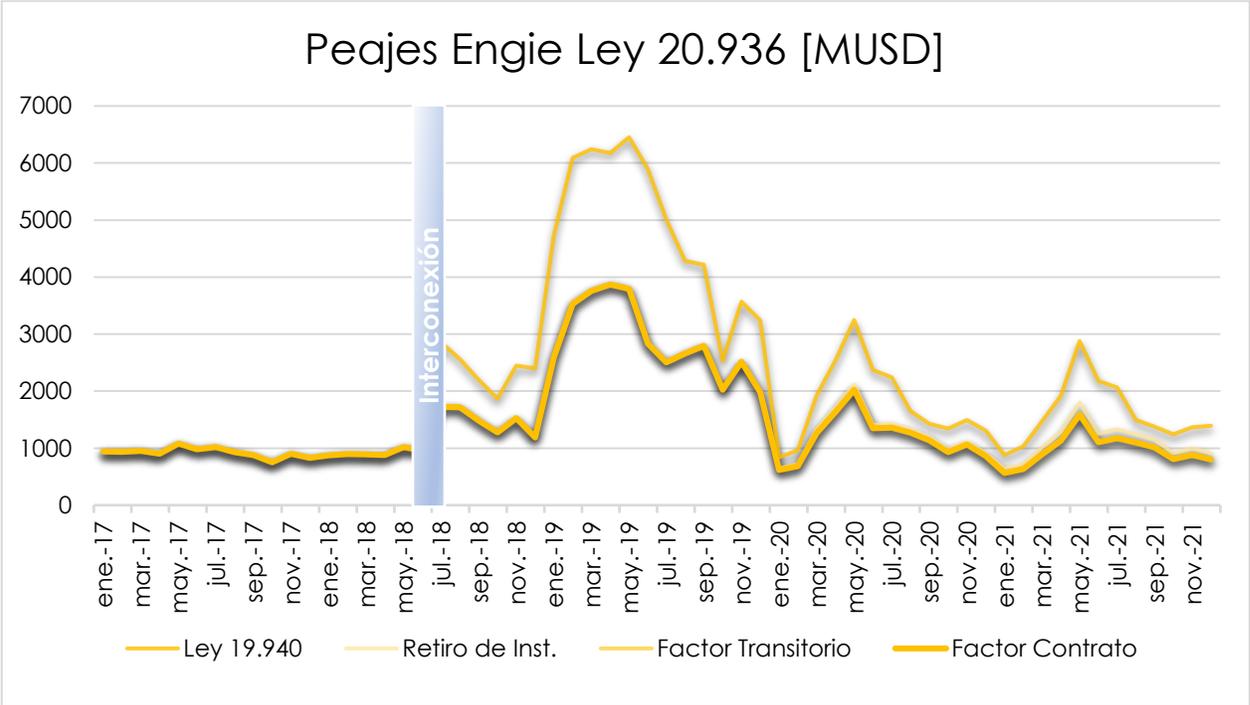


Gráfico 33: Peajes Engie Ley 20.936 [MUSD]

De forma análoga a AES Gener, la empresa Engie experimenta un aumento más moderado de sus peajes de inyección desde la interconexión y a lo largo del año 2019 con respecto al caso base. En julio de 2018, los efectos de la interconexión se traducen en un aumento a 1,7 MMUSD frente a los 2,8 MMUSD que generaba la ley 19.940. En adelante, durante el año 2019, el *peak* que se alcanzaba en torno a abril a causa de la exportación de potencia del SING en torno a los 6 MMUSD, se ve notoriamente más disminuido en alrededor de un 40% llegando a los 3,7 MMUSD. Durante los años 2020 y 2021, la principal componente de reducción es el retiro de las instalaciones de transmisión señaladas en la Tabla 9 frente a otras empresas en que el factor contrato tenía importantes impactos. Debido a que este último se mantiene en la unidad, la curva asociada al factor transitorio es la misma obtenida a raíz del factor contrato. Finalmente, la media anual de los peajes de inyección de Engie el año 2021 se ubica en torno a los 975 MUSD, frente a los 920 MUSD que figuraban el año 2017 previo a la interconexión.

El Gráfico 34, al igual que para el caso de la ley 19.940, muestra la evolución definitiva de los peajes de inyección de las cuatro empresas estudiadas, según las disposiciones de la ley 20.936. Al comparar ambos gráficos se observa que los peajes de AES Gener y Colbún, que en el caso base superaban en ciertos meses los peajes de Enel; en el nuevo escenario, el efecto del factor contrato, que es más importante en las primeras empresas, ubica las curvas de peajes por debajo de los de Enel en todo el período de estudio desde la interconexión de los sistemas. Adicionalmente, el efecto conjunto del retiro de instalaciones y del factor contrato, hace que los peajes de AES Gener y Colbún se encuentren en torno a valor similares desde el año 2020 en adelante.

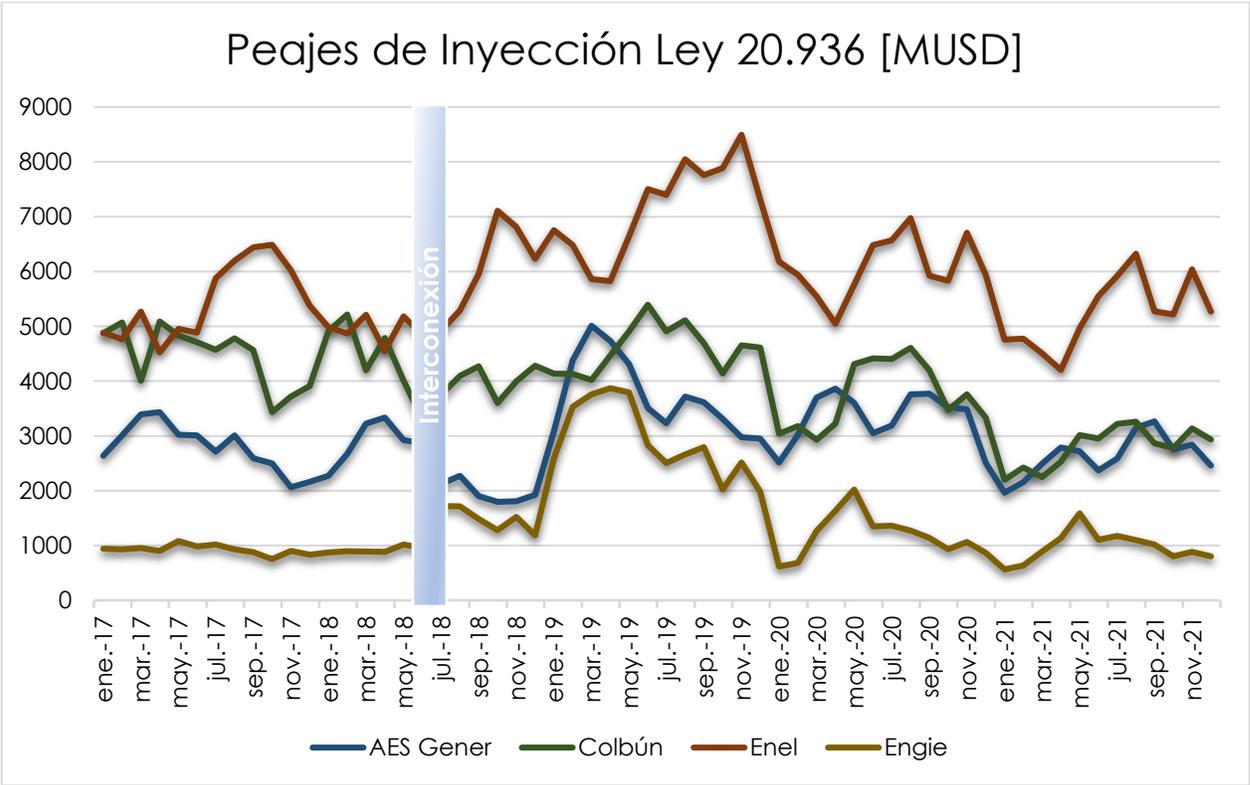


Gráfico 34: Peajes de Inyección Ley 20.936 [MUSD]

## 5.4. Escenario ERNC

El escenario ERNC genera tres efectos sobre los peajes finales de las empresas considerando la ley 20.936, los cuales no se encuentran alineados, por lo que no es directo suponer una disminución o aumento de los peajes de una empresa para un mes dado. Por un lado, la generación ERNC puede generar mayores utilidades o congestiones en ciertas líneas, aumentando los ingresos tarifarios de energía y disminuyendo de esta forma el peaje a remunerar mensualmente, con lo cual los montos a pagar por parte de las empresas se pueden ver afectados a la baja. A su vez, la introducción de mayor generación ERNC da origen a participaciones sobre las líneas para el cálculo de sus peajes, por lo cual los porcentajes de uso del resto de centrales pueden disminuir, aminorando los peajes de estas centrales. El efecto contrario sin embargo, se observa en el cálculo del factor asociado a contratos, dado que la generación ERNC tenderá a disminuir la energía inyectada de las empresas, con lo cual el cociente entre energía retirada e inyectada podría aumentar hacia la unidad.

### 5.4.1. AES Gener

El Gráfico 35 presenta el factor asociado a los contratos de AES Gener en el escenario con alta penetración ERNC, desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio. Adicionalmente, se presentan las curvas de energía inyectada y de factor contrato presentadas anteriormente, para su comparación.

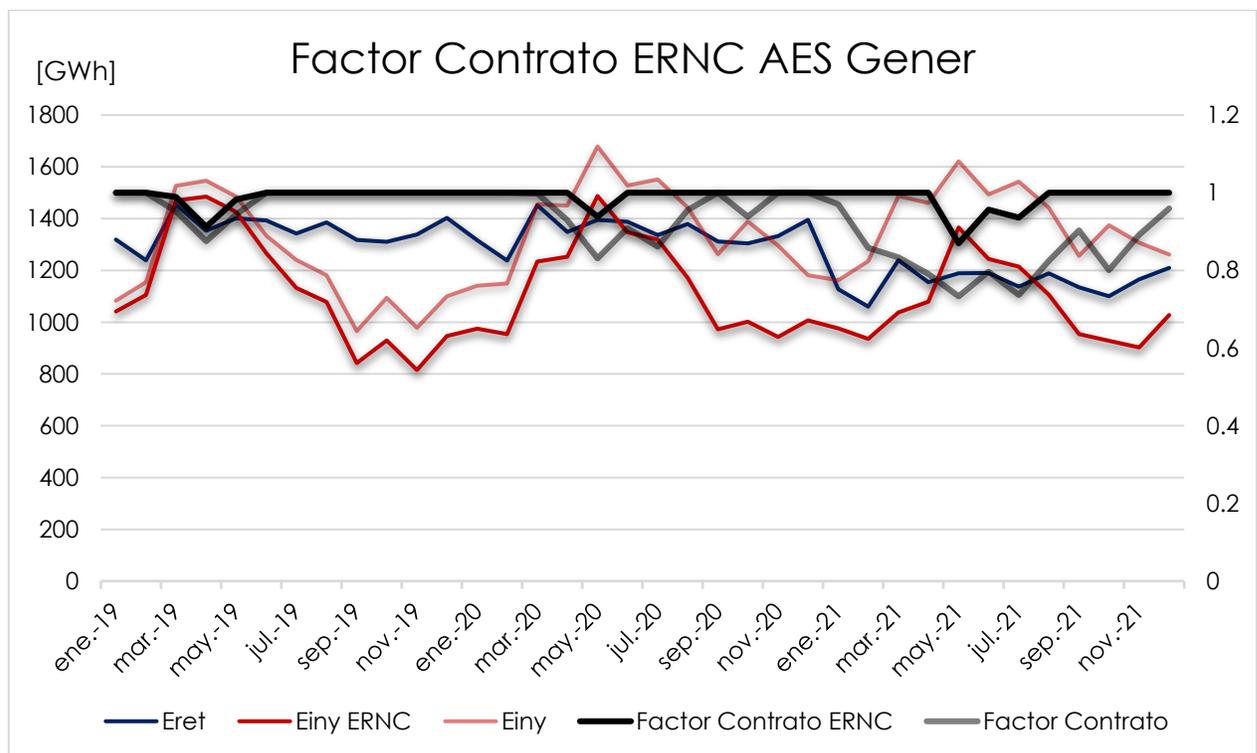


Gráfico 35: Factor Contrato ERNC AES Gener

La naturaleza del escenario ERNC, con aumentos escalonados de capacidad instalada de tecnologías fotovoltaica y eólica, desde el 2019 en adelante, se aprecia directamente en las diferencias entre las curvas de energía inyectada por AES Gener en el gráfico anterior, observándose desplazamientos de energía inyectada por montos en torno a los 50 GWh a principios de 2019, y superando los 400 GWh desplazados en algunos meses del año 2021. Esto incide directamente en los valores del factor contrato a lo largo de los años. De esta forma, en el caso sin alta penetración ERNC, se observaba que en aquellos meses de alta inyección por AES Gener se alcanzaban mínimos del factor de 0,83 y 0,73 en 2020 y 2021 respectivamente, mientras que con el escenario ERNC, estos pasan a ser 0,93 y 0,86. Adicionalmente, el período en que el factor contrato es distinto a la unidad, se ve considerablemente reducido pasando de 22 a 7 meses en el escenario ERNC.

Pese al efecto anterior sobre el factor contrato, se puede observar en el Gráfico 36 que los peajes de la empresa AES Gener se ven notoriamente más disminuidos, lo cual implica que las consecuencias en los ingresos tarifarios, pero sobre todo la asignación de prorratas sobre los tramos del sistema de transmisión nacional de las nuevas centrales ERNC, poseen mucha mayor relevancia que el factor contrato en los valores finales de peajes. Es importante además destacar que las centrales ERNC, definidas en la Sección 4.9, se localizan en las zonas de alto potencial solar y eólico, con lo cual su inyección se da de forma importante entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto. Esto implica que sus prorratas sobre el sistema de transmisión nacional aplican particularmente en líneas del sistema de transmisión nacional en las cuales el complejo Guacolda tenía las mayores proporciones, lo cual explicaría la alta diferencia entre los peajes de ambos escenarios (en torno a 1 MMUSD promedio anual en 2021).

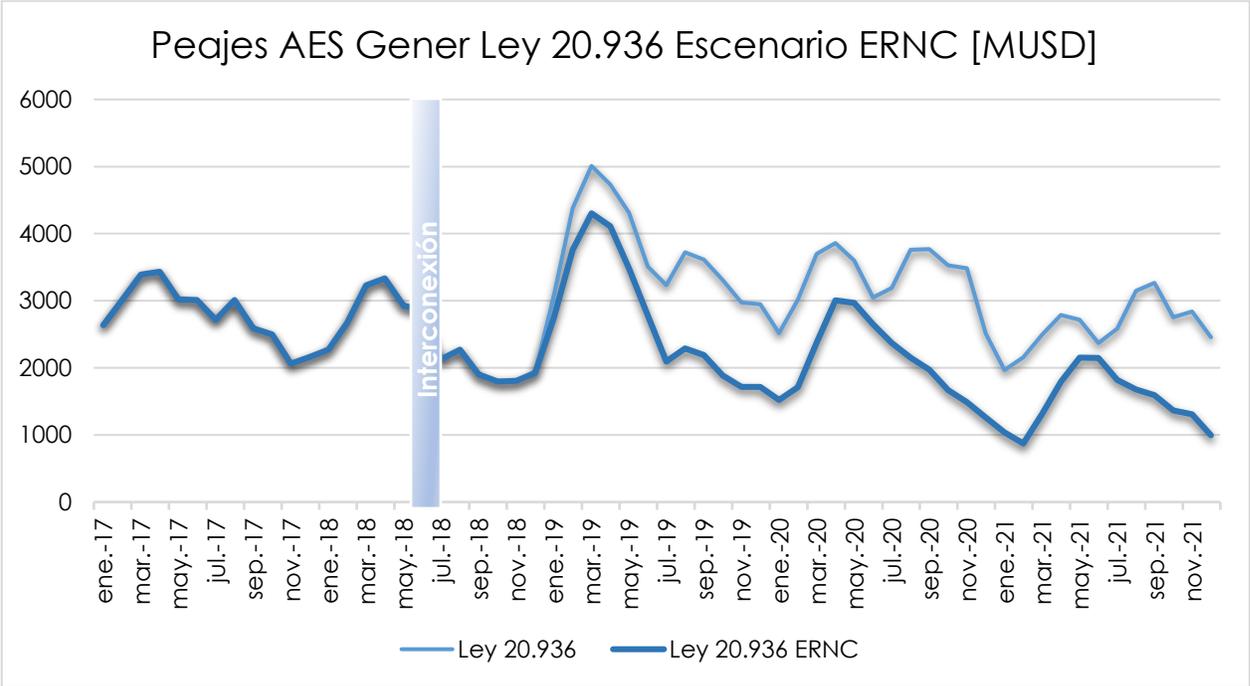


Gráfico 36: Peajes AES Gener Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD]

## 5.4.2. Colbún

El Gráfico 37 presenta el factor asociado a los contratos de Colbún en el escenario con alta penetración ERNC, desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

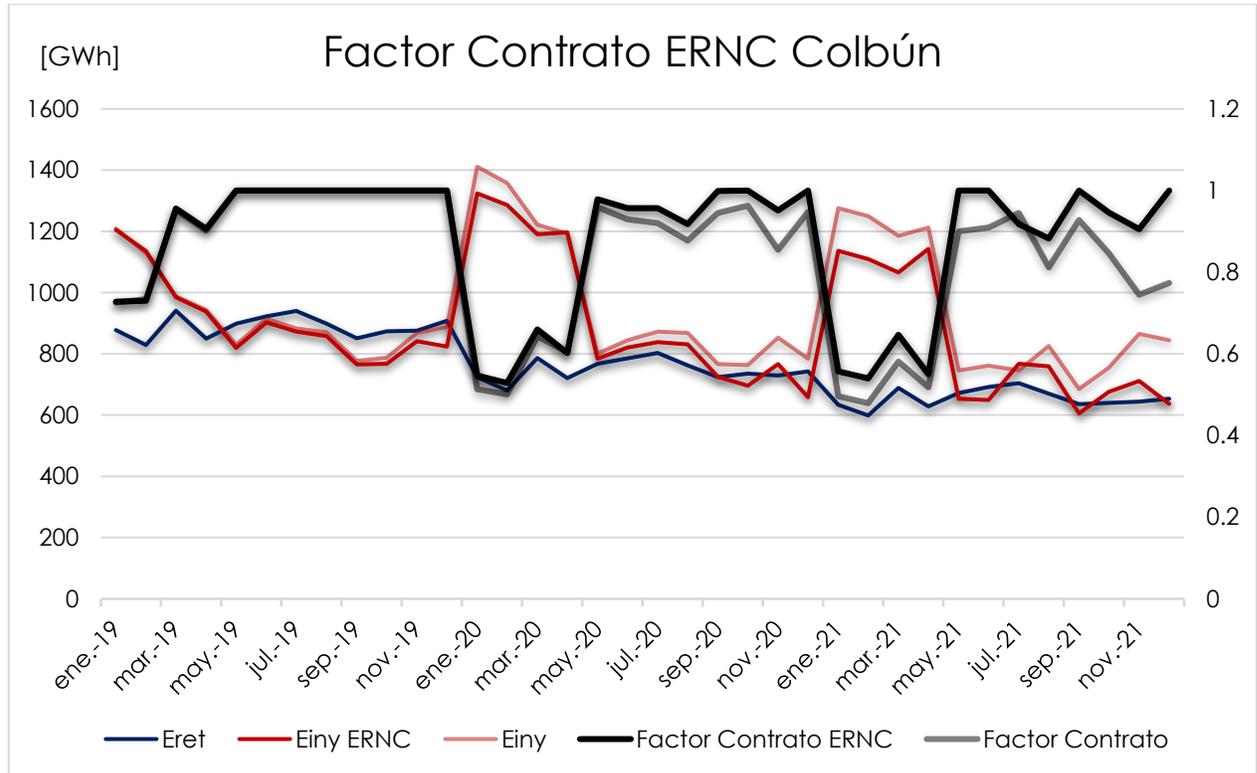


Gráfico 37: Factor Contrato ERNC Colbún

A diferencia de lo observado con el factor contrato de AES Gener en el escenario ERNC, el gráfico anterior asociado a la empresa Colbún muestra que los impactos de la instalación de estas centrales son menores desplazando levemente la curva del factor hacia la unidad. Esto, a su vez, se debe a que la energía inyectada por Colbún, si bien se ve disminuida en este nuevo escenario, presenta una diferencia mucho más moderada que la empresa anterior.

Esta situación queda representada en el Gráfico 38, en el cual se observa que los peajes de Colbún en el escenario ERNC presentan menores niveles de diferencia en los años 2019 y 2020 con valores promedio anual de 380 MUSD y 600 MUSD. Las disminuciones de peajes el año 2020 en tanto son más importantes con un valor promedio anual que bordea 1 MMUSD, lo cual, debido a que las diferencias de energía inyectada entre escenarios para este año no son de grandes magnitudes, se explicaría por redistribuciones en los flujos del sistema de transmisión troncal debido a las características operacionales propias del período aumentando los casos en que los factores GGDF se anulan, disminuyendo las participaciones esperadas por los tramos del sistema.

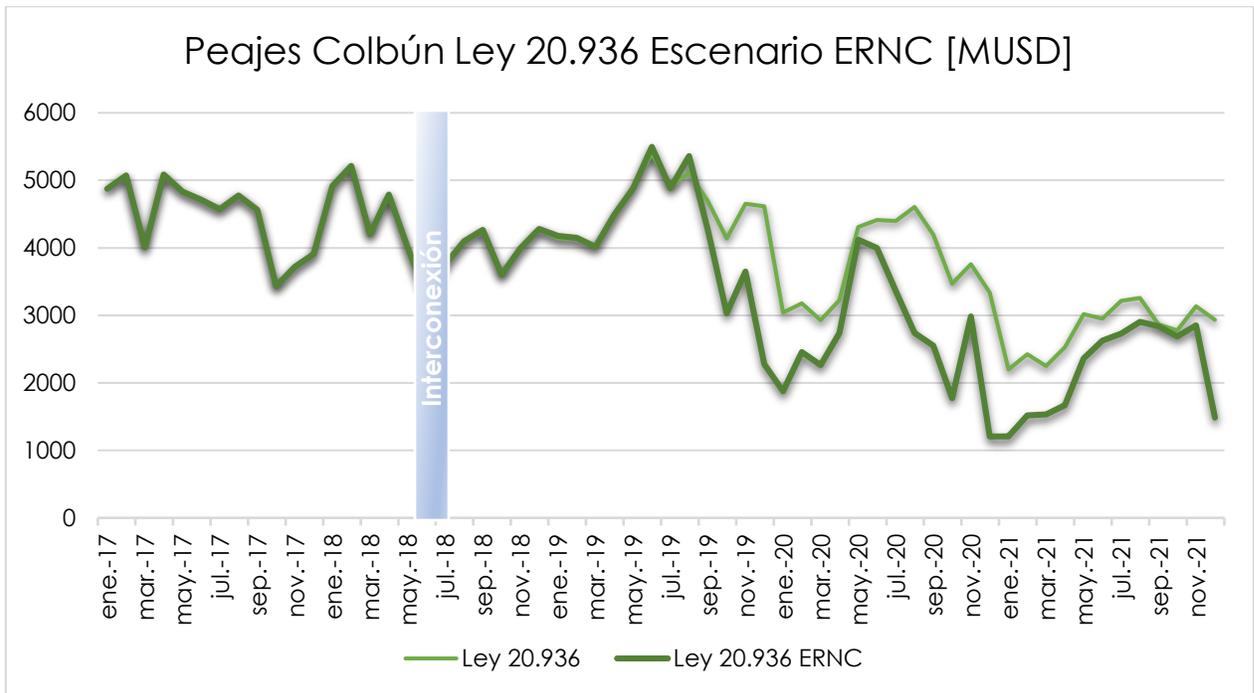


Gráfico 38: Peajes Colbún Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD]

### 5.4.3. Enel

El Gráfico 39 presenta el factor asociado a los contratos de Enel en el escenario con alta penetración ERNC, desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

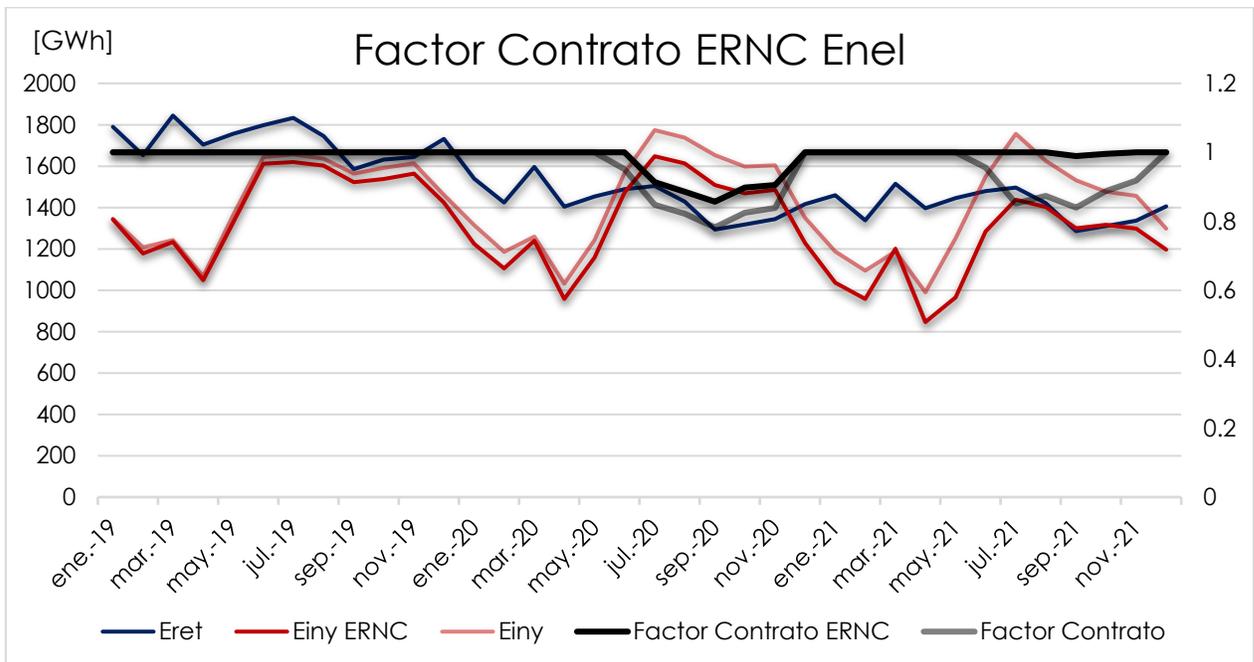


Gráfico 39: Factor Contrato ERNC Enel

La disminución de la energía inyectada por parte de la empresa Enel a causa de las centrales ERNC, hace que el factor contrato durante el año 2020 se vea afectado al alza alcanzando en junio la unidad, y aumentando de 0,78 a 0,85 en septiembre, mes que representaba el mínimo durante aquel año. En 2021 en tanto, como es de esperar, los impactos son aún mayores, con un desplazamiento de energía en torno a los 200 GWh promedio anual, con lo cual el factor; que en el caso anterior se ubicaba en valores menores a uno prácticamente a lo largo de todo el segundo semestre, ahora pasa a mantenerse virtualmente en la unidad durante de todo el año.

El Gráfico 40 muestra los peajes de inyección de la empresa Enel para el escenario ERNC, los cuales presentan un comportamiento bastante similar a aquellos de la empresa Colbún, exhibiendo las bajas más importantes hacia finales de los años hidrológicos (entre los meses de enero y marzo). De esta forma, la diferencia entre ambos casos en enero de 2020 y 2021 por ejemplo, alcanza valores en torno a los 3,6 y 3,4 MMUSD. Esta situación se debe a que a medida que las centrales hidráulicas de Enel (al igual que las de Colbún) presentan menores niveles de agua hacia finales de los períodos de deshielo, sus generaciones y por ende sus representaciones en el sistema de transmisión nacional son menores, situación que también se podía apreciar en el caso sin ERNC. Adicionalmente, para este caso, las centrales ERNC ven inclusive aumentadas sus participaciones, en particular las centrales fotovoltaicas, debido a que sus generaciones son máximas en torno al mes de enero según el perfil normalizado presentado en la Sección 6.6. Las consecuencias de estos efectos actuando en forma conjunta hace que en definitiva se tengan diferencias de peajes tan importantes alrededor de los meses en cuestión. Finalmente, hacia el 2021, y al igual que con la empresa Colbún, que la curva ERNC alcance o supere sutilmente a aquella sin centrales ERNC, se debe al aumento del factor contrato, que se hacía más importante en aquel año.

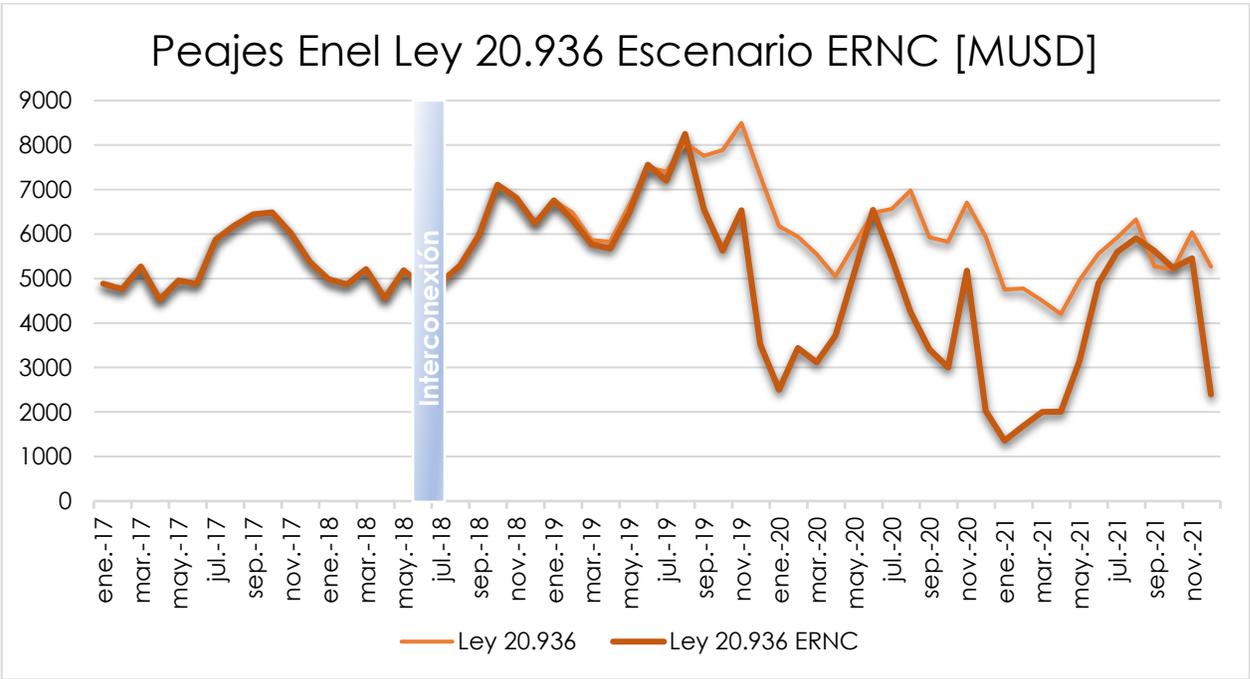


Gráfico 40: Peajes Enel 20.936 Escenario ERNC [MUSD]

#### 5.4.4. Engie

El Gráfico 41 presenta el factor asociado a los contratos de Engie en el escenario con alta penetración ERNC, desde su aplicación, en enero de 2019, hasta el término del período de estudio.

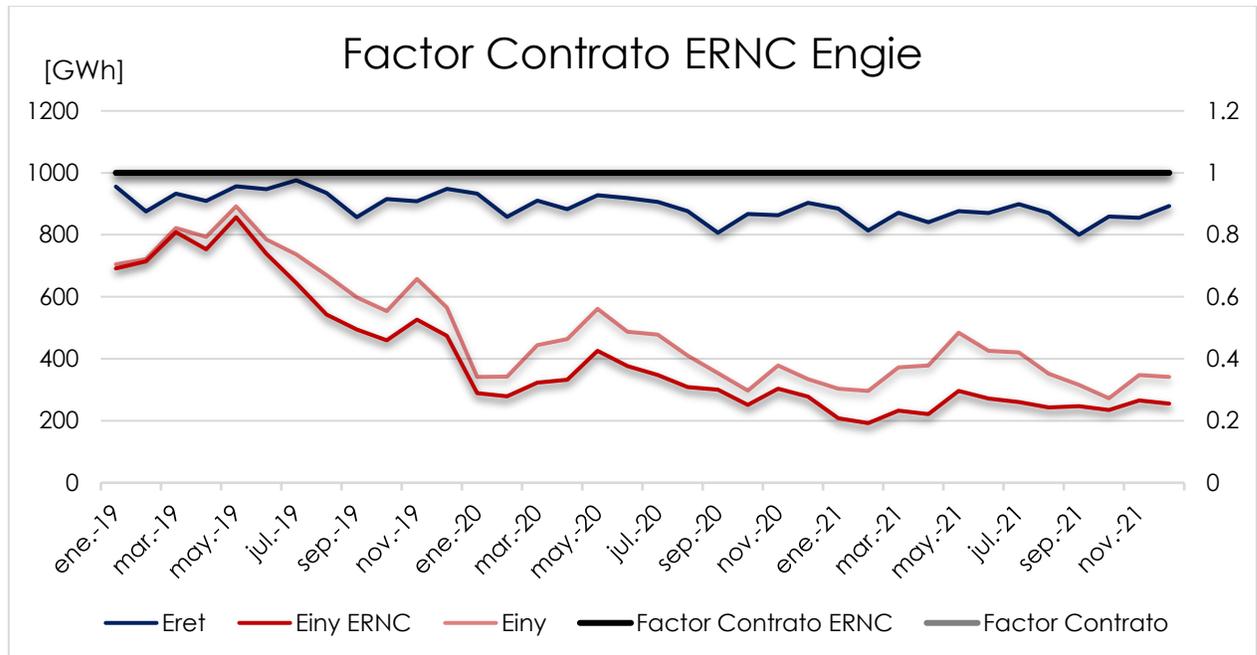


Gráfico 41: Factor Contrato ERNC Engie

Como era de esperar para la empresa Engie, si en el caso anterior, la energía inyectada era menor a la energía retirada durante todo el período de aplicación del factor contrato, en el escenario ERNC, con su energía inyectada disminuida, el factor no presentará diferencia alguna, manteniéndose de igual forma en la unidad durante los tres años.

Pese a lo anterior, los efectos sobre las participaciones en las líneas del sistema de transmisión nacional, hacen que los peajes de inyección de Engie en este escenario se vean constantemente debajo de la curva anterior. Estos nuevos valores presentaron una diferencia promedio de unos 790, 600 y 650 MUSD los años 2019, 2020 y 2021 respectivamente, con lo cual queda en evidencia que el ingreso de las primeras centrales ERNC al sistema durante el 2019, ayuda a rebajar los altos costos del proyecto ISA, lo cual explica que la diferencia durante este primer año sea más alta que en años posteriores en que la capacidad instalada ERNC es mayor.

El conjunto de condiciones del sistema eléctrico simulado en el caso anterior, ya dejaba a la empresa Engie con una representación en el despacho, y por ende en los peajes de inyección, muy baja, lo cual obviamente se ve acentuado en este escenario, donde la energía inyectada mensual apenas supera los 250 GWh y sus peajes de inyección se elevan en torno a los 300 MUSD solamente en 2021.

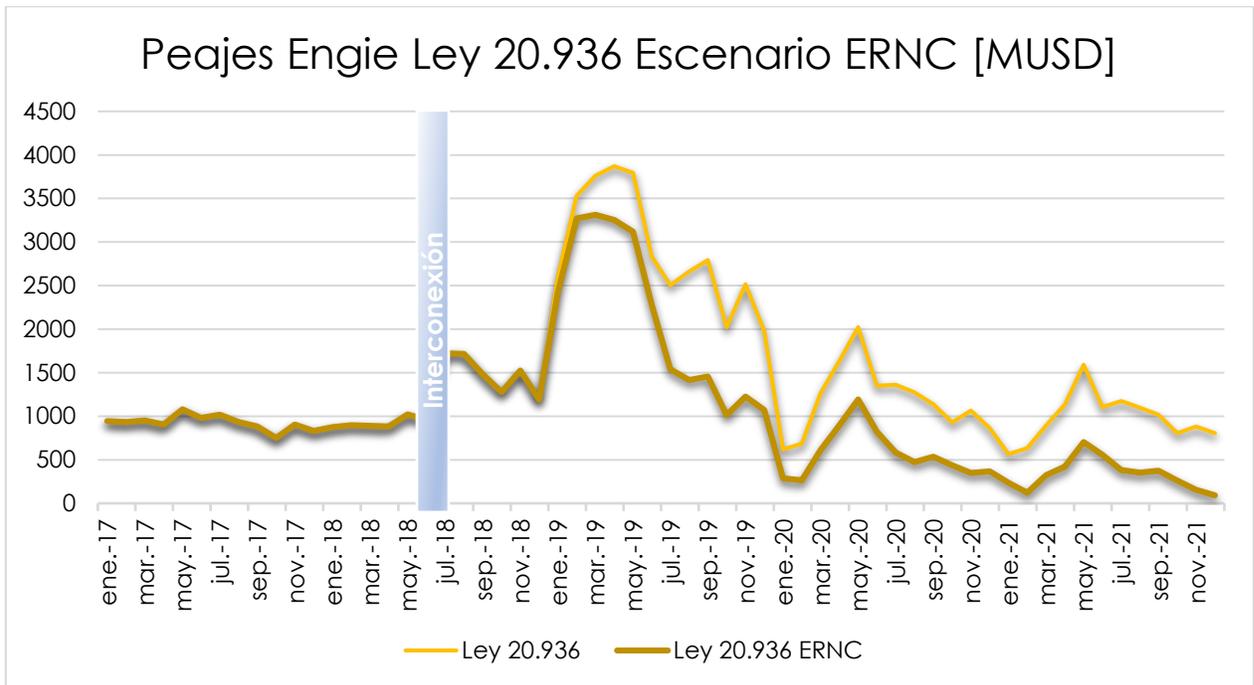


Gráfico 42: Peajes Engie Ley 20.936 Escenario ERNC [MUSD]

Finalmente, en el Gráfico 43 es posible apreciar las proyecciones finales de peajes de inyección según la ley 20.936 para las cuatro empresas estudiadas en el escenario de alta penetración ERNC. En términos generales, se puede observar que las curvas presentan una diferencia entre *peaks* y valles, mucho mayor, sobre todo para Enel y Colbún, alcanzando por ejemplo en la primera empresa un valor aproximado de 5 MMUSD entre agosto y diciembre del año 2019.

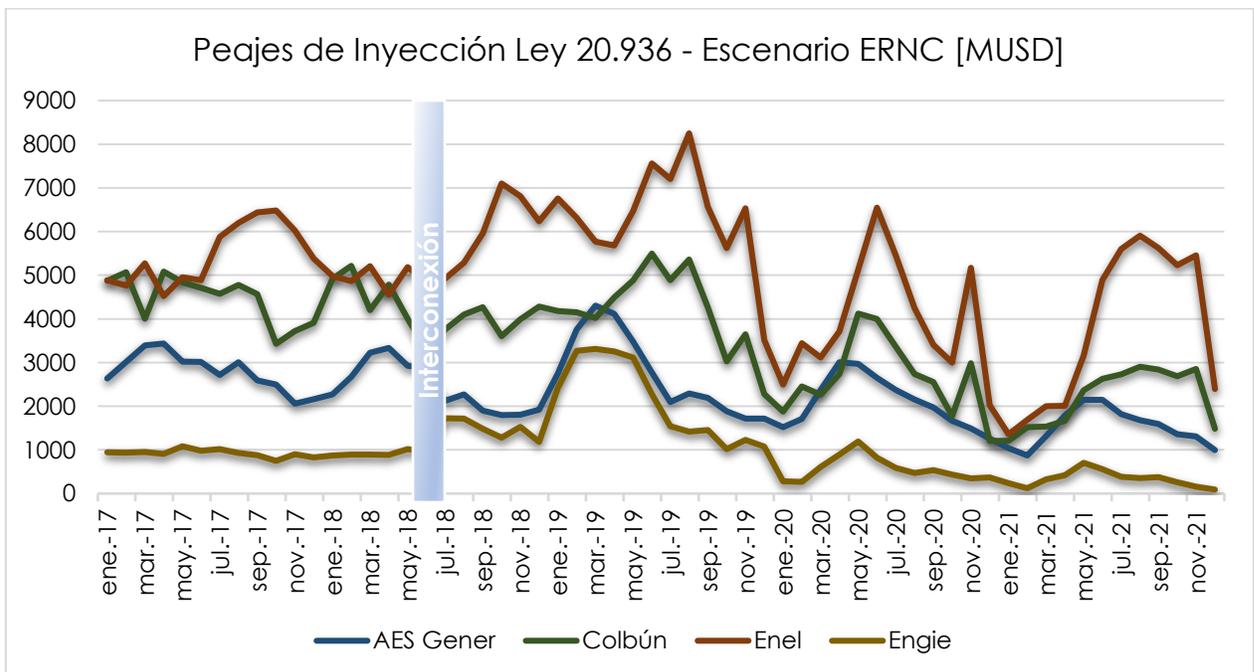


Gráfico 43: Peajes de Inyección Ley 20.936 - Escenario ERNC [MUSD]

## 5.5. Pagos anuales por empresa

A modo de resumen, en las Tablas 12 y 13 se presentan los montos anuales por concepto de peajes de inyección para las cuatro empresas estudiadas en millones de dólares, para los escenarios de la ley 19.940 y 20.936 respectivamente. A su vez, los Gráficos 44 y 45 presentan estos valores con respecto al VATT total del sistema de transmisión nacional para cada año. Para el primer escenario, es posible apreciar explícitamente que los montos de AES Gener se duplican hacia el final del horizonte de estudio con respecto al año 2017, alcanzando niveles similares a los montos de la empresa Colbún el año 2021. Por su parte, Enel desde el año 2019 supera los 100 MMUSD por concepto de peajes de inyección remunerando en torno al 15% del VATT los últimos tres años. En cuanto a la empresa Engie, de acuerdo a lo presentado en las secciones anteriores, el año 2019, donde sus peajes de inyección alcanzaban los máximos globales, le corresponde un pago de cerca de 60 MMUSD, cerca de seis veces lo pagado el año 2017. El Gráfico 44 además da cuenta como el porcentaje total del VATT de las cuatro empresas estudiadas alcanza un máximo el año 2019 con cerca de un 50% para luego disminuir gradualmente a medida que entran nuevas centrales al sistema ubicándose en un 40% el año 2021.

	2017	2018	2019	2020	2021
AES Gener	33,5	35,4	66,9	66,7	68,9
Colbún	53,6	54,7	66,7	77,1	76,2
Enel	65,7	74,8	103,5	107,9	100,9
Engie	11,1	19,8	58,4	21,3	19,3

Tabla 12: Pagos anuales por empresa - Ley 19.940 [MMUSD]

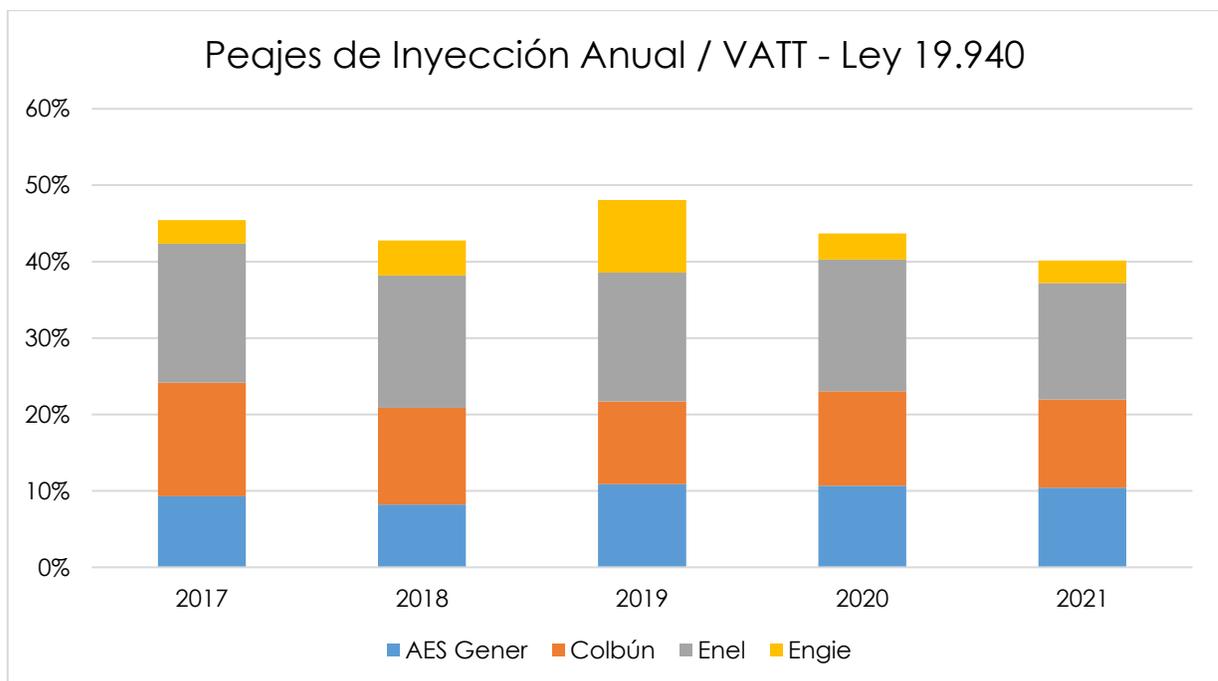


Gráfico 44: Peajes de Inyección Anual / VATT - Ley 19.940

La Tabla 13 asociada al escenario de la ley 20.936 por su parte, como había quedado de manifiesto en las secciones previas, muestra que la evolución de los montos anuales es más gradual con respecto al escenario con la ley 19.940, exhibiendo las cuatro empresas un aumento sólo el año 2019 a raíz del proyecto Cardones – Polpaico 500 kV principalmente. Para los años siguientes, se observa un descenso constante en los montos anuales comprobándose que efectivamente los valores el año 2021 se encuentran en torno o por debajo de aquellos correspondientes al año 2017. El Gráfico 45 finalmente muestra que a causa de los artículos transitorios de la ley 20.936, las proporciones por peajes de inyección de estas cuatro empresas con respecto al VATT del sistema de transmisión nacional evolucionan cada año a la baja, hasta tan solo un 20% el año 2021.

	2017	2018	2019	2020	2021
AES Gener	33,5	29,1	44,8	40,0	31,5
Colbún	53,6	50,4	55,2	44,9	33,6
Enel	65,7	66,0	86,0	72,9	62,8
Engie	11,1	14,4	34,9	14,2	11,7

Tabla 13: Pagos anuales por empresa - Ley 20.936 [MMUSD]

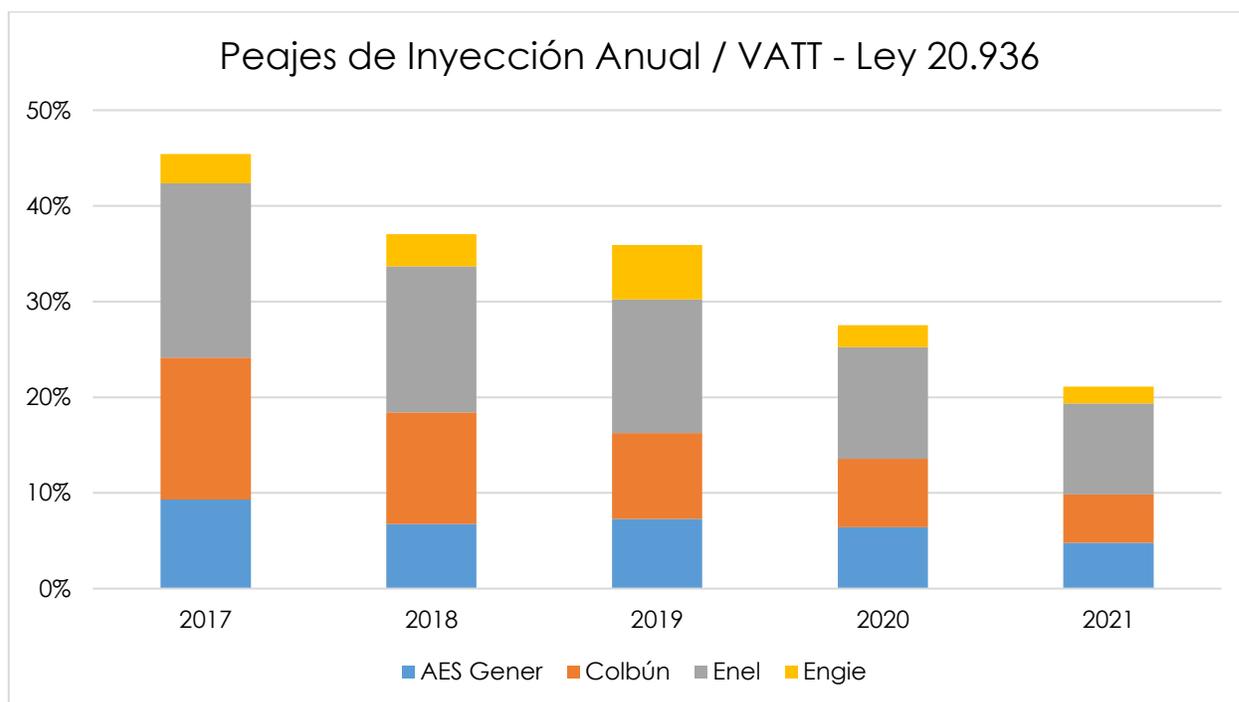


Gráfico 45: Peajes de Inyección Anual / VATT - Ley 20.936

## 5.6. Estimación de pagos de demanda

A continuación, se pretende realizar una primera estimación de los montos y la forma en que los peajes de las empresas estudiadas son traspasados a la demanda durante el período analizado.

En primer lugar, los peajes presentados en las secciones anteriores fueron calculados retirando aquellas líneas asociadas a la interconexión y con entrada en operación por decreto de adjudicación posterior al 31 de diciembre de 2019. Es importante además destacar, que para estas líneas se consideró que el ingreso tarifario era recaudado totalmente por la demanda, en concordancia con la asignación total de peaje a este segmento. De acuerdo la Sección 4.7, estas instalaciones se remunerarán mediante el cargo único, independientemente de la segmentación de clientes. En la Tabla 16 se presentan los cargos únicos aproximados asignados a estas instalaciones según lo dispuesto en el Artículo 115º de la Ley 20.936. En su aplicación real, el IT semestral a descontar del VATT semestral corresponde a los valores reales percibidos el semestre anterior a la fecha en que se calculan los cargos únicos, mientras que en este caso se utilizó un promedio mensual de IT para la línea en cuestión ponderado seis veces. Por su parte, la energía semestral, que divide al peaje semestral para obtener el cargo único, en la práctica corresponde a la proyección de energía total a facturar a los suministros finales, mientras que para este caso se consideró un promedio semestral de la proyección de demanda presentada en la Sección 4.1, desde julio de 2018 a diciembre de 2021.

Línea	Fecha de entrada en operación	VATT ene17 [MUSD]	VATT semestral [MUSD]	IT semestral [MUSD]	Peaje semestral [MUSD]	Energía semestral [MWh]	Cargo Único [USD/kWh]
2x220 kV Kapatur - Los Changos	jul-18	1646,3	832,2	21,7	801,5	38776080	2,1E-05
2x750 MVA Los Changos 500/220 kV	jul-18	6998,5	3499,2	14,3	3484,9	38776080	9,0E-05
2x500 kV Cardones - Cumbres	jul-18	29981,4	14990,7	145,8	14844,9	38776080	3,8E-04
2x500 kV Cumbres - Los Changos	jul-18	43079,6	21539,8	425,4	21114,4	38776080	5,4E-04
2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	ene-19	9586,9	4793,5	508,7	4284,8	38776080	1,1E-04
1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte	abr-19	632,7	316,3	0,2	316,1	38776080	8,2E-06
1x750 MVA Los Changos 500/220 kV	oct-20	1893,7	946,8	7,2	939,7	38776080	2,4E-05
2x500 kV Los Changos - Nueva Crucero Encuentro	oct-20	7929,8	3964,9	143,6	3821,3	38776080	9,9E-05
2x750 MVA Nueva Crucero Encuentro 500/220 kV	oct-20	3703,9	1852,0	167,0	1685,	38776080	4,3E-05
2x220 kV Maitencillo - Punta Colorada	mar-21	3335,6	1667,8	-35,9	1703,7	38776080	4,4E-05
2x220 kV Punta Colorada - Pan de Azúcar	mar-21	3335,6	1667,8	241,2	1426,5	38776080	3,7E-05
1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota	abr-21	7517,0	3758,5	-15,0	3773,5	38776080	9,7E-05
1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Cóncores	abr-21	2380,4	1190,2	-1,8	1192,0	38776080	3,1E-05
2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt	may-21	10731,6	5365,8	-5,9	5371,8	38776080	1,4E-04

Tabla 14: Cargos Únicos Nuevas Líneas de Transmisión

El Gráfico 44 presenta el cargo único acumulado a lo largo del tiempo desde el mes en que se comienza a remunerar las líneas de interconexión por este medio. Hacia el final del período se acumula un valor cercano a los 0,0017 USD/kWh, lo cual evidentemente es bajo. A modo de ejemplo, a un consumo residencial de 200 kWh en diciembre de 2021, le correspondería un pago por 0,34 dólares solamente, para remunerar todas las líneas expuestas en la tabla anterior. Cabe destacar, que las curvas de peajes de inyección por empresas, denominadas por retiro de instalaciones, también contemplaban ampliaciones que en este caso no fueron consideradas.

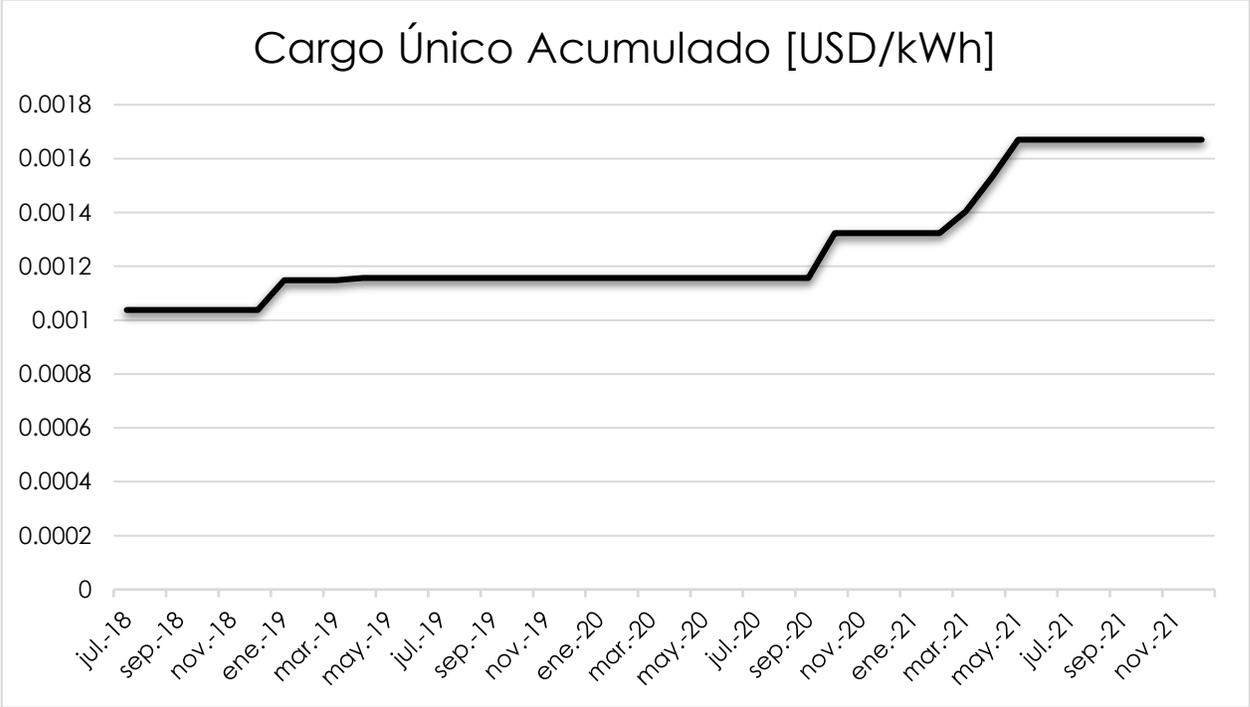


Gráfico 46: Cargo Único Acumulado [USD/kWh]

Respecto a la exención de peajes de inyección por la aplicación de los factores transitorio y de contrato, el Gráfico 45 presenta los montos finales por los que fueron eximidas cada empresa estudiada, mostrando además el valor total asociado a estos cuatro actores, alcanzando cifras relevantes cercanas a los 5 MMUSD a principios de 2021. De acuerdo la Sección 4.7, es claro que los peajes de inyección se van ponderando de acuerdo al factor transitorio para los generadores, asignando el monto eximido entre los dos segmentos de clientes definidos de acuerdo a sus tablas de factores anuales. Sin embargo, la ley no es clara en indicar la forma en que se asigna la exención por factor contrato. Una forma de interpretación es que estos montos se asignan a los segmentos de clientes según las partes del total que conforman la suma de porcentajes presentados en sus tablas respectivas, sin embargo, de este modo, el año 2019 que posee un factor transitorio de 100% para los generadores y por ende 0% para ambos segmentos de clientes, quedaría sin una regla de asignación explícita, pese a que la aplicación del factor contrato comienza a regir desde el 1 de enero de 2019, y en particular, los resultados expuestos en secciones anteriores si presentaron, para algunas empresas, valores menores a la unidad durante este año.

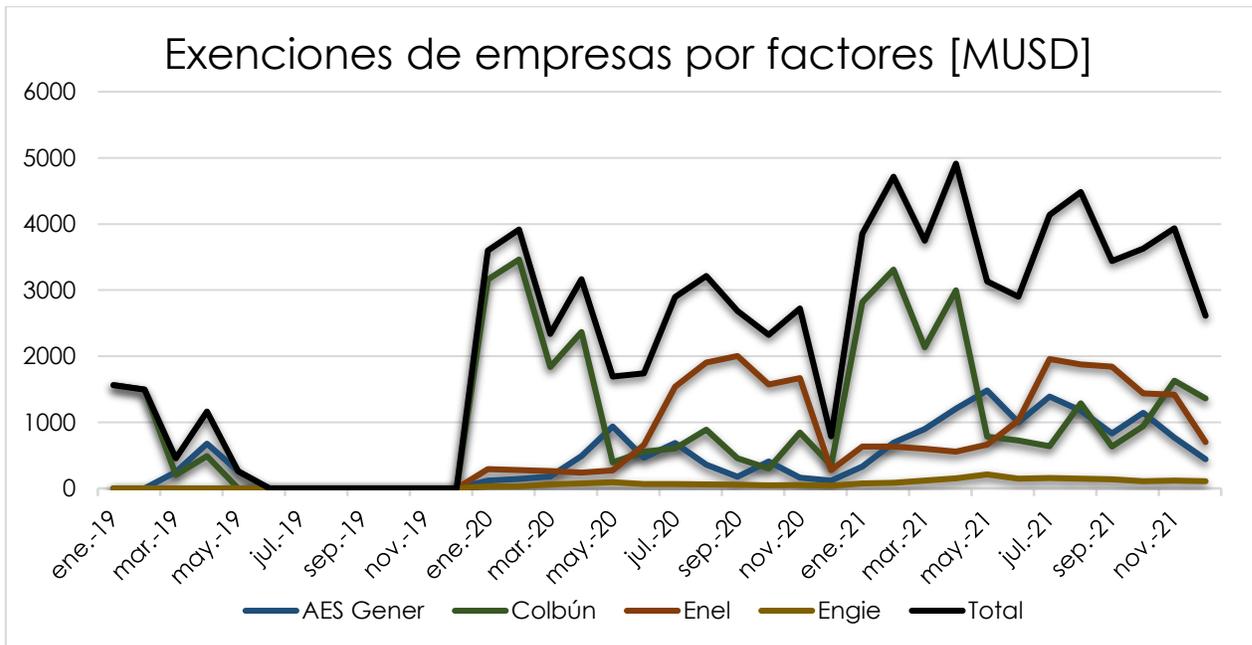


Gráfico 47: Exenciones de empresas por factores [MUSD]

Para efectos del Gráfico 46, que presenta la asignación de los montos totales del Gráfico 45 a ambos segmentos de clientes, se utilizó finalmente como regla de asignación las partes sobre el total de porcentajes de sus tablas respectivas, considerando para el año 2019, una prorrata de un 50% para ambos tipos de demanda. Finalmente, queda por observar cómo se aplicará en la práctica la asignación de estos montos, ya que la exención por factor contrato, fuertemente dependiente de la operación, puede derivar en comportamientos indeseados como variaciones importantes de precio a lo largo de los meses.

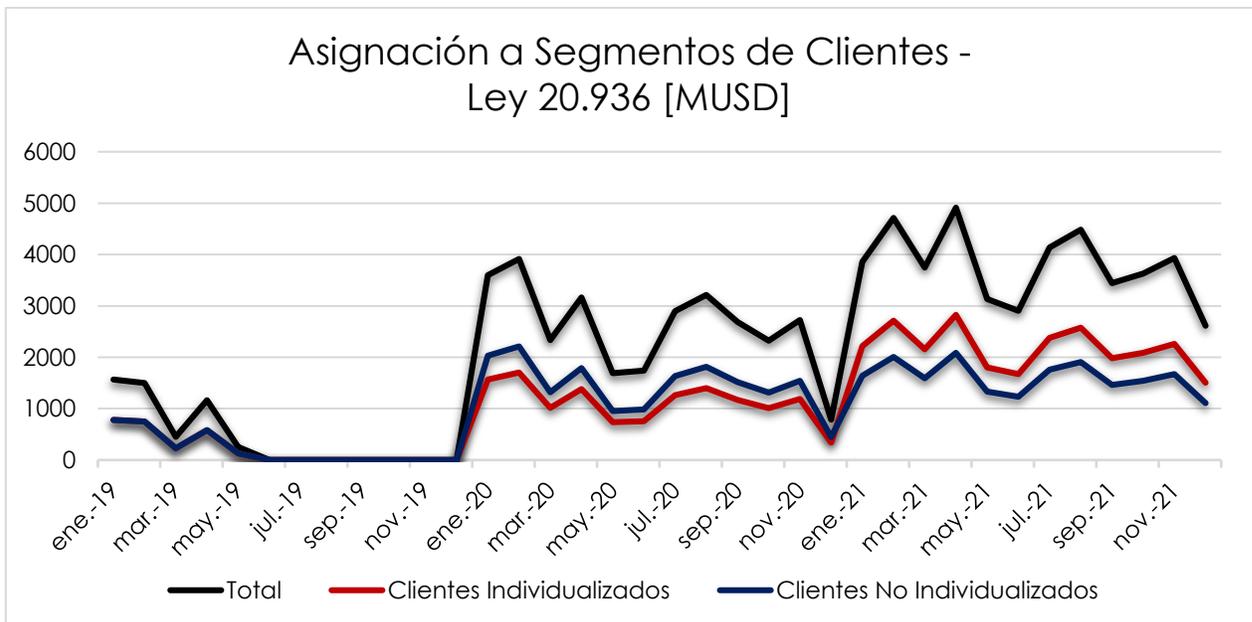


Gráfico 48: Asignación a Segmentos de Clientes - Ley 20.936

## 6. Conclusiones

La introducción del nuevo modelo de remuneración de la transmisión basado en la metodología del estampillado, dispuesto en la ley 20.936, hace necesario definir un régimen de tránsito entre ambos modelos, con el fin de que los flujos financieros de las diversas empresas, tanto de generadores como grandes consumos, se modifiquen de forma gradual en el tiempo, adaptándose a las reglas del nuevo régimen de remuneración, procurando evitar variaciones radicales de flujos, pagos dobles entre los actores y el aumento de incertidumbre en las proyecciones de precios de éstos.

El contexto en el que nace este nuevo régimen se basa en que las intenciones de otorgar señales de localización a los generadores a través de la tarificación de la transmisión en la ley corta I fallaron debido a que, hoy en día, éstos no poseen variadas alternativas para su instalación procurando cercanía a los centros de carga, sino más bien se instalan donde las condiciones ambientales, sociales y tecnológicas se lo permiten. De esta forma, se migra a un modelo de estampillado, aprovechando su simplicidad, en el cual sin embargo, debido a la naturaleza radial de nuestro sistema, la aparición de subsidiarios probablemente sea más relevante que en otros países.

En base a lo anterior, se estudiaron los años de tránsito entre ambos regímenes de pago para las cuatro empresas generadoras más relevantes del país; AES Gener, Colbún, Enel y Engie. En primer lugar, se llevó a cabo la valorización del sistema de transmisión nacional, la cual mostró que tanto el proyecto de interconexión como el proyecto ISA (2x500 kV Cardones – Polpaico) rompen las tasas de crecimiento gradual del sistema de transmisión con variaciones de un 24% y 19% respectivamente. La aplicación efectiva de la nueva ley de transmisión hará que el primer proyecto sea remunerado directamente por la demanda, sin embargo, el segundo, será asignado como una instalación más del sistema de transmisión nacional con las adecuaciones del artículo transitorio 25°. Cabe destacar que, para efectos de esta memoria, fueron considerados todos los planes de expansión del sistema de transmisión troncal en curso hasta la versión 2015-2016, por lo cual será de interés ver cómo evolucionan éstos considerando que la mayoría de las instalaciones que se vayan decretando de ahora en adelante, serán pagadas íntegramente por la demanda.

Respecto a la proyección de peajes de inyección de las empresas estudiadas, los resultados muestran que la empresa AES Gener se ve particularmente afectada al alza por la entrada de los proyectos de interconexión e ISA en el caso base con la ley 19.940 debido a la presencia de importantes centrales en ambos sistemas eléctricos. La aplicación de la ley 20.936 en tanto, mediante la exclusión de las instalaciones SIC-SING, reduce los valores anteriores a montos más moderados. El vencimiento de contratos por su parte, hacía que el factor contrato se hiciera relevante hacia finales de 2021, con lo cual sus peajes se ubicaron en torno a los observados durante 2017. El escenario ERNC afecta particularmente a AES Gener debido a su matriz de generación esencialmente térmica, con lo cual el desplazamiento de energía y, por ende, los peajes de inyección observados, se redujeron bastante, ubicándose virtualmente bajo los 2 MMUSD en 2021.

Para la empresa Colbún, los contratos de gas celebrados para la central Nehuenco (hasta 2019) y aquellos supuestos para el resto de los años son particularmente relevantes en

los resultados observados. En primer lugar, la combinación de tecnologías hidráulicas y térmicas, así como su ubicación exclusivamente en el SIC hace que la proyección de peajes de inyección sea gradual en todos los casos. Para el escenario asociado a la ley 19.940, la operación de la central Nehuenco, particularmente para los años 2020 y 2021 en que se encuentran en operación todos los proyectos relevantes de transmisión, los peajes de inyección presentan *peaks* relevantes que superan inclusive los 8 MMUSD mensuales. Con la aplicación del artículo transitorio de la ley 20.936, los peajes de la empresa presentan en general una tendencia a la baja, en la cual el factor contrato se torna relevante con el vencimiento del suministro a regulados a fines de 2019. Adicionalmente, en esta dinámica, la inyección de la central Nehuenco contribuye a disminuir aún más este factor, con lo cual se logran alcanzar mínimos cercanos a los 2 MMUSD en 2021. El escenario ERNC en tanto, afecta menos a esta empresa debido a sus centrales hidráulicas, observándose las disminuciones de peajes a fines de los períodos de deshielo a la vez que las centrales fotovoltaicas inyectan sus máximas potencias.

La empresa Enel es la que muestra los mayores niveles de peajes de inyección en todos los casos, debido a la magnitud de su capacidad instalada en el país. En particular, se observa que para el caso con ley 19.940, los peajes se elevan sobre los 11 MMUSD en algunos meses del período estudiado. La aplicación de la ley 20.936 contribuye a disminuir en forma importante sus peajes ubicándolos debajo de los 8 MMUSD prácticamente en todos los meses post interconexión. El vencimiento de contratos por su parte no es despreciable, sobre todo durante el año 2020, en el cual aún no entran en operación las centrales eólicas de Mainstream, con lo cual la exención por este concepto es mayor, pese a que esta empresa posee contratos de compra de energía con otros generadores como Enel Green Power. Para el escenario ERNC, se observa un comportamiento muy similar al experimentado por Colbún, mostrando descensos importantes durante los meses finales de los períodos de deshielo.

Finalmente, en lo que respecta a la empresa Engie, las características conjuntas del sistema eléctrico simulado, la dejan en una posición muy desfavorable. En primer lugar, como consecuencia del parque generador y un contrato de gas más reducido para la central Nehuenco en 2019, el SING exporta potencia al SIC en torno a los meses de abril de 2019, con lo cual mediante la aplicación de la ley 19.940, los peajes de Engie se elevan de forma importante a valores en torno a los 6,5 MMUSD frente a 1 MMUSD que pagaba previo a la interconexión. Gran parte de esto, sin embargo, se debe a los proyectos de interconexión e ISA, por lo cual la aplicación de la ley 20.936 reduce los máximos en estos meses a no más de 4 MMUSD. Respecto a su factor contrato, la energía inyectada de Engie queda siempre por debajo de su energía retirada esperada, situación que se acentúa aún más en el escenario ERNC, por lo cual sus peajes se ubican hacia 2021 en torno a los 300 MUSD. De los resultados anteriores, queda implícito que si se dan los supuestos considerados en la simulación del sistema, Engie, con la entrada en vigencia de los suministros a regulados en el SIC, quedará expuesta al spot por importantes montos de energía mensuales, aumentando considerablemente su riesgo.

Los resultados expuestos previamente se pueden ver afectados de forma importante ante un cambio en los supuestos considerados en la simulación del sistema. Respecto a la entrada en operación de los dos principales proyectos de transmisión considerados, es posible que, si éstos se retrasan, la combinación de este suceso con el parque generador

considerado haga que, desde la interconexión, el SIC sea un importador neto de potencia al SING, por lo cual por ejemplo la empresa Engie no vería los *peaks* que se observaron en los gráficos expuestos. Por su parte, a AES Gener que también le afectaba de forma importante, podría ver algo más anulados los efectos del proyecto ISA a medida que actúa el factor transitorio y de contrato. Respecto a los contratos de gas de la central Nehuenco para los años 2020 y 2021, si éstos finalmente no se llevaran a cabo, o fueran celebrados sólo para alguna unidad (como en 2019), el factor contrato de Colbún se vería algo más aumentado a la unidad, a la vez que esa energía no inyectada podría ser tomada por ejemplo por AES Gener o Engie favoreciendo su factor. Con respecto a esta última, como se expuso previamente, la central IEM no fue considerada dentro de su mix generador, sin embargo, si ante nuevos antecedentes, Engie decidiera construir esta central bajo su firma, y en conjunto por ejemplo con de ausencia de contratos de gas para Nehuenco, es probable que esta empresa sí vea su factor contrato bajo la unidad, sin embargo, se debe recalcar que, en términos esperados, también sus centrales aumentarán sus peajes totales.

Una de las principales conclusiones que quedaron a la vista de los resultados, es que para todas las empresas consideradas, sus peajes de inyección en términos medios el año 2021, ya igualaban o se encontraban bajo a aquellos observados en 2017 previo a la interconexión inclusive en el escenario sin alta penetración ERNC, por lo cual esencialmente el período de mayor variación de peajes se tiene desde la interconexión y a lo largo del año 2019. Por otra parte, las proporciones por concepto de peajes de inyección con respecto al VATT del sistema de transmisión nacional para la ley 20.936 agrupaban tan sólo un 20% entre las cuatro empresas estudiadas el año 2021, frente al 40% que representaban sus montos para la proyección de la ley 19.940 en igual año. Esto implica que prácticamente la mitad del concepto que se quiere anular al año 2034 a través del régimen transitorio ya se encuentra absorbido por la demanda tan solo al tercer año de su aplicación. Adicionalmente se pudo comprobar que el factor contrato, a excepción de la empresa Engie, mostró una mayor relevancia durante el período de estudio, siendo responsable por montos de excepción más altos que aquellos debido al factor transitorio. De esta forma, y viendo las fechas de término de los contratos de suministro para las empresas, se puede afirmar que AES Gener percibirá un descenso importante de peajes de inyección principalmente a finales de 2024 con el vencimiento de contratos a regulados, quedando principalmente sus contratos con clientes libres. Para Colbún en tanto, ya a finales de 2025 con el segundo vencimiento de suministros a regulados, los peajes a pagar serán muy menores, solo sostenidos por los contratos con CODELCO cuyos términos figuran en 2029 y 2044. De la misma forma, Enel también debiera observar una disminución drástica de sus peajes de inyección a finales de 2025 cuando venza el suministro a regulados a causa de la misma licitación que las empresas anteriores. Finalmente, para Engie, el suministro a distribuidoras del SIC, al haber sido suscrito de forma más reciente, tiene fecha de término recién a finales de 2032, mientras que sus contratos a clientes libres van quedando obsoletos de forma más gradual, por lo cual la toma de valores menores a la unidad durante el período transitorio debiese ser muy moderado hasta recién el año 2033.

Otro de los aspectos relevantes que se pudo comprobar, es la relación entre los peajes de inyección y las características propias de la empresa, a través de la naturaleza tecnológica de sus centrales, así como también su localización en el sistema eléctrico. De esta forma, por ejemplo, en AES Gener se observaron aumentos más importantes de

peajes luego de la interconexión debido a la ubicación de sus centrales en ambos sistemas eléctricos, así como también, se verificó que el escenario ERNC afectaba a las empresas mayormente térmicas y particularmente a AES Gener, debido a la zona en que este tipo de centrales eran instaladas, tomando parte de las participaciones del complejo Guacolda. Por su parte, para las empresas Colbún y Enel, en gran parte hidráulicas, se verificó que el escenario ERNC afectaba particularmente los peajes de inyección de los meses asociados al período de deshielo.

Al respecto de la estimación de los pagos asignados a demanda como traspaso de peajes de inyección a causa de la ley 20.936, se constató en una primera instancia que el cargo único acumulado a fines de 2021 asociado a las líneas de interconexión y aquellas con entrada en operación posterior al 31 de diciembre de 2018, representa un valor bajo al ser distribuido entre toda la demanda de acuerdo al modelo de estampillado. Por su parte, el traspaso por factor transitorio y contrato puede ser relevante debido a los montos que se alcanzan en ciertos meses del período estudiado, y que se irán observando progresivamente al alza en los años siguientes.

Finalizado el trabajo, se logró constatar que la ley 20.936, y en particular el artículo transitorio 25º referido al régimen de pago del sistema de transmisión nacional deja variados aspectos sujetos a la interpretación debido a la falta de claridad en la aplicación práctica de algunos de sus incisos. En primer lugar, al momento de identificar aquellos actores que quedan eximidos del pago por peajes de inyección, mezcla los conceptos de empresas generadores y centrales generadores, por lo cual no es directo lo que sucede particularmente con centrales nuevas de empresas con contratos celebrados previo a la vigencia de la nueva ley. En este mismo tópico, no queda claro lo que sucede con sociedades pertenecientes a un grupo generador mayor como es el caso de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y Enel, o el conjunto de empresas del grupo AES Gener. En particular para esta memoria, se consideró el grupo como un todo con respecto por ejemplo a su energía inyectada, sin embargo, es posible que en la práctica se consideren las sociedades y sus centrales particulares como un actor más, por lo cual se pueden observar diferencias en la distribución de peajes. Otros de los aspectos discutibles es la utilización de ingresos tarifarios reales desfasados en el cálculo de los peajes mensuales. En la teoría, cuando se calculan las participaciones esperadas de las empresas por el sistema de transmisión en un sistema hidrotérmico, éstas corresponden a condiciones de operación particulares de la semana o mes en curso, por ejemplo, la demanda siendo abastecida principalmente por energía hidráulica. A raíz de esto, los ingresos tarifarios de energía percibidos serán concordantes con el despacho de las centrales y a su vez con las prorratas sobre las líneas del sistema de transmisión. El método particular utilizado durante la ley 19.940 contemplaba procesos de reliquidaciones mensuales, en los que se aseguraba que el peaje para cierto mes, correspondía efectivamente al complemento del ingreso tarifario real percibido existiendo una correspondencia entre todas las variables de operación. El desfase del IT en dos meses en tanto, mezcla condiciones de operación que no se encuentran en concordancia, por lo cual la asignación del peaje con las prorratas calculadas introduce una distorsión que puede ocasionar que ciertos actores paguen más o menos de lo que les correspondería, desde al menos la perspectiva teórica, pudiendo ser importante en aquellos meses con congestiones de las líneas. El aspecto final que queda poco claro es la asignación de los montos asociados al factor contrato, como se expuso en la última sección de resultados, a diferencia del factor transitorio, en que las tablas de porcentajes son claras respecto a

la asignación de estos montos. De esta forma, una regla de asignación que podría ser interpretada, es que los montos se distribuyan en las mismas partes que los porcentajes del factor transitorio, sin embargo, como se demostró, esto implica que no existiría a priori una regla para el año 2019, con lo cual restará observar como el Coordinador Eléctrico Nacional distribuye efectivamente estos montos en los segmentos de demanda definidos.

## 6.1. Trabajo futuro

Los alcances de esta memoria se enfocaron estrictamente en la aplicación del régimen transitorio de pago de peajes del sistema de transmisión nacional definido en la ley 20.936, y observando sus efectos en el sector generación particularmente sobre las empresas AES Gener, Colbún, Enel y Engie. Como primer tema de trabajo futuro se propone el estudio de la evolución de la componente por transmisión nacional de los precios percibidos por la demanda, tanto para los clientes libres como regulados del sistema, como el complemento al desarrollo de esta memoria. Adicionalmente, existen aspectos de interés a estudiar en la ley 20.936 contenidos en los artículos permanentes, tales como la introducción de los polos de desarrollo y su impacto en los precios del sistema así como en los pagos por transmisión por este concepto y el nuevo procedimiento de expansión de la transmisión y los efectos de la planificación con *holguras* dispuesto en la ley y detallada en el futuro reglamento respectivo. Otro punto relevante a estudiar con mayor detalle es la aplicación efectiva del desfase de los ingresos tarifarios reales mencionados previamente, con el fin de identificar si en la operación real del sistema se generan empresas afectadas de forma consistente debido al cambio metodológico.

## Bibliografía

- [1] Institute for Energy Research, «<http://instituteforenergyresearch.org/electricity-transmission/>,» 2 Septiembre 2014. [En línea].
- [2] Comisión Nacional de Energía, «La Regulación del Segmento Transmisión en Chile,» 2005.
- [3] D. S. Kirschen y G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, Wiley, 2004.
- [4] J. I. Pérez Arriaga, C. Batlle y C. Vásquez, «Los Mercados Eléctricos en Europa,» Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2006.
- [5] R. Green, «Electricity transmission pricing: an international comparison,» 1997.
- [6] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Díaz, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Pearson Educación, 2008.
- [7] M. Murali, M. Sailaja Kumari y M. Sydulu, «A Comparison of Embedded Cost Based Transmission Pricing Methods,» 2011.
- [8] H. Rudnick, R. Palma y J. E. Fernandez, «Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access,» 1995.
- [9] I. Pérez-Arriaga, F. Rubio, J. Puerta, J. Arceluz y J. Marín, «Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery,» 1995.
- [10] G. A. Orfanos, G. T. Tziasiou, P. S. Georgilakis y N. D. Hatzargyriou, «Evaluation of Transmission Pricing Methodologies for Pool Based Electricity Market,» 2011.
- [11] T. Fahrenkrog Borghero, «Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica,» 2004.
- [12] N. K. Garg, D. K. Palwalia y H. Sharma, «Transmission Pricing Practices: A Review,» 2013.
- [13] M. A. Almakhtar, M. Y. Hassan, M. P. Abdullah, F. Hussin y M. S. Majid, «Charge of Transmission Usage and Losses in Pool Electricity Market,» 2010.
- [14] M. Shahidehpour, H. Yamin y Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems, Forecasting, Scheduling and Risk Management*, Wiley Interscience, 2002.
- [15] Frontier Economics, «International transmission pricing review,» 2009.
- [16] Cambridge Economic Policy Associates Ltd, «Review of International Models of Transmission Charging Arrangements,» 2011.
- [17] Poder Legislativo, «Decreto con Fuerza de Ley 1,» 1982.
- [18] H. Rudnick, «Transmission Open Access in Chile,» 1994.
- [19] Poder Legislativo, «Ley 18.922,» 1990.
- [20] Transelec S.A., «Historia de Transelec,» 2011.
- [21] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Historia de la Ley N° 19.940,» 2004.
- [22] P. Sierra, «Regulación del sector eléctrico chileno,» *Revista Perspectivas*, 2002.
- [23] Poder Legislativo, «Ley 19.940,» 2004.
- [24] A. Galetovic y C. Muñoz Montecinos, «The New Chilean Transmission Charge Scheme as Compared With Current Allocation Methods,» 2006.

- [25] Poder Legislativo, «Ley 20.018,» 2005.
- [26] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Historia de la Ley N° 20.018,» 2005.
- [27] Poder Legislativo, «Ley 20.936,» 2016.
- [28] PSR Inc., SDDP Manual de Metodología V14.0, Junio 2015.
- [29] Dirección de Peajes, CDEC-SIC, «Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal Año 2017,» Junio 2016.
- [30] Dirección de Peajes, CDEC-SIC, «Modelo de Simulación y Participación de Flujos,» Marzo 2016.
- [31] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo,» Abril 2016.
- [32] Poder Legislativo, «Decreto 23T,» 2016.
- [33] Departamento de Planificación, CDEC-SING, «Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING,» Octubre 2016.

## Anexos

### A: Planes de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal

Plan de Expansión	Obra de Transmisión	Fecha de entrada en operación
2011-2012	2x220 Encuentro - Lagunas primer circuito	abr-17
2012-2013	Ampliación S/E Lagunas 220kV, Banco de condensadores de 60MVar y cambio TTCC paños J1 y J2	ago-15
	Ampliación S/E Encuentro 220kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero - Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero	may-16
	S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	feb-16
	Barra seccionadora S/E Tarapacá 220kV	abr-16
2013-2014	S/E Crucero Encuentro	jun-19
	Tendido segundo circuito 2x220 Encuentro - Lagunas	abr-17
2014-2015	Extensión línea 2x220 kV Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
	Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
	Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
2015-2016	Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220kV	nov-18
	Incorporación de paño de Línea 1x220kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	nov-18
	Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220kV	nov-18
	Incorporación de paño de Línea 1x220kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	nov-18
	Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220kV	nov-18
	Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220kV en S/E María Elena	nov-18
	Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220kV	nov-18
	Aumento de capacidad de barras en S/E Encuentro 220kV	may-18
	Cambio de TTCC Líneas 1x220kV Encuentro - El Tesoro y El Tesoro - Esperanza	may-18
	Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto - El Cobre en S/E Laberinto 220kV	nov-18
	Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto	nov-18
	Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220kV	nov-18
	Normalización en S/E El Cobre 220kV	nov-18

	S/E Nueva Pozo Almonte	abr-19
	1x220kV Nva Pozo Almonte - Pozo Almonte	abr-19
	1x220kV Nva Pozo Almonte - Parinacota	abr-21
	1x220kV Nva Pozo Almonte - Córdores	abr-21

**Tabla 15: Planes de Expansión Sistema de Transmisión Troncal SING**

Plan de Expansión	Obra de Transmisión	Fecha de entrada en operación
2010-2011	2x220kv Cardones - Diego de Almagro, 1 circuito tendido	nov-16
	2x500kv Cardones - Maitencillo	ene-19
	2x500kv Maitencillo - Pan de Azúcar	ene-19
	2x500kv Pan de Azúcar - Polpaico	ene-19
	2x500kv Charrúa - Ancoa, 1 circuito tendido	ene-19
	2x220kv Ciruelos - Pichirropulli, 1 circuito tendido	may-18
2011-2012	Segundo Banco Transformadores Ancoa 500/220 750MVA	sep-15
	1x220kv Melipilla - Rapel	oct-18
	2x220kv Lo Aguirre - Melipilla	oct-18
	2x220kv Cerro Navia - Lo Aguirre	ene-19
2012-2013	Ampliación S/E Diego de Almagro 220kV	feb-16
	Ampliación S/E Cardones 220kV	ago-15
	Ampliación S/E Maitencillo 220kV	ago-15
	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220kV	may-15
	Ampliación S/E Las Palmas 220kV	feb-16
	Ampliación S/E Polpaico 500kV y cambio de interruptor paño acoplador 52JR	ago-15
	Ampliación S/E Cerro Navia 220kV	ago-15
	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	feb-16
	Ampliación S/E Rapel 220kV e instalación de interruptor 52JS	oct-15
	Ampliación S/E Charrúa 500kV y cambio de interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	feb-16
	Ampliación S/E Ciruelos 220kV (seccionamiento circuito restante)	ene-17
	Reemplazo desconectores de los paños J3, J4 y JR de la S/E Quillota y del desconector JR de la S/E Polpaico	ago-16
	Banco Transformadores Nueva Cardones 500/220 750MVA	ene-19
	Banco Transformadores Nueva Maitencillo 500/220 750MVA	ene-19
	Banco Transformadores Nueva Pan de Azúcar 500/220 750MVA	ene-19
Tercer Banco Transformadores A. Jahuel 500/220 750MVA	ene-18	
2013-2014	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	mar-17
	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220kV	dic-16

	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel	mar-17
	Seccionamiento barras 500kV subestación Ancoa	mar-17
	Seccionamiento barras 500kV subestación Charrúa	mar-17
	Seccionamiento completo en subestación Rahue	mar-17
	Subestación Nueva Charrúa	dic-17
	Ampliación Ancoa 500kV	mar-16
	2x220kv Ciruelos - Pichirropulli, 2 circuito tendido	may-18
	2x220kv Cardones - Diego de Almagro, 2 circuito tendido y seccionado en C. Pinto	nov-16
	2x500kv Pichirropulli - Puerto Montt energizada en 220kv	may-21
2014-2015	Ampliación S/E Carrera Pinto 220kV	oct-17
	Aumento de capacidad de la línea 1x220kv Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	mar-18
	Ampliación S/E San Andrés 220kV	abr-17
	Ampliación S/E Cardones 220kV	oct-17
	Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220kV	oct-17
	Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220kV	oct-17
	Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220kV	oct-17
	Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220kV	oct-17
	Ampliación S/E Temuco 220kV	jul-17
	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro	oct-17
	Nueva S/E Nueva Dalmagro, 2x220kv Nueva Diego de Almagro - Cumbres, 1x750MVA 500/220kV	oct-19
2015-2016	Normalización en S/E Diego de Almagro 220kV	nov-18
	Seccionamiento de la Línea 2x220 Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220kV	jul-19
	Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220kV	ene-19
	Ampliación S/E Punta Colorada 220kV	ene-19
	Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220kV	ene-19
	Normalización en S/E Pan de Azúcar 220kV	nov-18
	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV en S/E Don Goyo	nov-18
	Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV en S/E La Cebada	nov-18
	Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220kV y Normalización en S/E Los Maquis 220kV	jul-19
	Ampliación S/E Quilapilún 220kV	nov-18
	Normalización en S/E Chena 220kV	nov-18
	Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220kV	nov-18
	Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV en S/E Lo Aguirre 500kV	nov-18
Normalización en S/E Alto Jahuel 220kV	feb-18	

Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220kV	feb-18
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220kV	nov-18
Normalización en S/E Candelaria 220kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220kV	nov-18
Normalización en S/E Ancoa 220kV	nov-18
Normalización en S/E Charrúa 220kV	nov-18
Normalización en S/E Duqueco 220kV	may-19
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220kV	oct-18
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220kV	nov-18
Normalización en S/E Puerto Montt 220kV	sep-18
2do Banco de Transformadores 500/220kV 750MVA en Nueva Cardones	mar-20
2do Banco de Transformadores 500/220kV 750MVA en Nueva Maitencillo	mar-20
2do Banco de Transformadores 500/220kV 750MVA en Nueva Pan de Azúcar	mar-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220kV	may-19
2x220kv Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar	mar-21

Tabla 16: Planes de Expansión Sistema de Transmisión Troncal SIC

## B: VATT Sistema de Transmisión Nacional a enero de 2017

Línea	AVI ene17 [MUSD]	COMA ene17 [MUSD]	VATT ene17 [MUSD]
Parinacota 220 - Cóndores 220	6678.3	1114.5	7792.9
Cóndores 220 - Tarapacá 220	1921.1	361.8	2283.0
Tarapacá 220 - Lagunas 220	1241.0	223.6	1464.6
Tarapacá 220 - Lagunas 220	1251.3	227.0	1478.3
Pozo Almonte 220 - Lagunas 220	1577.3	320.0	1897.4
Lagunas 220 - Nueva Victoria 220	577.6	118.6	696.3
Nueva Victoria 220 - Crucero 220	2269.6	450.6	2720.2
Lagunas 220 - Quillagua 220	1923.9	346.5	2270.4
Quillagua 220 - María Elena 220	1319.3	248.3	1567.6
María Elena 220 - Crucero 220	579.5	130.6	710.1
Crucero 220 - Encuentro 220	542.2	111.8	654.0
Crucero 220 - Encuentro 220	634.5	123.7	758.2
Crucero 220 - Laberinto 220	4011.9	630.7	4642.5
Crucero 220 - Laberinto 220	4038.9	637.5	4676.4
Encuentro 220 - El Tesoro 220	2217.4	415.6	2633.0
El Tesoro 220 - Esperanza 220	676.4	133.1	809.5
El Cobre 220 - Laberinto 220	781.7	145.9	927.6

Encuentro 220 - Atacama 220	2391.6	330.3	2721.9
Encuentro 220 - Atacama 220	2387.0	327.7	2714.7
Salar 220 - Calama 220	969.0	198.0	1166.9
Crucero 220 - Salar 220	1872.7	336.2	2208.9
Crucero 220 - Chuquicamata 220	1601.6	272.2	1873.8
Chuquicamata 220 - Salar 220	887.0	209.1	1096.0
Atacama 220 - O'Higgins 220	2527.7	466.8	2994.5
Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220	2099.1	305.5	2404.6
Carrera Pinto 220 - San Andrés 220	1749.7	259.4	2009.1
San Andrés 220 - Cardones 220	1510.3	224.4	1734.7
Cardones 220 - Maitencillo 220	2360.9	326.8	2687.7
Cardones 220 - Maitencillo 220	2303.1	309.8	2612.9
Cardones 220 - Maitencillo 220	2298.5	310.6	2609.1
Maitencillo 220 - Punta Colorada 220	2048.8	287.6	2336.4
Maitencillo 220 - Punta Colorada 220	2046.9	287.6	2334.5
Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220	2264.9	339.6	2604.6
Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220	2267.7	337.9	2605.7
Pan de Azúcar 220 - Don Goyo 220	1513.1	247.5	1760.5
Don Goyo 220 - Talinay 220	778.9	126.3	905.2
Talinay 220 - Las Palmas 220	862.7	131.4	994.2
Pan de Azúcar 220 - La Cebada 220	2264.9	308.9	2573.9
La Cebada 220 - Monte Redondo 220	598.1	97.3	695.4
Monte Redondo 220 - Las Palmas 220	610.3	104.1	714.4
Las Palmas 220 - Los Vilos 220	1685.4	247.5	1932.9
Las Palmas 220 - Los Vilos 220	1669.6	242.4	1911.9
Los Vilos 220 - Nogales 220	2030.1	285.0	2315.2
Los Vilos 220 - Nogales 220	2030.1	285.0	2315.2
Nogales 220 - Polpaico 220	368.0	60.6	428.6
Nogales 220 - Polpaico 220	368.0	60.6	428.6
Quillota 220 - Polpaico 220	2728.9	371.2	3100.1
Quillota 220 - Polpaico 220	2720.5	367.0	3087.5
Polpaico 500 - Polpaico 220	2009.4	312.3	2321.8
Polpaico 500 - Polpaico 220	2133.0	326.8	2459.8
Polpaico 220 - Los Maquis 220	1366.8	216.8	1583.5
Polpaico 220 - El Llano 220	992.2	154.5	1146.7
Los Maquis 220 - El Llano 220	1099.4	172.4	1271.8
Polpaico 500 - Alto Jahuel 500	5383.5	721.1	6104.6
Polpaico 500 - Alto Jahuel 500	5835.5	801.3	6636.8
Polpaico 220 - Lampa 220	540.4	92.2	632.5
Lampa 220 - Cerro Navia 220	1738.5	241.5	1980.0
Polpaico 220 - Cerro Navia 220	2419.6	344.8	2764.4
Cerro Navia 220 - Melipilla 220	1307.2	169.0	1476.1
Cerro Navia 220 - Melipilla 220	1413.4	181.8	1595.1

Melipilla 220 - Rapel 220	1153.4	157.9	1311.3
Melipilla 220 - Rapel 220	1148.8	157.0	1305.8
Cerro Navia 220 - Chena 220	1053.7	178.4	1232.1
Cerro Navia 220 - Chena 220	1069.6	180.1	1249.6
Chena 220 - Alto Jahuel 220	1324.9	202.3	1527.1
Chena 220 - Alto Jahuel 220	1326.7	204.0	1530.7
Chena 220 - El Rodeo 220	1105.0	137.4	1242.4
Chena 220 - El Rodeo 220	287.0	38.4	325.4
El Rodeo 220 - Alto Jahuel 220	552.5	88.8	641.2
El Rodeo 220 - Alto Jahuel 220	552.5	87.9	640.4
Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220	2433.7	361.0	2794.7
Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220	2144.5	310.6	2455.1
Alto Jahuel 500 - Ancoa 500	14845.6	1758.0	16603.6
Alto Jahuel 500 - Ancoa 500	11737.4	1403.0	13140.4
Alto Jahuel 220 - Maipo 220	706.2	127.2	833.4
Alto Jahuel 220 - Maipo 220	572.1	100.7	672.8
Maipo 220 - Candelaria 220	1746.9	227.9	1974.8
Maipo 220 - Candelaria 220	1820.5	241.5	2062.0
Candelaria 220 - Colbún 220	6447.3	747.6	7194.9
Candelaria 220 - Colbún 220	6433.3	749.3	7182.6
Colbún 220 - Ancoa 220	778.0	134.8	912.8
Itahue 220 - Ancoa 220	1820.5	262.0	2082.5
Itahue 220 - Ancoa 220	1812.1	262.8	2075.0
Ancoa 500 - Ancoa 220	2513.2	378.1	2891.3
Ancoa 500 - Charrúa 500	10545.7	1350.9	11896.6
Ancoa 500 - Charrúa 500	13255.0	1714.5	14969.4
Charrúa 500 - Charrúa 220	2109.0	311.5	2420.5
Charrúa 500 - Charrúa 220	2133.0	320.9	2453.9
Charrúa 500 - Charrúa 220	2301.6	335.4	2636.9
Charrúa 220 - Hualpén 220	2860.3	460.8	3321.1
Charrúa 220 - Lagunillas 220	3819.0	526.5	4345.5
Charrúa 220 - Tap Laja 220	654.0	120.3	774.4
Tap Laja 220 - Duqueco 220	3604.7	605.1	4209.8
Duqueco 220 - Temuco 220	999.7	185.2	1184.9
Charrúa 220 - Mulchén 220	396.9	81.9	478.8
Charrúa 220 - Mulchén 220	402.5	84.5	487.0
Mulchén 220 - Cautín 220	443.5	94.7	538.2
Mulchén 220 - Cautín 220	450.0	98.1	548.1
Cautín 220 - Ciruelos 220	2573.3	467.7	3041.0
Ciruelos 220 - Valdivia 220	800.3	198.8	999.2
Cautín 220 - Valdivia 220	2210.9	507.8	2718.7
Valdivia 220 - Rahue 220	2303.1	415.6	2718.7
Rahue 220 - Puerto Montt 220	2483.9	453.2	2937.0

Valdivia 220 - Pichirrahue 220	2125.2	367.0	2492.1
Pichirrahue 220 - Puerto Montt 220	2415.9	396.0	2811.8
Puerto Montt 220 - Melipulli 220	438.8	100.7	539.5
Melipulli 220 - Chiloé 220	4006.3	562.4	4568.6
Lo Aguirre 500 - Lo Aguirre 220	2109.0	311.5	2420.5
Lagunas 220 – Encuentro 220	-	-	7012.0
Ancoa 500 – Alto Jahuel 500	-	-	28926.6
Ciruelos 220 – Pichirropulli 220	-	-	9296.3
Nueva Cardones 500 – Nueva Cardones 220	-	-	874.8
Nueva Maitencillo 500 – Nueva Maitencillo 220	-	-	874.8
Nueva Pan de Azúcar 500 – Nueva Pan de Azúcar 220	-	-	874.8
Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220	-	-	6653.2
Ancoa 500 – Ancoa 220	-	-	1763.0
Alto Jahuel 500 – Alto Jahuel 220	-	-	3055.4
Los Changos 220 – Kapatur 220	-	-	1646.4
Los Changos 500 – Nueva Crucero Encuentro 500	-	-	7929.8
Nueva Crucero Encuentro 500 – Nueva Crucero Encuentro 220	-	-	3703.9
Los Changos 500 – Los Changos 220	-	-	1893.7
Cumbres 220 – Nueva Diego de Almagro 220	-	-	2197.2
Cumbres 500 – Cumbres 220	-	-	3295.8
Pichirropulli 500 – Puerto Montt 500	-	-	10731.6
Charrúa 500 – Ancoa 500	-	-	17275.2
Diego de Almagro 220 – Carrera Pinto 220	-	-	5585.9
Carrera Pinto 220 – Cardones 220	-	-	5585.9
Cardones 500 – Maitencillo 500	-	-	12498.9
Maitencillo 500 – Pan de Azúcar 500	-	-	18139.1
Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500	-	-	31652.1
Melipilla 220 – Rapel 220	-	-	4460.5
Melipilla 220 – Lo Aguirre 220	-	-	2831.1
Lo Aguirre 220 – Cerro Navia 220	-	-	9586.9

Tabla 17: VATT Sistema de Transmisión Nacional a ene17

## C: Parque generador y Costos variables

Central	Tecnología	CV	Central	Tecnología	CV
LOSCONDORES	Hidráulica	0.0	CALLECALLE	Térmica	109.8
LA MINA	Hidráulica	0.0	CAMPICHE	Térmica	33.2
CIPRESES	Hidráulica	0.0	CANDELARIA B1 DIE	Térmica	189.5
OJOSDEAGUA	Hidráulica	0.0	CANDELARIA B2 DIE	Térmica	189.5
ISLA	Hidráulica	0.0	CANETE	Térmica	125.9
CURILLINQUE	Hidráulica	0.0	CARDONES	Térmica	120.5
LOMAALTA	Hidráulica	0.0	CASABLANCA1	Térmica	128.0
LOSHIERROS	Hidráulica	0.0	CASABLANCA2	Térmica	128.0
LOSHIERROS 2	Hidráulica	0.0	CELCO 1	Térmica	10.0

ROBLERIA	Hidráulica	0.0	CELCO 2	Térmica	40.2
PEHUENCHE	Hidráulica	0.0	CELCO 3	Térmica	103.2
COLBUN	Hidráulica	0.0	CEMENTOSBIOBIO	Térmica	67.4
CHIBURGO	Hidráulica	0.0	CENIZAS	Térmica	189.7
SAN CLEMENTE	Hidráulica	0.0	CHILOE	Térmica	156.5
MACHICURA	Hidráulica	0.0	CHOLGUAN 1	Térmica	25.5
SANIGNACIO	Hidráulica	0.0	CHOLGUAN 2	Térmica	108.8
ELTORO	Hidráulica	0.0	CHUFKEN	Térmica	125.9
ABANICO	Hidráulica	0.0	CHUYACA	Térmica	118.5
ANTUCO	Hidráulica	0.0	CMPC CORDILLERA 1	Térmica	1.4
RUCUE	Hidráulica	0.0	CMPC CORDILLERA 2	Térmica	36.9
QUILLECO	Hidráulica	0.0	CMPC CORDILLERA 3	Térmica	156.2
TUCAPEL	Hidráulica	0.0	CMPC LAJA 1	Térmica	0.0
LAJA I	Hidráulica	0.0	CMPC LAJA 2	Térmica	36.9
EL DIUTO	Hidráulica	0.0	CMPC LAJA 3	Térmica	131.9
HORNITOS	Hidráulica	0.0	CMPC PACIFICO 1	Térmica	0.0
JUNCAL	Hidráulica	0.0	CMPC PACIFICO 2	Térmica	32.3
BLANCO	Hidráulica	0.0	CMPC PACIFICO 3	Térmica	135.0
LOSQUILOS	Hidráulica	0.0	CMPC SANTA FE	Térmica	41.1
CHACABUQUITO	Hidráulica	0.0	CMPC TISSUE	Térmica	92.6
RAPEL	Hidráulica	0.0	COLIHUES	Térmica	77.1
CANUTILLAR	Hidráulica	0.0	COLMITO DIE	Térmica	115.9
RALCO	Hidráulica	0.0	CON CON	Térmica	119.8
PALMUCHO	Hidráulica	0.0	CONSTI-EGEN	Térmica	162.1
PANGUE	Hidráulica	0.0	CONTULMO	Térmica	125.9
ANGOSTURA	Hidráulica	0.0	CURACAUTIN	Térmica	125.9
LAHIGUERA	Hidráulica	0.0	CURAUMA	Térmica	128.0
CONFLUENCIA	Hidráulica	0.0	CURICO	Térmica	35.3
ALFALFAL 2	Hidráulica	0.0	DALMAGRO	Térmica	137.4
ANCOA	Hidráulica	0.0	DANISCO	Térmica	123.3
LAS LAJAS	Hidráulica	0.0	DEGAN	Térmica	123.2
LAS NIEVES	Hidráulica	0.0	E PACIFICO	Térmica	53.4
NUBLE	Hidráulica	0.0	EAGON	Térmica	125.9
SAN PEDRO	Hidráulica	0.0	EL CANELO 1	Térmica	123.3
ALFALFAL	Hidráulica	0.0	EL MOLLE	Térmica	22.7
ALLIPEN	Hidráulica	0.0	EL PENON	Térmica	109.9
ALTORENAICO	Hidráulica	0.0	EL TOTOTAL	Térmica	119.7
AUX DEL MAIPO	Hidráulica	0.0	ELSALVADOR TG	Térmica	167.2
BOQUIAMARGO	Hidráulica	0.0	EMELDA 1	Térmica	312.5
BUREO	Hidráulica	0.0	EMELDA 2	Térmica	334.9
CALLAO	Hidráulica	0.0	ENERGIA BIOBIO	Térmica	41.1
CAPULLO	Hidráulica	0.0	ENERGIA LEON	Térmica	41.1
CARENA	Hidráulica	0.0	ESCUADRON	Térmica	38.6

CARILAFQUEN	Hidráulica	0.0	ESPERANZA DS1	Térmica	296.1
CH ARRAYAN	Hidráulica	0.0	ESPERANZA DS2	Térmica	282.7
CHACAYES 1	Hidráulica	0.0	ESPERANZA TG1	Térmica	396.5
CHACAYES 2	Hidráulica	0.0	ESTANCILLA	Térmica	144.8
CHANLEUFU	Hidráulica	0.0	GUACOLDA 1	Térmica	28.9
COLLIL	Hidráulica	0.0	GUACOLDA 2	Térmica	29.0
COLORADO	Hidráulica	0.0	GUACOLDA 3	Térmica	25.5
CONTRA	Hidráulica	0.0	GUACOLDA 4	Térmica	29.1
COYA	Hidráulica	0.0	GUACOLDA 5	Térmica	29.1
CUMPEO	Hidráulica	0.0	HBS	Térmica	41.1
CURILEUFU I	Hidráulica	0.0	HORCONES TG DIE	Térmica	144.4
CURILEUFU II	Hidráulica	0.0	HUASCO TG	Térmica	140.1
DON WALTERIO	Hidráulica	0.0	JCE	Térmica	125.9
DONA HILDA	Hidráulica	0.0	LAGVERDE TG	Térmica	113.4
DONGO	Hidráulica	0.0	LAGVERDE TV	Térmica	167.0
DONGUIL	Hidráulica	0.0	LAJA-EVE 1	Térmica	0.0
EL AGRIO	Hidráulica	0.0	LAJA-EVE 2	Térmica	44.4
EL CANELO	Hidráulica	0.0	LAS VEGAS	Térmica	118.5
EL GALPON	Hidráulica	0.0	LASPAMPAS	Térmica	22.7
EL LLANO	Hidráulica	0.0	LAUTARO 1	Térmica	34.4
EL MANZANO	Hidráulica	0.0	LAUTARO 2	Térmica	40.6
EL MIRADOR	Hidráulica	0.0	LAUTARO2	Térmica	35.2
EL PASO	Hidráulica	0.0	LEBU	Térmica	125.9
EL RINCON	Hidráulica	0.0	LICANTEN 1	Térmica	0.0
EL TARTARO	Hidráulica	0.0	LICANTEN 2	Térmica	63.0
ENSENADA	Hidráulica	0.0	LINARES	Térmica	121.7
EYZAGUIRRE	Hidráulica	0.0	LONQUIMAY	Térmica	125.9
FLORIDA	Hidráulica	0.0	LOS ALAMOS	Térmica	125.9
GUAYACAN	Hidráulica	0.0	LOS GUINDOS	Térmica	117.3
HIDRO BONITO MC1	Hidráulica	0.0	LOS SAUCES I	Térmica	125.9
HIDRO BONITO MC2	Hidráulica	0.0	LOS SAUCES II	Térmica	125.9
ITATA	Hidráulica	0.0	LOSCOLORADOS 1	Térmica	11.6
JUNCALITO	Hidráulica	0.0	LOSCOLORADOS 2	Térmica	10.3
LA ARENA	Hidráulica	0.0	LOSPINOS	Térmica	136.7
LA MONTANA	Hidráulica	0.0	LOSVIENTOS TG	Térmica	106.6
LA PALOMA	Hidráulica	0.0	LOUISIANA PAN	Térmica	123.3
LAS FLORES	Hidráulica	0.0	MASISA	Térmica	41.1
LAS VERTIENTES	Hidráulica	0.0	MAULE	Térmica	162.1
LICAN	Hidráulica	0.0	MONTEPATRIA	Térmica	131.5
LIRCAY	Hidráulica	0.0	MULTIEXPORT1	Térmica	123.3
LLAUQUEREO	Hidráulica	0.0	MULTIEXPORT2	Térmica	123.3
LOS BAJOS	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 1 DIE	Térmica	111.7
LOS COLONOS	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 1 GNL TP	Térmica	0.0

LOS CORRALES 1	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 2 DIE	Térmica	111.6
LOS CORRALES 2	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 2 GNL TP	Térmica	0.0
LOSMOLLES	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 9B B	Térmica	188.2
LOSMORROS	Hidráulica	0.0	NEHUENCO 9B P	Térmica	212.1
LOSPADRES	Hidráulica	0.0	NEWEN	Térmica	282.8
MAISAN	Hidráulica	0.0	NRENCA DIE	Térmica	73.6
MAITENES	Hidráulica	0.0	NUEVA ALDEA 1	Térmica	25.0
MALALCAHUELLO	Hidráulica	0.0	NUEVA ALDEA 3	Térmica	0.0
MALLARAUCO	Hidráulica	0.0	NUEVA VENTANAS	Térmica	32.6
MAMPIL	Hidráulica	0.0	OLIVOS 1	Térmica	122.0
MARIA ELENA	Hidráulica	0.0	OLIVOS 2	Térmica	161.3
MARIPOSAS	Hidráulica	0.0	ORAFI	Térmica	125.9
MCH DOSAL	Hidráulica	0.0	P COLORADA F OIL	Térmica	88.0
MOLINERA VILLARRICA	Hidráulica	0.0	PETROPOW 1	Térmica	3.9
MUCHI	Hidráulica	0.0	PLACILLA	Térmica	113.6
MULCHEN	Hidráulica	0.0	PUNITAQUI	Térmica	131.5
MUNILQUE 1	Hidráulica	0.0	QUELLON2	Térmica	127.5
MUNILQUE 2	Hidráulica	0.0	QUINTAY	Térmica	114.2
NALCAS	Hidráulica	0.0	QUINTERO CA1 DIE	Térmica	95.7
PANGUIPULLI	Hidráulica	0.0	QUINTERO CA2 DIE	Térmica	95.7
PEHUI	Hidráulica	0.0	RASO POWER	Térmica	169.7
PEUCHEN	Hidráulica	0.0	RENCA	Térmica	144.8
PICHILONCO	Hidráulica	0.0	REY	Térmica	150.1
PICOIQUEN	Hidráulica	0.0	SANGREGORIO	Térmica	121.7
PILMAIQUEN	Hidráulica	0.0	SANISIDRO 2 DIE	Térmica	82.5
PROVIDENCIA	Hidráulica	0.0	SANISIDRO 2 GNL	Térmica	46.0
PUCLARO	Hidráulica	0.0	SANISIDRO 2 GNL FA	Térmica	66.7
PULELFU	Hidráulica	0.0	SANISIDRO DIE	Térmica	98.9
PULLINQUE	Hidráulica	0.0	SANISIDRO GNL	Térmica	60.7
PUNTILLA	Hidráulica	0.0	SANISIDRO GNL FA	Térmica	66.7
PURISIMA	Hidráulica	0.0	SANLORENZO 1	Térmica	213.0
QUELTEHUES	Hidráulica	0.0	SANLORENZO 2	Térmica	234.2
QUILLAILEO	Hidráulica	0.0	SANLORENZO 3	Térmica	176.8
RECA	Hidráulica	0.0	SANTA FE 1	Térmica	14.8
RENAICO	Hidráulica	0.0	SANTA FE 2	Térmica	26.5
RIO COLORADO	Hidráulica	0.0	SANTA FE 3	Térmica	36.9
RIO HUASCO	Hidráulica	0.0	SANTA FE 4	Térmica	46.4
RIO TRUENO	Hidráulica	0.0	SANTA LIDIA TG	Térmica	107.8
RUCATAYO	Hidráulica	0.0	SANTA MARIA	Térmica	29.4
SAN ANDRES	Hidráulica	0.0	SANTA MARTA	Térmica	15.0
SAUCEANDES	Hidráulica	0.0	SKRETTING	Térmica	123.3
SAUZAL 1	Hidráulica	0.0	SKRETTING O	Térmica	123.3
SAUZAL 2	Hidráulica	0.0	STAIRENE	Térmica	22.7

TRAIELFU	Hidráulica	0.0	TALTAL 1 DIE	Térmica	107.2
TRANQUIL	Hidráulica	0.0	TALTAL 2 DIE	Térmica	107.2
TRUFULTRUFUL	Hidráulica	0.0	TAMM	Térmica	22.7
VINA TARAPACA	Hidráulica	0.0	TAPIHUE	Térmica	119.3
VOLCAN	Hidráulica	0.0	TENO	Térmica	115.6
LAHIGUERA 220	Hidráulica	0.0	TERMOPACIFICO	Térmica	172.4
CONFLUENCIA 220	Hidráulica	0.0	TG CORONEL DIE	Térmica	99.8
SAN ANDRES 220	Hidráulica	0.0	TG ESPINOS 1	Térmica	114.0
EL PASO 220	Hidráulica	0.0	TG ESPINOS 2	Térmica	155.4
FV DIVISADERO	Solar	0.0	TIRUA	Térmica	125.9
FV DONA CARMEN	Solar	0.0	TOMAVAL D	Térmica	128.0
FV GUANACO	Solar	0.0	TOMAVAL TG	Térmica	119.3
FV MALGARIDA	Solar	0.0	TRAPEN	Térmica	113.4
FV STGO SOLAR	Solar	0.0	TREBAL MAPOCHO	Térmica	22.7
FV VALLE SOLAR	Solar	0.0	TRONGOL	Térmica	125.9
FV OPDE	Solar	0.0	VALDIVIA 1	Térmica	0.0
FV PAMPA CAMARONES	Solar	0.0	VALDIVIA 2	Térmica	18.0
FV PELICANO	Solar	0.0	VALDIVIA 3	Térmica	32.2
FV SOL DE VALLENAR	Solar	0.0	VALDIVIA 4	Térmica	68.4
FV ALTURAS DE OVALLE	Solar	0.0	VENTANAS 1	Térmica	35.1
FV BELLAVISTA	Solar	0.0	VENTANAS 2	Térmica	32.9
FV BOCO	Solar	0.0	VINALES 1	Térmica	16.0
FV CARDONES	Solar	0.0	VINALES 2	Térmica	38.0
FV CHAKA I	Solar	0.0	VINALES 3	Térmica	45.0
FV CHAKA II	Solar	0.0	WATTS I	Térmica	123.3
FV CHANARES	Solar	0.0	WATTS II	Térmica	123.3
FV CHUCHINI	Solar	0.0	YUNGAY 1 DIE	Térmica	304.8
FV CONEJO 1	Solar	0.0	YUNGAY 2 DIE	Térmica	276.6
FV CORDILLERILLA	Solar	0.0	YUNGAY 3 DIE	Térmica	298.8
FV CPINTO I	Solar	0.0	YUNGAY 4 DIE	Térmica	357.0
FV CPINTO II	Solar	0.0	FV ARICASOLAR 1 SING	Solar	0.0
FV DALMAGRO	Solar	0.0	FV ARICASOLAR 2 SING	Solar	0.0
FV EL DIVISADERO	Solar	0.0	FV CERRO DOMINADOR SING	Solar	0.0
FV EL PAICO	Solar	0.0	FV HUATACONDO SING	Solar	0.0
FV EL ROMERO	Solar	0.0	FV LASCAR 1 SING	Solar	0.0
FV ELPILAR	Solar	0.0	FV LASCAR 2 SING	Solar	0.0
FV ESPERANZA	Solar	0.0	FV PARUMA SING	Solar	0.0
FV HORMIGA SOLAR	Solar	0.0	FV PULAR SING	Solar	0.0
FV HORNITOS	Solar	0.0	FV QUILLAGUA I SING	Solar	0.0
FV JAVIERA	Solar	0.0	FV QUILLAGUA II SING	Solar	0.0
FV LA CHAPEANA	Solar	0.0	FV QUILLAGUA III SING	Solar	0.0

FV LA SILLA	Solar	0.0	FV USYA SING	Solar	0.0
FV LAGUNILLA	Solar	0.0	FV ANDES SOLAR SING	Solar	0.0
FV LALACKAMA	Solar	0.0	FV BLUE SKY I SING	Solar	0.0
FV LALACKAMA 2	Solar	0.0	FV BLUE SKY II SING	Solar	0.0
FV LAS ARAUCARIAS	Solar	0.0	FV BOLERO I SING	Solar	0.0
FV LAS MOLLACAS	Solar	0.0	FV BOLERO II SING	Solar	0.0
FV LAS TERRAZAS	Solar	0.0	FV BOLERO III SING	Solar	0.0
FV LLANO LLAMPOS	Solar	0.0	FV BOLERO IV SING	Solar	0.0
FV LOMA LOS COLORADOS	Solar	0.0	FV ELAGUILA SING	Solar	0.0
FV LOMAS COLORADAS	Solar	0.0	FV FINIS TERRAE I SING	Solar	0.0
FV LOS LOROS	Solar	0.0	FV FINIS TERRAE II SING	Solar	0.0
FV LUNA DEL NORTE	Solar	0.0	FV JAMA 1 SING	Solar	0.0
FV LUZ DEL NORTE	Solar	0.0	FV JAMA II SING	Solar	0.0
FV PAMA	Solar	0.0	FV LAHUAYCA SING	Solar	0.0
FV PAMPA SOLAR	Solar	0.0	FV LOS PUQUIOS SING	Solar	0.0
FV QUILAPILUN	Solar	0.0	FV MARIA ELENA SING	Solar	0.0
FV SALVADOR	Solar	0.0	FV PAMPACAMARONES 1 SING	Solar	0.0
FV SAN ANDRES	Solar	0.0	FV PICA I SING	Solar	0.0
FV SAN PEDRO	Solar	0.0	FV POZO ALMONTE 1 SING	Solar	0.0
FV SANTA JULIA	Solar	0.0	FV POZOALMONTE 2 SING	Solar	0.0
FV SDGx01	Solar	0.0	FV POZOALMONTE 3 SING	Solar	0.0
FV SOL DEL NORTE	Solar	0.0	FV URIBE SOLAR SING	Solar	0.0
FV STA CECILIA	Solar	0.0	EOLICA SIERRA GORDA SING	Eólica	0.0
FV T ALTAMIRA	Solar	0.0	EOLICA VVIENTOS SING	Eólica	0.0
FV TAMBO REAL	Solar	0.0	CERRO DOMINADOR SING	Térmica	0.0
FV TILTIL SOLAR	Solar	0.0	IEM SING	Térmica	40.1
FV VALLELAND	Solar	0.0	ANG I SING	Térmica	31.6
EOLICA CABO LEONES I	Eólica	0.0	ANG II SING	Térmica	30.1
EOLICA CABO LEONES II	Eólica	0.0	CAVA SING	Térmica	0.0
EOLICA CABO LEONES III	Eólica	0.0	CC1d SING	Térmica	80.3
EOLICA SARCO	Eólica	0.0	CC2d SING	Térmica	80.3
EOLICA AURORA	Eólica	0.0	CHAP SING	Térmica	0.0
EOLICA ALENA	Eólica	0.0	COCHRANE 1 SING	Térmica	42.5
EOLICA MALLECO	Eólica	0.0	COCHRANE 2 SING	Térmica	42.5
EOLICA NEGRETE	Eólica	0.0	CTA SING	Térmica	29.5
EOLICA ESPERANZA	Eólica	0.0	CTH SING	Térmica	30.9

EOLICA TCHAMMA	Eólica	0.0	CTM1 SING	Térmica	29.8
EOLICA CERRO TIGRE	Eólica	0.0	CTM2 SING	Térmica	29.0
EOLICA CAMAN	Eólica	0.0	CTAR SING	Térmica	32.0
EOLICA CKANI	Eólica	0.0	CUMMINS SING	Térmica	121.5
EOLICA LOMAS DUQUECO	Eólica	0.0	DEUTZ SING	Térmica	133.2
EOLICA COIHUE	Eólica	0.0	ESTANDARTES 13 SING	Térmica	101.6
EOLICA PUELICHE SUR	Eólica	0.0	ESTANDARTES 7 12 SING	Térmica	102.8
EOLICA CANELA	Eólica	0.0	GEO CERRO PABELLON SING	Térmica	0.0
EOLICA CANELA2	Eólica	0.0	GMAR SING	Térmica	101.1
EOLICA EL ARRAYAN	Eólica	0.0	INACAL SING	Térmica	137.0
EOLICA HUAJACHE	Eólica	0.0	INGENOVA SING	Térmica	179.1
EOLICA LA ESPERANZA	Eólica	0.0	KELAR SING	Térmica	70.2
EOLICA LAS PENAS	Eólica	0.0	M1AR SING	Térmica	103.2
EOLICA LEBU	Eólica	0.0	M2AR SING	Térmica	102.9
EOLICA LEBU 2	Eólica	0.0	MAIQ SING	Térmica	69.0
EOLICA LOS BUENOS AIRES	Eólica	0.0	MHAH SING	Térmica	0.0
EOLICA LOS CURUROS	Eólica	0.0	MHSR SING	Térmica	0.0
EOLICA MONTE REDONDO	Eólica	0.0	MHT2 SING	Térmica	0.0
EOLICA NEGRETE CUEL	Eólica	0.0	MIQ SING	Térmica	99.9
EOLICA P COLORADA	Eólica	0.0	MIMB SING	Térmica	119.4
EOLICA PUNTA PALMERAS	Eólica	0.0	MSIQ SING	Térmica	58.5
EOLICA RAKI	Eólica	0.0	NORACID SING	Térmica	2.0
EOLICA RENAICO	Eólica	0.0	NTO1 SING	Térmica	25.1
EOLICA SAN JUAN	Eólica	0.0	NTO2 SING	Térmica	24.8
EOLICA SAN PEDRO	Eólica	0.0	PORTADA SING	Térmica	134.2
EOLICA SAN PEDRO II	Eólica	0.0	SUIQ SING	Térmica	107.0
EOLICA TALINAY ORIENTE	Eólica	0.0	TAMAYA SING	Térmica	60.5
EOLICA TALINAY PONIENTE	Eólica	0.0	TG1 SING	Térmica	121.6
EOLICA TALTAL	Eólica	0.0	TG2 SING	Térmica	121.6
EOLICA TOTOTAL	Eólica	0.0	TG3d SING	Térmica	96.1
EOLICA UCUQUER	Eólica	0.0	TGIQ SING	Térmica	115.2
EOLICA UCUQUER 2	Eólica	0.0	TGTAR SING	Térmica	126.3
ACONCAGUA GNL	Térmica	0.0	U10 SING	Térmica	62.6
CAMPESINO	Térmica	0.0	U11 SING	Térmica	62.6
CTM3 GNL SIC	Térmica	59.3	U12 SING	Térmica	33.6
DONA CARMEN	Térmica	143.5	U13 SING	Térmica	32.2
ANCALI	Térmica	41.1	U14 SING	Térmica	29.0
ANDES	Térmica	77.1	U15 SING	Térmica	28.0
ANTILHUE TG 1	Térmica	155.0	U16 GNL SING	Térmica	33.3

ANTILHUE TG 2	Térmica	155.0	UJINA1 SING	Térmica	82.9
ARAUCO 1	Térmica	40.0	UJINA2 SING	Térmica	83.6
ARAUCO 2	Térmica	70.0	UJINA3 SING	Térmica	81.3
ARAUCO 3	Térmica	100.0	UJINA4 SING	Térmica	82.3
BIOCRUZ	Térmica	119.3	UJINA5 SING	Térmica	84.2
BIOMAR	Térmica	123.3	UJINA6 SING	Térmica	82.8
BOCAMINA 1	Térmica	37.0	ZOFRI 1 SING	Térmica	104.7
BOCAMINA 2	Térmica	33.8	ZOFRI 2 5 SING	Térmica	101.8
			ZOFRI 6 SING	Térmica	94.3

Tabla 18: Parque generador y Costos variables

## D: Perfiles centrales eólicas

Central	Mes	Pmax	Central	Mes	Pmax	Central	Mes	Pmax
EOL CANELA	ene	2.7	EOL MONTE REDONDO	ene	11.3	EOL TALINAY PONIENTE	ene	12.7
EOL CANELA	feb	2.6	EOL MONTE REDONDO	feb	11.2	EOL TALINAY PONIENTE	feb	11.6
EOL CANELA	mar	2.3	EOL MONTE REDONDO	mar	9.6	EOL TALINAY PONIENTE	mar	21.5
EOL CANELA	abr	2.4	EOL MONTE REDONDO	abr	11.0	EOL TALINAY PONIENTE	abr	13.5
EOL CANELA	may	2.6	EOL MONTE REDONDO	may	11.3	EOL TALINAY PONIENTE	may	21.0
EOL CANELA	jun	3.3	EOL MONTE REDONDO	jun	12.9	EOL TALINAY PONIENTE	jun	29.7
EOL CANELA	jul	3.3	EOL MONTE REDONDO	jul	15.0	EOL TALINAY PONIENTE	jul	17.4
EOL CANELA	ago	3.5	EOL MONTE REDONDO	ago	13.7	EOL TALINAY PONIENTE	ago	20.1
EOL CANELA	sep	4.4	EOL MONTE REDONDO	sep	16.4	EOL TALINAY PONIENTE	sep	25.5
EOL CANELA	oct	2.8	EOL MONTE REDONDO	oct	12.6	EOL TALINAY PONIENTE	oct	19.0
EOL CANELA	nov	2.0	EOL MONTE REDONDO	nov	8.4	EOL TALINAY PONIENTE	nov	14.4
EOL CANELA	dic	2.5	EOL MONTE REDONDO	dic	10.0	EOL TALINAY PONIENTE	dic	16.2
EOL CANELA2	ene	13.4	EOL NEGRETE CUEL	ene	9.4	EOL TALTAL	ene	20.9
EOL CANELA2	feb	12.5	EOL NEGRETE CUEL	feb	10.5	EOL TALTAL	feb	19.0
EOL CANELA2	mar	10.3	EOL NEGRETE CUEL	mar	7.5	EOL TALTAL	mar	35.4
EOL CANELA2	abr	11.1	EOL NEGRETE CUEL	abr	12.1	EOL TALTAL	abr	22.2
EOL CANELA2	may	13.1	EOL NEGRETE CUEL	may	8.6	EOL TALTAL	may	34.5
EOL CANELA2	jun	15.8	EOL NEGRETE CUEL	jun	10.7	EOL TALTAL	jun	48.8
EOL CANELA2	jul	16.2	EOL NEGRETE CUEL	jul	9.8	EOL TALTAL	jul	28.5
EOL CANELA2	ago	15.1	EOL NEGRETE CUEL	ago	10.2	EOL TALTAL	ago	33.0
EOL CANELA2	sep	18.4	EOL NEGRETE CUEL	sep	11.9	EOL TALTAL	sep	41.9
EOL CANELA2	oct	15.0	EOL NEGRETE CUEL	oct	12.7	EOL TALTAL	oct	31.2
EOL CANELA2	nov	9.6	EOL NEGRETE CUEL	nov	17.9	EOL TALTAL	nov	23.6
EOL CANELA2	dic	12.5	EOL NEGRETE CUEL	dic	12.8	EOL TALTAL	dic	26.6
EOL EL ARRAYAN	ene	25.6	EOL P COLORADA	ene	2.3	EOL TOTORAL	ene	8.9
EOL EL ARRAYAN	feb	22.8	EOL P COLORADA	feb	1.8	EOL TOTORAL	feb	8.9
EOL EL ARRAYAN	mar	34.4	EOL P COLORADA	mar	1.2	EOL TOTORAL	mar	7.4
EOL EL ARRAYAN	abr	46.5	EOL P COLORADA	abr	0.9	EOL TOTORAL	abr	9.0
EOL EL ARRAYAN	may	31.8	EOL P COLORADA	may	1.1	EOL TOTORAL	may	8.8
EOL EL ARRAYAN	jun	32.3	EOL P COLORADA	jun	1.4	EOL TOTORAL	jun	9.7
EOL EL ARRAYAN	jul	33.2	EOL P COLORADA	jul	2.0	EOL TOTORAL	jul	10.9
EOL EL ARRAYAN	ago	44.9	EOL P COLORADA	ago	3.0	EOL TOTORAL	ago	10.9
EOL EL ARRAYAN	sep	28.7	EOL P COLORADA	sep	3.3	EOL TOTORAL	sep	12.9
EOL EL ARRAYAN	oct	45.6	EOL P COLORADA	oct	3.7	EOL TOTORAL	oct	9.6
EOL EL ARRAYAN	nov	16.6	EOL P COLORADA	nov	3.2	EOL TOTORAL	nov	7.1
EOL EL ARRAYAN	dic	16.4	EOL P COLORADA	dic	2.9	EOL TOTORAL	dic	8.0
EOL HUAJACHE	ene	3.3	EOL PUNTA PALMERAS	ene	9.9	EOL UCUQUER	ene	1.7
EOL HUAJACHE	feb	2.4	EOL PUNTA PALMERAS	feb	10.4	EOL UCUQUER	feb	2.7
EOL HUAJACHE	mar	2.0	EOL PUNTA PALMERAS	mar	11.5	EOL UCUQUER	mar	2.8
EOL HUAJACHE	abr	1.8	EOL PUNTA PALMERAS	abr	16.7	EOL UCUQUER	abr	2.8
EOL HUAJACHE	may	1.9	EOL PUNTA PALMERAS	may	10.4	EOL UCUQUER	may	2.5
EOL HUAJACHE	jun	2.2	EOL PUNTA PALMERAS	jun	10.8	EOL UCUQUER	jun	2.8
EOL HUAJACHE	jul	2.5	EOL PUNTA PALMERAS	jul	14.9	EOL UCUQUER	jul	2.1
EOL HUAJACHE	ago	2.3	EOL PUNTA PALMERAS	ago	16.8	EOL UCUQUER	ago	2.3
EOL HUAJACHE	sep	1.5	EOL PUNTA PALMERAS	sep	18.2	EOL UCUQUER	sep	1.9
EOL HUAJACHE	oct	1.8	EOL PUNTA PALMERAS	oct	17.9	EOL UCUQUER	oct	1.5
EOL HUAJACHE	nov	3.1	EOL PUNTA PALMERAS	nov	7.6	EOL UCUQUER	nov	1.7
EOL HUAJACHE	dic	2.5	EOL PUNTA PALMERAS	dic	6.7	EOL UCUQUER	dic	1.2

EOL LA ESPERANZA	ene	5.8	EOL RAKI	ene	3.5	EOL UCUQUER 2	ene	2.9
EOL LA ESPERANZA	feb	4.2	EOL RAKI	feb	2.0	EOL UCUQUER 2	feb	3.7
EOL LA ESPERANZA	mar	3.6	EOL RAKI	mar	2.5	EOL UCUQUER 2	mar	3.8
EOL LA ESPERANZA	abr	3.2	EOL RAKI	abr	2.7	EOL UCUQUER 2	abr	4.9
EOL LA ESPERANZA	may	3.4	EOL RAKI	may	2.3	EOL UCUQUER 2	may	3.1
EOL LA ESPERANZA	jun	3.9	EOL RAKI	jun	4.6	EOL UCUQUER 2	jun	4.2
EOL LA ESPERANZA	jul	4.3	EOL RAKI	jul	3.5	EOL UCUQUER 2	jul	3.8
EOL LA ESPERANZA	ago	4.0	EOL RAKI	ago	2.8	EOL UCUQUER 2	ago	2.9
EOL LA ESPERANZA	sep	2.6	EOL RAKI	sep	3.2	EOL UCUQUER 2	sep	2.3
EOL LA ESPERANZA	oct	3.2	EOL RAKI	oct	2.8	EOL UCUQUER 2	oct	2.0
EOL LA ESPERANZA	nov	5.5	EOL RAKI	nov	3.1	EOL UCUQUER 2	nov	1.6
EOL LA ESPERANZA	dic	4.4	EOL RAKI	dic	2.5	EOL UCUQUER 2	dic	1.5
EOL LAS PENAS	ene	4.7	EOL RENAICO	ene	24.1	EOL VVIENTOS SING	ene	31.2
EOL LAS PENAS	feb	3.3	EOL RENAICO	feb	21.7	EOL VVIENTOS SING	feb	30.0
EOL LAS PENAS	mar	2.9	EOL RENAICO	mar	36.1	EOL VVIENTOS SING	mar	27.3
EOL LAS PENAS	abr	2.5	EOL RENAICO	abr	36.9	EOL VVIENTOS SING	abr	23.7
EOL LAS PENAS	may	2.7	EOL RENAICO	may	45.2	EOL VVIENTOS SING	may	22.8
EOL LAS PENAS	jun	3.1	EOL RENAICO	jun	40.8	EOL VVIENTOS SING	jun	23.3
EOL LAS PENAS	jul	3.4	EOL RENAICO	jul	29.8	EOL VVIENTOS SING	jul	25.7
EOL LAS PENAS	ago	3.2	EOL RENAICO	ago	29.1	EOL VVIENTOS SING	ago	27.2
EOL LAS PENAS	sep	2.1	EOL RENAICO	sep	26.0	EOL VVIENTOS SING	sep	25.5
EOL LAS PENAS	oct	2.5	EOL RENAICO	oct	24.3	EOL VVIENTOS SING	oct	24.2
EOL LAS PENAS	nov	4.4	EOL RENAICO	nov	12.8	EOL VVIENTOS SING	nov	28.9
EOL LAS PENAS	dic	3.5	EOL RENAICO	dic	16.3	EOL VVIENTOS SING	dic	28.3
EOL LEBU	ene	0.6	EOL SAN JUAN	ene	83.2	EOL SIERRA GORDA SING	ene	19.8
EOL LEBU	feb	0.4	EOL SAN JUAN	feb	59.2	EOL SIERRA GORDA SING	feb	22.5
EOL LEBU	mar	0.5	EOL SAN JUAN	mar	50.9	EOL SIERRA GORDA SING	mar	30.9
EOL LEBU	abr	0.6	EOL SAN JUAN	abr	45.1	EOL SIERRA GORDA SING	abr	31.1
EOL LEBU	may	0.7	EOL SAN JUAN	may	48.3	EOL SIERRA GORDA SING	may	28.8
EOL LEBU	jun	0.7	EOL SAN JUAN	jun	55.6	EOL SIERRA GORDA SING	jun	31.7
EOL LEBU	jul	0.7	EOL SAN JUAN	jul	61.1	EOL SIERRA GORDA SING	jul	28.7
EOL LEBU	ago	0.7	EOL SAN JUAN	ago	56.3	EOL SIERRA GORDA SING	ago	29.3
EOL LEBU	sep	0.9	EOL SAN JUAN	sep	37.3	EOL SIERRA GORDA SING	sep	27.1
EOL LEBU	oct	1.1	EOL SAN JUAN	oct	45.2	EOL SIERRA GORDA SING	oct	23.1
EOL LEBU	nov	0.5	EOL SAN JUAN	nov	78.3	EOL SIERRA GORDA SING	nov	25.2
EOL LEBU	dic	0.4	EOL SAN JUAN	dic	62.5	EOL SIERRA GORDA SING	dic	21.4
EOL LEBU 2	ene	1.9	EOL SAN PEDRO	ene	9.8			
EOL LEBU 2	feb	1.4	EOL SAN PEDRO	feb	8.9			
EOL LEBU 2	mar	1.2	EOL SAN PEDRO	mar	14.8			
EOL LEBU 2	abr	1.0	EOL SAN PEDRO	abr	15.1			
EOL LEBU 2	may	1.1	EOL SAN PEDRO	may	18.5			
EOL LEBU 2	jun	1.3	EOL SAN PEDRO	jun	16.7			
EOL LEBU 2	jul	1.4	EOL SAN PEDRO	jul	12.2			
EOL LEBU 2	ago	1.3	EOL SAN PEDRO	ago	11.9			
EOL LEBU 2	sep	0.9	EOL SAN PEDRO	sep	10.6			
EOL LEBU 2	oct	1.0	EOL SAN PEDRO	oct	9.9			
EOL LEBU 2	nov	1.8	EOL SAN PEDRO	nov	5.2			
EOL LEBU 2	dic	1.5	EOL SAN PEDRO	dic	6.7			
EOL LOS BUENOS AIRES	ene	6.6	EOL SAN PEDRO II	ene	17.8			
EOL LOS BUENOS AIRES	feb	5.9	EOL SAN PEDRO II	feb	16.1			
EOL LOS BUENOS AIRES	mar	9.8	EOL SAN PEDRO II	mar	26.7			
EOL LOS BUENOS AIRES	abr	10.1	EOL SAN PEDRO II	abr	27.3			
EOL LOS BUENOS AIRES	may	12.3	EOL SAN PEDRO II	may	33.4			
EOL LOS BUENOS AIRES	jun	11.1	EOL SAN PEDRO II	jun	30.1			
EOL LOS BUENOS AIRES	jul	8.1	EOL SAN PEDRO II	jul	22.0			
EOL LOS BUENOS AIRES	ago	7.9	EOL SAN PEDRO II	ago	21.5			
EOL LOS BUENOS AIRES	sep	7.1	EOL SAN PEDRO II	sep	19.2			
EOL LOS BUENOS AIRES	oct	6.6	EOL SAN PEDRO II	oct	18.0			
EOL LOS BUENOS AIRES	nov	3.5	EOL SAN PEDRO II	nov	9.5			
EOL LOS BUENOS AIRES	dic	4.5	EOL SAN PEDRO II	dic	12.1			
EOL LOS CURUROS	ene	24.4	EOL TALINAY ORIENTE	ene	21.9			
EOL LOS CURUROS	feb	20.4	EOL TALINAY ORIENTE	feb	16.8			
EOL LOS CURUROS	mar	24.0	EOL TALINAY ORIENTE	mar	20.0			
EOL LOS CURUROS	abr	31.9	EOL TALINAY ORIENTE	abr	21.8			
EOL LOS CURUROS	may	24.2	EOL TALINAY ORIENTE	may	21.5			
EOL LOS CURUROS	jun	26.0	EOL TALINAY ORIENTE	jun	21.8			
EOL LOS CURUROS	jul	33.7	EOL TALINAY ORIENTE	jul	21.0			
EOL LOS CURUROS	ago	37.1	EOL TALINAY ORIENTE	ago	23.9			
EOL LOS CURUROS	sep	45.0	EOL TALINAY ORIENTE	sep	29.0			
EOL LOS CURUROS	oct	40.2	EOL TALINAY ORIENTE	oct	28.1			
EOL LOS CURUROS	nov	20.5	EOL TALINAY ORIENTE	nov	13.3			
EOL LOS CURUROS	dic	19.4	EOL TALINAY ORIENTE	dic	11.8			

Tabla 19: Perfiles potencia máxima mensual centrales eólicas

## E: Contratos de Suministro

### AES Gener

Sistema	Empresa Suministradora	Cliente	Fecha de Suscripción	Fecha de Inicio	Fecha de Término	Aplicación Art. Transitorio	Término en período de estudio
SING	AES Gener S.A.	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	01/05/2013	01/05/2013	31/12/2016	✓	✗
SING	AES Gener S.A.	Corporación Nacional del Cobre	26/08/2011	15/08/2015	31/08/2028	✓	✗
SING	AES Gener S.A.	Corporación Nacional del Cobre	26/08/2011	01/08/2011	31/08/2028	✓	✗
SING	AES Gener S.A.	Minera Escondida Ltda.	23/02/2004	23/02/2004	30/04/2017	✓	✗
SING	AES Gener S.A.	SQM Salar S.A.	21/03/1997	21/03/1997	20/03/2017	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Minera Escondida Ltda.	17/03/2008	01/06/2011	30/06/2029	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Minera Spence S.A.	17/08/2008	01/07/2011	31/10/2026	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	07/12/2012	01/11/2016	31/12/2037	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	Sierra Gorda S.C.M.	18/07/2012	01/11/2016	31/12/2034	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	Sierra Gorda S.C.M.	29/06/2012	01/05/2013	31/12/2034	✓	✗
SING	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	SQM S.A.	01/02/2013	01/05/2016	31/12/2030	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Anglo American Sur S.A. (Chagres)	07/12/2007	01/01/2011	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Anglo American Sur S.A. (El Soldado)	07/12/2007	01/04/2011	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Anglo American Sur S.A. (Los Bronces)	18/01/2008	01/08/2010	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Cementos Polpaico S.A.	22/07/2008	01/04/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Fundición Talleres Ltda.	09/04/2010	01/11/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Papeles Bío-Bío S.A.	15/04/2008	01/01/2011	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Productos Chilenos de Acero Ltda.	31/01/2008	01/01/2008	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Puerto Ventanas S.A.	27/12/2011	01/01/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Cristalerías Chile S.A.	09/04/2010	01/05/2012	31/12/2021	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Compañías Contractuales Minera Candelaria y Minera Ojos del Salado	25/04/2012	01/07/2012	31/12/2022	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Chilquinta Energía S.A. (Libres)	30/07/2008	30/07/2008	31/12/2020	✓	✓
SIC	AES Gener S.A.	Antofagasta Minerals S.A.	28/06/2013	01/09/2013	31/12/2037	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	CMPC Maderas S.A.	01/09/2011	01/05/2010	31/08/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Compañía Cerveceras Unidas S.A.	13/02/2013	01/01/2015	31/12/2022	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Chilquinta Energía S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Chilquinta Energía S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗

SIC	AES Gener S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Energía de Casablanca S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Energía de Casablanca S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzParral S.A.	09/07/2009	01/01/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzParral S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzLinares S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	LuzLinares S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	31/05/2007	01/01/2010	31/12/2022	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	31/05/2007	01/01/2010	31/12/2022	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	26/06/2008	01/01/2013	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Chilectra S.A.	25/06/2008	01/01/2011	31/12/2023	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	29/06/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	29/06/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	29/06/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	AES Gener S.A.	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	29/06/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	10/05/2016	01/05/2016	31/12/2020	✓	✓
SIC	Guacolda Energía S.A.	Manto Verde (Anglo American Norte)	26/07/2012	01/01/2014	31/12/2023	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Compañía Minera del Pacífico S.A.	28/09/2012	01/01/2016	31/12/2027	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	10/03/2016	01/04/2016	31/03/2020	✓	✓
SIC	Guacolda Energía S.A.	Sociedad Punta del Cobre	16/05/2012	01/08/2016	31/03/2022	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Compañía Minera Maricunga	28/02/2012	01/11/2014	31/03/2025	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Empresa Nacional de Minería	25/01/2008	01/01/2009	31/12/2020	✓	✓
SIC	Guacolda Energía S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	30/03/2008	01/01/2010	31/12/2022	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	Chilectra S.A.	30/03/2007	01/01/2010	31/12/2020	✓	✓
SIC	Guacolda Energía S.A.	Chilectra S.A. (Libres)	08/10/2007	01/01/2011	31/12/2022	✓	✗
SIC	Guacolda Energía S.A.	CGE Distribución S.A. (Libres)	03/12/2015	01/01/2016	31/12/2020	✓	✓
SIC	Alto Maipo SpA	Antofagasta Minerals S.A.	28/06/2013	01/09/2018	31/12/2038	✓	✗

Tabla 20: Contratos de Suministro AES Gener

## Colbún

Sistema	Empresa Suministradora	Cliente	Fecha de Suscripción	Fecha de Inicio	Fecha de Término	Aplicación Art. Transitorio	Término en período de estudio
SIC	Colbún S.A.	Anglo American Sur S.A.	19/11/2010	01/01/2010	31/12/2020	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Corporación Nacional del Cobre	20/01/2010	01/03/2013	31/12/2029	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Corporación Nacional del Cobre	20/01/2010	01/01/2015	31/12/2044	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Chilectra S.A. La Farfana	20/01/2003	17/03/2003	30/04/2017	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	25/06/2008	01/01/2013	31/12/2025	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	25/06/2008	01/01/2013	31/12/2025	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Empresa Eléctrica SIC Puente Alto S.A.	25/06/2008	01/01/2013	31/12/2025	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Colbún S.A.	Chilectra S.A.	14/05/2008	01/01/2011	31/12/2025	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	CGE Distribución S.A.	31/05/2007	01/01/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	CGE Distribución S.A.	13/07/2009	01/01/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Colbún S.A.	Empresa Eléctrica de Limarí S.A.	30/05/2007	31/05/2007	31/12/2019	✓	✓

Tabla 21: Contratos de Suministro Colbún

## Enel

Sistema	Empresa Suministradora	Cliente	Fecha de Suscripción	Fecha de Inicio	Fecha de Término	Aplicación Art. Transitorio	Término en período de estudio
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	ACF Minera S.A.	01/01/2016	01/01/2016	31/12/2016	✓	✗
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	ACF Minera S.A.	21/08/1997	01/05/1998	31/12/2016	✓	✗
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	31/08/2001	01/04/2004	31/03/2020	✓	✓
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	29/09/1995	06/09/1995	31/03/2020	✓	✓
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Telefónica Móviles Chile S.A.	01/02/2009	01/02/2009	Indef.	✓	✗
SING	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Terminal Marítimo Patache S.A.	27/07/2007	01/08/2007	01/08/2022	✓	✗
SING	Gasatagama Chile S.A.	Minera Meridian Ltda.	14/07/1998	06/09/1999	06/09/2019	✓	✓
SIC	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Minera Valle Central S.A.	15/10/2008	01/01/2009	31/12/2017	✓	✗
SIC	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Minera Valle Central S.A.	01/10/2010	01/10/2010	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	11/06/2007	01/01/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	13/07/2009	01/01/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	18/11/2009	01/01/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	30/06/2011	01/01/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	30/06/2011	01/01/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	30/06/2011	01/01/2015	31/12/2026	✓	✗

SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	24/01/2015	01/01/2017	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	22/10/2014	01/01/2017	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	30/06/2011	01/01/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	30/06/2011	01/01/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	30/06/2011	01/01/2015	31/12/2026	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	24/01/2015	01/01/2017	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	22/10/2014	01/01/2017	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	24/01/2014	01/01/2015	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	16/02/2005	16/02/2005	Indef.	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	16/02/2005	16/02/2005	Indef.	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓

SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	24/01/2014	01/01/2015	01/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	22/10/2014	01/01/2015	01/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	30/05/2007	01/04/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Limarí S.A.	30/05/2007	31/05/2007	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Limarí S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Limarí S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	26/06/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	26/06/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	26/06/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	26/06/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	24/01/2014	01/12/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	22/10/2014	01/09/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	21/06/2007	01/01/2010	31/12/2022	✓	✗

SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	21/06/2007	01/01/2010	31/12/2022	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	23/06/2008	01/01/2013	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	23/06/2008	01/01/2013	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	24/01/2014	01/01/2015	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	22/10/2014	01/01/2015	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Enel Distribución S.A.	20/06/2008	01/01/2011	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Enel Distribución S.A.	24/06/2011	01/01/2014	31/12/2027	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Enel Distribución S.A.	24/01/2014	01/01/2013	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Enel Distribución S.A.	22/10/2014	01/01/2014	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Energía de Casablanca S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Energía de Casablanca S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Energía de Casablanca S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Energía de Casablanca S.A.	24/01/2015	01/01/2016	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Energía de Casablanca S.A.	22/10/2014	01/01/2016	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzLinares S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzLinares S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzLinares S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzLinares S.A.	24/01/2015	01/09/2014	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzLinares S.A.	22/10/2014	01/01/2015	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/05/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	09/07/2009	01/01/2010	31/12/2023	✓	✗

SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	02/05/2007	01/01/2010	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	09/07/2009	01/05/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	24/01/2015	01/01/2017	31/12/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	LuzParral S.A.	22/10/2014	01/01/2017	31/12/2025	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	30/05/2007	01/01/2010	31/12/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cementos BíoBío Centro S.A.	15/07/2011	01/01/2012	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Cementos BíoBío del Sur S.A.	15/07/2011	01/01/2012	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	01/02/2016	01/01/2016	31/03/2023	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	05/02/2016	01/01/2016	31/03/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	29/01/2016	01/01/2016	31/12/2020	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	CGE Distribución S.A.	09/03/2012	15/04/2012	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Chilquinta Energía S.A.	01/04/2010	01/05/2010	31/12/2020	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	20/11/2007	01/07/2009	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	GNL Quintero S.A.	20/08/2008	01/11/2008	29/02/2024	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Industrias Chilenas de Alambre S.A.	17/11/2009	01/05/2010	31/03/2016	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Masisa S.A.	30/11/2011	01/01/2013	31/12/2017	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Masisa S.A.	01/08/2006	01/08/2006	31/12/2015	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Melón S.A.	18/02/2009	01/05/2009	30/04/2019	✓	✓
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Minera Los Pelambres	01/01/2016	01/04/2016	31/12/2026	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Minera Los Pelambres	01/01/2016	01/10/2016	31/12/2026	✓	✗
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Moly-Cop Chile S.A.	11/09/2007	01/01/2008	31/12/2013	✓	✗

SIC	Enel Generación Chile S.A.	Occidental Chemical - Chile Limitada	01/12/2004	01/01/2005	31/12/2017	✓	✘
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Santiago Solar S.A.	07/06/2016	01/01/2017	31/12/2021	✓	✘
SIC	Enel Generación Chile S.A.	SCM Minera Lumina Copper Chile	22/06/2010	22/06/2010	31/12/2024	✓	✘
SIC	Enel Generación Chile S.A.	Sociedad Contractual Minera Compañía Explotadora de Minas	01/08/2007	01/09/2007	31/12/2015	✓	✘

Tabla 22: Contratos de Suministro Enel

## Engie

Sistema	Empresa Suministradora	Cliente	Fecha de Suscripción	Fecha de Inicio	Fecha de Término	Aplicación Art. Transitorio	Término en período de estudio
SING	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Corporación Nacional del Cobre	21/06/2007	15/07/2011	30/06/2032	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Agua de Antofagasta S.A.	15/02/2002	01/10/2002	12/04/2021	✓	✓
SING	E-CL S.A.	Algorta Norte S.A.	05/10/2010	01/06/2012	31/05/2027	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Cementos Polpaico S.A.	16/09/2016	16/09/2016	31/12/2020	✓	✓
SING	E-CL S.A.	Codelco Chile División Codelco Norte	06/11/2009	01/01/2010	31/12/2024	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Codelco Chile División Radomiro Tomic	21/12/1995	01/09/1997	31/08/2017	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Compañía Minera Lomas Bayas	03/01/2012	01/01/2012	31/12/2016	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Compañía Minera Lomas Bayas	04/05/2007	01/07/2008	30/06/2018	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Compañía Minera Zaldivar SpA	20/08/2007	01/07/2008	30/06/2020	✓	✓
SING	E-CL S.A.	Compañía Portuaria Mejillones S.A.	08/04/2003	01/08/2003	31/07/2016	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Complejo Industrial Molynor S.A.	15/10/2009	14/11/2009	30/11/2017	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	29/03/1995	29/03/1995	30/06/2017	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	23/11/2009	01/01/2012	31/12/2026	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	23/11/2009	01/01/2012	31/12/2026	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	23/11/2009	01/01/2012	31/12/2026	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Enaex S.A.	31/05/2007	01/06/2007	30/05/2017	✓	✘
SING	E-CL S.A.	EnorChile S.A.	30/07/2001	20/07/2001	19/07/2016	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Haldeman Mining Company S.A.	05/04/2012	01/05/2012	31/12/2017	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Minera Antucoya	11/12/2013	23/05/2014	22/05/2028	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Minera Cerro Dominador S.A. Planta Santa Margarita	01/06/2005	01/06/2005	18/06/2015	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Minera Cerro Dominador S.A. Planta Sierra Gorda	02/05/2006	01/10/2006	30/09/2016	✓	✘
SING	E-CL S.A.	Minera Michilla S.A.	01/01/2016	01/01/2016	31/12/2017	✓	✘

SING	E-CL S.A.	Moly-Cop Chile S.A.	15/07/2003	01/08/2004	31/07/2019	✓	✓
SING	E-CL S.A.	Pampa Camarones S.A.	04/06/2013	27/06/2014	31/03/2035	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Plaza Antofagasta S.A.	01/03/2014	01/03/2014	29/02/2024	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Puerto Mejillones S.A.	01/02/1996	23/04/1995	Indef.	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Quiborax S.A.	15/05/1996	01/12/1996	31/12/2031	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Sierra Gorda S.C.M.	21/11/2011	01/09/2014	30/06/2034	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Sociedad Contractual Minera el Abra	01/01/2015	01/01/2015	31/12/2017	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Sociedad Contractual Minera el Abra	01/07/2007	01/07/2007	31/12/2017	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Sociedad Contractual Minera Vilacollo, Ex Can Can	01/06/2009	01/06/2009	31/05/2017	✓	✗
SING	E-CL S.A.	Sociedad GNL Mejillones S.A.	30/04/2014	01/04/2010	31/12/2026	✓	✗
SING	Inversiones Hornitos S.A.	Minera Centinela	20/12/2012	01/01/2013	31/12/2027	✓	✗
SING	Inversiones Hornitos S.A.	Minera Centinela	07/09/2009	01/04/2011	31/03/2026	✓	✗
SIC	Eólica Monte Redondo S.A.	CGE Distribución S.A.	10/07/2009	01/01/2010	31/12/2023	✓	✗
SIC	Eólica Monte Redondo S.A.	CGE Distribución S.A.	22/12/2009	01/01/2010	31/12/2021	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	CGE Distribución S.A.	28/07/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Chilquinta Energía S.A.	14/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.	26/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	14/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	29/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	28/07/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	02/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	08/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	28/07/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	28/07/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	02/07/2015	01/01/2020	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	29/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	11/06/2015	01/01/2021	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Enel Distribución S.A.	12/06/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Energía de Casablanca S.A.	14/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗

SIC	E-CL S.A.	LuzLinares S.A.	14/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	LuzParral S.A.	14/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗
SIC	E-CL S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	29/05/2015	01/01/2018	31/12/2032	✓	✗

*Tabla 23: Contratos de Suministro Engie*