

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

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE FACTS Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA FUTUROS  
ESCENARIOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**FRANCISCO JAVIER LATORRE CARVAJAL**

**PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISION:  
EDUARDO PEREIRA BONVALLET  
ALFREDO SCHNELL DRESEL**

**SANTIAGO DE CHILE  
2017**

## **Localización de Equipos FACTS y líneas de transmisión para futuros escenarios de generación en el sistema eléctrico chileno**

El presente trabajo resolvió el problema de planificación del sistema de transmisión para distintos escenarios futuros de inversión en generación. En cada uno de estos escenarios se definió un mix particular de tecnologías de generación, dándole una atención especial a las tecnologías solar, eólica e hidráulica, y considerando como año objetivo el 2025. Este ejercicio consideró además la instalación de equipos FACTS de compensación serie, que se co-optimiza con la instalación de infraestructura típica: líneas de transmisión y transformadores. En este trabajo, los equipos FACTS pueden sintonizarse en tiempo real y coordinadamente con el despacho económico de las unidades de generación para cada una de las condiciones de operación, permitiendo descongestionar cuellos de botella y utilizar corredores de transmisión con capacidad ociosa, haciendo un uso más eficiente del sistema en su conjunto. Considerando esto, uno de los objetivos de este trabajo es determinar el rol de los equipos flexibles de red a futuro y cuantificar en qué medida éstos pueden sustituir la necesidad por infraestructura típica (líneas, transformadores, etc.) en un contexto de mayor generación renovable y, por lo tanto, donde existe un patrón de flujos más variables en la red de transmisión.

Se demostró a través de las simulaciones que en los escenarios con mayor incremento de generación renovable (particularmente solar), los equipos FACTS reducían hasta en un 58 % (20,8 [MUS\$]) el gasto en infraestructura tradicional, reduciendo el costo de la función objetivo en 27,8 [MMUS\$]. También se demostró que en situaciones donde se requiere rápidamente de nueva infraestructura de red para solucionar congestiones (i.e sin la necesidad de esperar por la entrada de grandes proyectos de transmisión), los equipos FACTS pueden reducir hasta en un 88 % (113,3 [GWh]) los vertimientos de generación renovable y así los costos totales del sistema.

## **Agradecimientos**

A mi profesor guía, Dr. Rodrigo Moreno, por haber confiado en mí, por su ayuda y orientación, aunque sobre todo por su gran disponibilidad para enseñar. A Eduardo Pereira, por resolver las principales dudas que surgieron en este largo camino. Al profesor Alfredo Schnell por su apoyo y ayuda incondicional en todas las circunstancias.

Quiero agradecer a mi mamá, papá y a mis hermanas, por seguir confiando en mí y haberme apoyado durante todos estos años de locura, ¡los quiero!

A toda la gente que he conocido en este largo camino: “Los Cabros” del colegio, “Los Mágicos” y sus infinitas conversaciones bizarras, los muchachos del Área de planificación y tanta gente que ha aportado en mi vida desde una sonrisa hasta con una buena conversación o consejo.

A Dios, Alá, Shiva, Jah, el azar o sea lo que sea que haya permitido que hoy esté vivo disfrutando la vida.

## Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Alcances .....	2
1.3. Objetivo general.....	2
1.4. Objetivos específicos .....	3
1.5. Estructura del trabajo .....	3
2. EQUIPOS FACTS.....	4
2.1. Tipos de compensación .....	4
2.1.1. Compensación en paralelo.....	4
2.1.2. Compensación serie.....	5
2.1.3. Compensación angular.....	7
2.2. Beneficios de los FACTS en los sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario .....	7
2.3. Valorización de las nuevas instalaciones .....	16
2.3.1. Líneas de transmisión .....	16
2.3.2. Equipos FACTS.....	17
2.4. Modelo de OPF que localiza FACTS para una condición de operación .....	20
2.4.1. Modelo del DCOPF .....	20
2.4.2. Modelo no lineal .....	21
2.4.3. Modelo MILP .....	22
2.4.4. Modelo lineal de dos etapas .....	23
2.4.5. Modelo que localiza a los FACTS.....	24
2.5. Modelo de OPF que permite expandir líneas .....	26
3. METODOLOGÍA .....	28
3.1. Modelo SIC-SING .....	30
3.2. Perfiles eólicos.....	33
3.3. Perfiles solares .....	33
3.4. Hidrologías.....	34
3.5. Demandas .....	34
3.6. Clusterización .....	35
3.7. Parque generador actualizado al año 2025.....	40

3.8.	Escenarios de generación a simular .....	42
3.8.1.	Escenario 1 .....	42
3.8.2.	Escenario 2 .....	44
3.8.3.	Escenario 3 .....	44
3.8.4.	Escenario 4 .....	44
3.8.5.	Escenario 5 .....	44
3.8.6.	Escenario 6 .....	45
3.8.7.	Comparación entre escenarios .....	45
3.8.8.	Escenario alternativo .....	45
3.9.	Formulación matemática del problema de optimización .....	46
3.9.1.	Modelo que localiza FACTS para varias condiciones de operación .....	46
3.9.2.	Modelo que localiza FACTS y expande tramos para más de una condición de operación .....	48
3.10.	Costos de la infraestructura .....	50
3.11.	Simulaciones .....	51
4.	RESULTADOS.....	53
4.1.	Infraestructura instalada.....	53
4.2.	Costos y ahorros obtenidos .....	55
4.3.	Vertimientos para los 6 escenarios .....	57
4.4.	Tiempos de convergencia .....	58
4.5.	Escenario Alternativo .....	59
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
5.1.	Escenario 1 .....	61
5.2.	Escenario 2.....	69
5.3.	Escenario 3.....	78
5.4.	Escenario 4.....	86
5.5.	Escenario 5.....	94
5.6.	Escenario 6.....	102
5.7.	Escenario alternativo .....	111
5.8.	Discusión .....	119
6.	CONCLUSIONES .....	121
	BIBLIOGRAFÍA .....	123
	ANEXO I .....	127

ANEXO II .....	139
ANEXO III .....	143
ANEXO IV .....	147

## Índice de figuras

Figura 2.1: Condensadores conmutados por tiristores .....	6
Figura 2.2: Condensador controlado por tiristores.....	6
Figura 2.3: TCSC típico.....	6
Figura 2.4: Sistema ejemplo.....	7
Figura 2.5: Sistema de 3 barras con G2 solar .....	9
Figura 2.6: Sistema de 3 barras con G2 carbonera .....	14
Figura 2.7: Costos de inversión típicos para distintos equipos FACTS.....	18
Figura 3.1: Metodología de trabajo.....	28
Figura 3.2: Red eléctrica utilizada .....	32
Figura 3.3: Ejercicio de clusterización .....	37
Figura 3.4: Duración de cada bloque en horas.....	38
Figura 3.5: Potencias normalizadas de generación solar para cada zona (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo) .....	39
Figura 3.6: Potencias normalizadas de generación eólica para cada zona (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo) .....	39
Figura 3.7: Potencias normalizadas de generación hidráulica para todas las zonas (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo) .....	40
Figura 3.8: Distribución del parque generador por tipo de central, en GW y en %.....	41
Figura 3.9: Pasos lógicos para cada simulación.....	52
Figura 4.1: Infraestructura instalada para los 6 escenarios .....	54
Figura 4.2: Infraestructura instalada para los 6 escenarios .....	55
Figura 4.3: Costo de la función objetivo (costos de operación y de inversión) para el año 2025.....	56
Figura 4.4: Costos de operación para el año 2025.....	56
Figura 4.5: Ahorro porcentual en los costos de operación al considerar FACTS en la expansión del sistema.....	57
Figura 4.6: Tiempos de cómputo para los 6 escenarios simulados .....	59
Figura 5.1: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 1 .....	66
Figura 5.2: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 1 .....	68
Figura 5.3: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 1 .....	69
Figura 5.4: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 2 .....	75

Figura 5.5: Compensaciones de los FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 2.....	77
Figura 5.6: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 3 .....	83
Figura 5.7: Compensaciones de los FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 3.....	85
Figura 5.8: Direcciones normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 4.....	91
Figura 5.9: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 4 .....	93
Figura 5.10: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 4 .....	94
Figura 5.11: Direcciones normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 5.....	99
Figura 5.12: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 5.....	101
Figura 5.13: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 5 .....	102
Figura 5.14: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 6 .....	107
Figura 5.15: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 6.....	109
Figura 5.16: Compensaciones de los 4 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 6 .....	110
Figura 5.17: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario alternativo .....	115
Figura 5.18: Compensaciones de los 5 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario alternativo.....	117
Figura 5.19: Compensaciones de los 4 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario alternativo .....	118

## Índice de tablas

Tabla 2.1: Valores obtenidos para cada bloque .....	10
Tabla 2.2: Potencias máximas de cada central para los 3 bloques .....	10
Tabla 2.3: Potencias generadas para cada central .....	11
Tabla 2.4: Flujos por L2 y L3 .....	11
Tabla 2.5: Flujos por las líneas al instalar una línea entre las barras 2 y 3 .....	13
Tabla 2.6: Potencias máximas de cada central para los 3 bloques, ejemplo 2 .....	14
Tabla 2.7: Potencias generadas al resolver el problema de flujo DC con G2 carbonera .....	14
Tabla 2.8: Potencias generadas al resolver el problema de flujo DC con FACTS en línea 2, compensación del 70 [%] .....	15
Tabla 3.1: Características del sistema .....	30
Tabla 3.2: Reactancia por unidad de distancia para distintos niveles de tensión, considerando líneas de doble circuito .....	31
Tabla 3.3: Lugar de medición de la velocidad del viento .....	33
Tabla 3.4: Lugares de medición de la Irradiancia solar .....	33
Tabla 3.5: Tasas de crecimiento de la demanda por zonas, de acuerdo, a los ITD .....	35
Tabla 3.6: Demanda prevista, de acuerdo a las tasas de crecimiento .....	35
Tabla 3.7: Tecnologías térmicas .....	41
Tabla 3.8: Centrales hidroeléctricas en construcción .....	42
Tabla 3.9: Centrales solares en construcción .....	43
Tabla 3.10: Centrales eólicas en construcción .....	44
Tabla 3.11: Potencias instaladas (en MW) para los 6 escenarios .....	45
Tabla 3.12: Costos para líneas de doble circuito en 500 [kV] y 220 [kV] .....	51
Tabla 3.13: Costos para transformadores 500/220 [kV] .....	51
Tabla 4.1: Vertimientos por tecnología para todas las simulaciones .....	58
Tabla 4.2: Costos totales del DCOPF y del DCOPF que localiza equipos FACTS .....	59
Tabla 4.3: Costos de operación del DCOPF y del DCOPF que localiza equipos FACTS .....	59
Tabla 4.4: Vertimientos para el DCOPF y para el DCOPF que localiza FACTS .....	60
Tabla 4.5: FACTS a instalar .....	60
Tabla 5.1: Generación anual para cada tipo de central, escenario 1 .....	61
Tabla 5.2: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 1 .....	63
Tabla 5.3: Expansiones a realizar sin considerar FACTS, escenario 1 .....	64

Tabla 5.4: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 1 .....	64
Tabla 5.5: FACTS a instalar, escenario 1 .....	64
Tabla 5.6: Vertimientos renovables, escenario 1 .....	65
Tabla 5.7: Generación anual por tipo de central, escenario 2.....	70
Tabla 5.8: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 2 ....	72
Tabla 5.9: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 2 .....	73
Tabla 5.10: Expansiones a realizar con FACTS, escenario 2.....	73
Tabla 5.11: FACTS a instalar, escenario 2.....	73
Tabla 5.12: Vertimientos renovables, escenario 2 .....	74
Tabla 5.13: Generación anual por tipo de central, escenario 3.....	79
Tabla 5.14: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 3 ..	80
Tabla 5.15: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 3 .....	81
Tabla 5.16: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 3 .....	81
Tabla 5.17: FACTS a instalar, escenario 3.....	81
Tabla 5.18: Vertimientos renovables, escenario 3.....	82
Tabla 5.19: Generación anual por tipo de central, escenario 4.....	87
Tabla 5.20: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 4 ..	88
Tabla 5.21: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 4 .....	89
Tabla 5.22: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 4 .....	89
Tabla 5.23: FACTS a instalar, escenario 4.....	89
Tabla 5.24: Vertimientos renovables, escenario 4 .....	90
Tabla 5.25: Generación anual por tipo de central, escenario 5.....	95
Tabla 5.26: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 5 ..	96
Tabla 5.27: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 5 .....	97
Tabla 5.28: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 5 .....	97
Tabla 5.29: FACTS a instalar, escenario 5.....	97
Tabla 5.30: Vertimientos renovables, escenario 5.....	98
Tabla 5.31: Generación anual por tipo de central, escenario 6.....	103
Tabla 5.32: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 6	104
Tabla 5.33: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 6 .....	105
Tabla 5.34: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 6 .....	105
Tabla 5.35: FACTS a instalar, escenario 6.....	105
Tabla 5.36: Vertimientos renovables, escenario 6.....	106

Tabla 5.37: Generación anual por tipo de central, escenario alternativo .....	112
Tabla 5.38: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario alternativo .....	113
Tabla 5.39: FACTS a instalar, escenario alternativo.....	114
Tabla 5.40: Vertimientos renovables para las barras del sistema.....	114

# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

Se está produciendo a escala mundial un cambio de paradigma en torno a las fuentes de generación eléctrica. Ya son varios los países que han adoptado medidas para migrar a matrices energéticas limpias y renovables, entre ellos Chile, que ha aprobado políticas públicas para incentivar la inversión en centrales renovables no convencionales. Un claro ejemplo de incentivo es la Ley ERNC, la cual exige a las generadoras comercializar un porcentaje mínimo de energía (creciente en el tiempo), proveniente de fuentes renovables no convencionales.

A esta realidad se suma el aumento de la demanda de energía en el mercado chileno, la cual resulta creciente en el tiempo a tasas anuales del 4% aproximadamente, de acuerdo, a los estudios que realiza la CNE ( [1] y [2]).

Ante estos dos escenarios y debido a que las centrales normalmente se encuentran alejadas de los consumos, se espera que aumente la utilización del sistema de transmisión. Por lo tanto, se requiere invertir en nueva infraestructura que sea capaz de abastecer la creciente demanda al menor costo posible.

El ejercicio de planificación que realiza la CNE consiste en determinar las ampliaciones futuras que serán necesarias para minimizar los costos futuros de operación y de inversión del sistema eléctrico [3]. Estas ampliaciones corresponden básicamente a nuevas líneas de transmisión o transformadores, sus respectivos paños y las ampliaciones de las subestaciones (si es necesario). Esta visión clásica de expandir el sistema no resulta tan adecuada cuando se producen flujos de potencia variables en el tiempo, que es justamente lo que ocurre cuando existe una gran penetración de energía renovable.

Se ha demostrado a través de varias investigaciones, que los equipos FACTS de compensación serie resultan una alternativa más económica a la instalación de líneas de transmisión, cuando existe gran penetración de energía renovable en la expansión del parque generador.

Estos equipos pueden ser controlados convenientemente para modificar la reactancia equivalente de las líneas y con ello, cambiar la magnitud de los flujos de potencia del sistema al haber alterado la matriz de admitancia del sistema. Esto podría tener como consecuencia una mejor utilización de la infraestructura existente, permitiendo que centrales de operación más económica (como lo son las de fuentes renovables) puedan inyectar más potencia al sistema, disminuyendo los costos de operación del sistema.

## 1.2. Alcances

Este trabajo presentará una metodología aplicada al Sistema Eléctrico Chileno, la cual busca demostrar que los equipos FACTS de compensación serie resultan ser una mejor alternativa a las líneas de transmisión en la planificación del sistema de transmisión, cuando se tiene mayor penetración de energías renovables.

En esta metodología se considerarán cuatro tipos de centrales: Eólicas, Solares, Hidroeléctricas y Termoeléctricas. Se usarán perfiles de viento, de agua y de sol para modelar el máximo aporte de estas centrales, mientras que para la generación térmica se considerará una disponibilidad infinita del recurso. La demanda se proyectará para el año 2025.

Con respecto al sistema de transmisión usado, este contemplará las líneas y transformadores que actualmente están en construcción, y se considerará el criterio N-1 para definir las capacidades de estas. Las líneas y transformadores serán representados a través de tramos equivalentes. El sistema a utilizar, será una versión reducida del sistema eléctrico chileno, el cual comprende 56 tramos y 42 barras.

El modelo de planificación a desarrollar consiste en un flujo óptimo de carga en DC, por lo tanto, el nivel de tensión en las barras del sistema se considera igual a 1 [p.u.] y, en consecuencia, no se considera el despacho de potencia reactiva.

Este flujo óptimo buscará minimizar los costos de operación y de inversión del sistema, por lo tanto, no se consideran restricciones asociadas a la operación técnica del sistema (sistemas de control de los generadores). Tampoco se considerarán rampas de subida o bajada, encendido o apagado de las máquinas.

También, con el fin de acortar los tiempos de resolución, los problemas de optimización a resolver serán lineales.

## 1.3. Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es demostrar que los equipos FACTS de compensación serie pueden constituir un ahorro económico en el problema de planificación del sistema de transmisión, siendo una mejor opción a instalar líneas en escenarios con mayor penetración de generación renovable, desde el punto de vista del ahorro. Esta hipótesis se corroborará en el sistema eléctrico chileno, considerando las obras actuales y las que están en construcción (sistemas SIC y SING interconectados).

Para llevar esto a cabo, se simularán 6 escenarios de generación para el año 2025. Uno de ellos corresponde a las centrales en construcción e indicativas que informa la Comisión Nacional de Energía. Los dos siguientes corresponden a escenarios en los que se asume que aumentará notablemente el potencial solar del parque generador, otros dos, asumen un incremento en la capacidad instalada de las

centrales eólicas. Finalmente, el último escenario asume un incremento en la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas.

#### 1.4. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo general se requiere cumplir con los siguientes objetivos:

- Desarrollar un modelo de flujo óptimo para la planificación del sistema, que logre determinar la cantidad apropiada de equipos FACTS y líneas de transmisión que se deben instalar, de modo de minimizar los costos de inversión y de operación del sistema.
- Adaptar el modelo de planificación a una representación reducida del sistema eléctrico chileno.
- Generar escenarios de expansión de la generación caracterizados por una tecnología particular.
- Demostrar que, ante escenarios de mayor penetración renovable, los FACTS constituyen una mejor opción para minimizar los costos del sistema.
- Demostrar que, ante necesidades urgentes de infraestructura (producto del incremento de generación renovable), los FACTS pueden reducir significativamente los costos y los vertimientos de energía renovable.

#### 1.5. Estructura del trabajo

En el capítulo 2 se resumen los fundamentos teóricos de los equipos FACTS y los potenciales beneficios que estos pueden entregar en los sistemas eléctricos. También se explica cómo se valoriza la infraestructura del sistema de transmisión en Chile y quién es el encargado de realizarlo. Finalmente se describen los modelos de optimización que serán utilizados para formular el modelo de planificación final.

En el capítulo 3 se presenta la metodología de este trabajo, describiendo cada una de las actividades que se realizaron para lograr llegar a los resultados esperados.

En el capítulo 4 se presenta un resumen con los resultados de todas las simulaciones.

En el capítulo 5 se analizan las soluciones obtenidas, mencionando los aspectos claves para entenderlas.

En el capítulo 6 se concluye sobre el presente trabajo, resumiendo los aspectos más relevantes de los resultados obtenidos y haciendo una mención sobre el trabajo futuro a desarrollar.

## 2. Equipos FACTS

Por motivos económicos, el control del flujo de potencia tradicionalmente se ha realizado a través de los generadores y los transformadores desfasadores. Sin embargo, estos equipos tienen respuestas demasiado lentas. Este tipo de control no satisface a los mercados competitivos actuales, en los que se exige un mayor grado de flexibilidad en los sistemas de transmisión. Además, debido a las exigencias mayores de seguridad y calidad de suministro, es necesario mejorar la respuesta luego de una perturbación en el sistema [4].

Dado los paradigmas anteriores, nacen los equipos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), los cuales han sido investigados e impulsados principalmente por la industria norteamericana [5].

Los FACTS se pueden definir como dispositivos que permiten hacer un uso más eficiente del sistema de transmisión, ya sea controlando los flujos por las líneas, realizando control de tensión, o mejorando la estabilidad del sistema frente a perturbaciones [6]. Estos equipos se componen de dispositivos de electrónica de potencia, condensadores, reactancias, transformadores y equipos de telecomunicaciones para que se coordinen entre ellos.

### 2.1. Tipos de compensación

El fundamento de los FACTS consiste en controlar alguno de los parámetros o variables del sistema, como impedancia serie, corriente, tensión, ángulo de fase, admitancia paralela. Dependiendo del parámetro a controlar, se tendrán distintos tipos de compensación:

- Compensación en paralelo
- Compensación serie
- Compensación angular

A continuación, se explica cada una de las compensaciones.

#### 2.1.1. Compensación en paralelo

El dispositivo actúa inyectando o absorbiendo potencia reactiva en un nodo del sistema, de esta manera se mejora el factor de potencia de la línea y se puede transmitir mayor cantidad de potencia (se elevan límites de transmisión) [6]. También se utiliza para regular tensión en nodos débiles (es decir aquellos que ante una pequeña variación de reactivos cambian su tensión de manera considerable) [7].

Para este tipo de compensación se tienen los siguientes FACTS [7]

- SVC (compensador de reactivos estáticos): Rama paralela constituida por reactores y condensadores, los cuales son conmutados (compensación discreta) o controlados (compensación continua) por tiristores, es decir, corresponde a una reactancia/capacitancia variable. Los reactores suelen estar tiristorizados (TCR), mientras que los condensadores pueden o no ser tiristorizados (TCR o MSC).
- STATCOM (compensador sincrónico estático): Corresponde a un generador sincrónico que inyecta corriente en cuadratura con la tensión. Se basa en dispositivos controlados completamente. Su aporte de reactivos no depende de la tensión del sistema (a diferencia del SVC).

### 2.1.2. Compensación serie

Este tipo de compensación actúa modificando la reactancia de la línea de transmisión, normalmente haciéndola parecer más corta (en caso de compensación capacitiva) [7].

Sus características más notables son:

- Aumentar la potencia máxima transferible (en caso de compensación capacitiva).
- Mejora la estabilidad transitoria (curva P- $\delta$  aumenta su amplitud).

Al hacer esta compensación, la reactancia equivalente de la línea queda representada por la expresión ( 2.1 ) [6]:

$$X_{eq} = X - X_{compensado} = X \cdot (1 - r) \quad ( 2.1 )$$

Donde r corresponde al nivel de compensación serie.

Para este tipo de compensación se tienen los siguientes dispositivos FACTS:

- TSSC (Condensador serie conmutado por tiristores): Corresponden a varios condensadores conectados en serie con la línea, y cada condensador se conecta en paralelo con un interruptor bidireccional (conjunto de tiristores en configuración anti-paralela). Se obtiene entonces una compensación discreta capacitiva (a través de la apertura/cierre de los interruptores). La configuración del TSSC se muestra en la Figura 2.1.

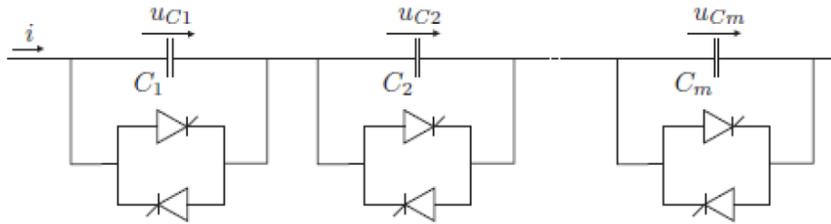


Figura 2.1: Condensadores conmutados por tiristores

- TCSC (Condensador serie controlado por tiristores): Un módulo básico TCSC comprende un condensador serie en paralelo con un reactor controlado por tiristores en configuración anti-paralela, como lo muestra la Figura 2.2. A partir del ángulo de disparo de los tiristores, se puede modificar la reactancia del reactor, modificando la reactancia equivalente del conjunto. Se logra entonces un control continuo de la reactancia (y por tanto del flujo) entre cierto rango. Además, escogiendo valores apropiados para las inductancias y condensadores, se puede lograr una compensación inductiva (aumenta reactancia equivalente de la línea) o capacitiva (disminuye la reactancia de la línea), esto último es equivalente a acortar la línea.

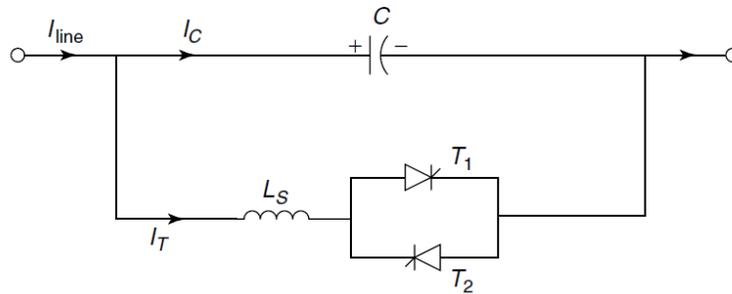


Figura 2.2: Condensador controlado por tiristores

Un TCSC puede estar conformado por varios módulos conectados en cascada, como lo muestra la Figura 2.3. Entre más módulos se conecten, mayor será el rango de operación del TCSC. Sin embargo, la cantidad y especificación de cada módulo dependerá de los requerimientos que se necesiten. Notar que el reactor se divide en dos inductancias separadas por las válvulas para proteger las válvulas frente a un cortocircuito.

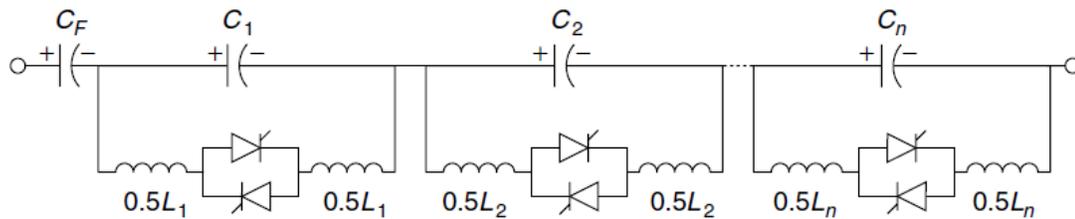


Figura 2.3: TCSC típico

Con respecto al rango de operación, el equipo no debe alcanzar una compensación capacitiva del 100 [%], ya que esto ocasionaría una resonancia en la línea. Debido a una serie de razones técnicas (altas corrientes de cortocircuito, problemas para controlar los flujos, problemas de balanceo de carga), en la práctica se suele escoger un nivel de compensación máxima del 70 [%] [8]. Mientras que el nivel máximo de compensación inductiva suele ser fijado en torno al 20 [%] ([9], [10]).

- SSSC (Compensador serie sincrónico estático): Corresponde a un generador sincrónico conectado en serie con la línea, el cual inyecta una tensión en cuadratura con la corriente de la línea (independiente de esta), de esta manera permite controlar la caída de tensión en la línea, y por lo tanto el flujo por esta (por ecuación de flujo de potencia).

### 2.1.3. Compensación angular

Corresponde a una fuente de tensión que inyecta una tensión, cuya magnitud y fases son controlables por la misma fuente. Estos se suelen utilizar para controlar el flujo de potencia activa en un tramo y además mejoran la estabilidad transitoria del sistema [7].

## 2.2. Beneficios de los FACTS en los sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario

En esta sección se mencionan algunas de los beneficios económicos que se pueden obtener del uso de los equipos FACTS en los sistemas de transmisión, en particular los de compensación serie.

Al poder controlar el flujo por las líneas, los FACTS pueden disminuir los costos del despacho, ya que permiten aumentar (o re-dirigir) el flujo por líneas que aún no alcanzan su límite térmico o N-1 ([11] y [12]). Esto se puede ejemplificar a partir de un sistema de dos nodos, como lo muestra la Figura 2.4.



Figura 2.4: Sistema ejemplo

Asumiendo que ambas líneas tienen la misma reactancia, por la ecuación de flujo DC ( 2.2 ) (el índice  $k$  representa el número de línea,  $n$  y  $m$  los nodos de salida y de llegada de los flujos respectivamente) el flujo por ambas líneas será el mismo. Sin embargo, si una de las líneas tiene una menor capacidad de transmisión, el flujo por ambas líneas estará limitado a la de menor capacidad. Para este ejemplo la línea 1 tiene una capacidad de 40 [MW].

$$F_k = \frac{1}{X_k} \cdot (\theta_n - \theta_m) \quad \forall k \quad (2.2)$$

Como el generador 1 tiene una capacidad máxima de 100 [MW], pero solo pueden circular 80 [MW] por ambas líneas, este deberá reducir su despacho a 80 [MW] y la central 2, que es más cara aumentará su despacho en 20 [MW], lo cual significa un costo adicional de 1200 [ $\frac{US\$}{h}$ ].

Si se coloca un equipo FACTS en la línea 2 (la de mayor capacidad), se podría disminuir la reactancia de esta línea e inyectar más flujo por esta, de acuerdo a la expresión ( 2.2 ), por lo tanto, la central 1 podría aumentar su despacho reduciendo el costo de operación del sistema.

Para sistemas de gran tamaño suele ocurrir este mismo tipo de problemas, el flujo por las líneas se distribuye de acuerdo a ( 2.2 ) y no en base a las capacidades de las líneas. Como resultado se tienen sistemas con líneas saturadas y también líneas sub-utilizadas, con un despacho más caro de lo que debiera ser si se tuviera un sistema de transmisión controlable.

Si se considera un criterio N-1 en el sistema ejemplo de la Figura 2.4, solo podrían circular 20 [MW] por cada línea, es decir el generador 1 tendrá limitada su capacidad a 40 [MW] haciendo poco económico el despacho. Sin embargo, si se ubica el equipo FACTS en la línea 2 (y asumiendo que esta línea tiene una baja tasa de falla), se podría aumentar el despacho del generador 1 a 60 [MW] y modificar la consigna del equipo FACTS (asumiendo que tiene la capacidad suficiente de modificar la reactancia de la línea) luego de ocurrida la contingencia en la línea 1, así una vez ocurrida la falla circularán 60 [MW] por la línea 2 a causa del cambio de la reactancia del equipo FACTS. En otras palabras, los FACTS también permiten hacer un control Post-contingencia correctivo, de modo que en el estado Pre-contingencia el despacho será más económico. Por lo que usar un control correctivo Post-contingencia usando FACTS puede resultar más ventajoso a usar un criterio preventivo clásico que no considera acciones correctivas [13].

Uno de los beneficios con más presencia en la literatura es que lo FACTS permiten aplazar los reforzamientos de la red clásicos (líneas de transmisión) [14], ya que ofrecen una solución más económica, flexible y rápida al problema de congestión en comparación a una línea de transmisión [15]. Recordar que la instalación de nuevas líneas es un proceso que cada vez se hace más prolongado debido a la oposición de las comunidades, la adquisición de las servidumbres, etc.

El uso de FACTS en reemplazo de líneas de transmisión toma mayor sentido cuando se instalan centrales de generación renovable, cuya inyección de potencia es intermitente y se tiene un sistema de transmisión congestionado. En estos casos los FACTS se ajustan convenientemente para aumentar o disminuir los flujos de potencia por las líneas, de modo que las centrales renovables aumenten la potencia inyectada al sistema, logrando una operación más económica. A medida que la generación se vuelve menos intermitente, o casi constante, como es el caso de las centrales termoeléctricas, los FACTS no son tan atractivos ya que el ahorro potencial en la operación puede resultar mayor, en estos casos conviene instalar líneas que son más caras, pero permiten una mayor generación de estas centrales con alto factor de planta.

Se han demostrado estos beneficios en el sistema de transmisión cuando existe gran penetración de energía eólica, simulando escenarios en sistemas reales, como el de Alemania y el de China [16]. De estas simulaciones se concluyó que las nuevas centrales eólicas aumentaban su inyección de potencia al instalar FACTS, aprovechando mejor los recursos disponibles y disminuyendo los costos de operación del sistema.

El siguiente ejemplo ilustra lo dicho anteriormente e introduce a la motivación del presente trabajo.

Se tiene un sistema de 3 barras con 3 generadores y una demanda, como lo muestra la Figura 2.5.

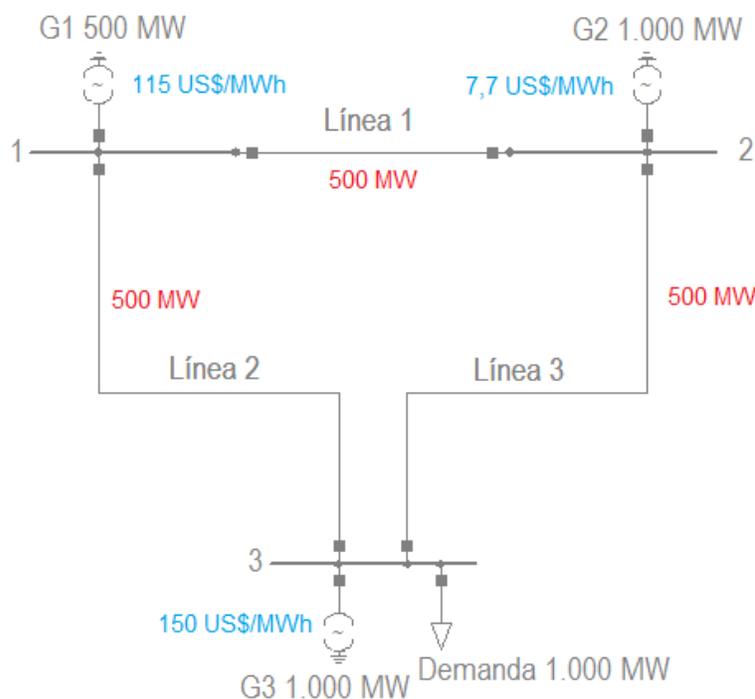


Figura 2.5: Sistema de 3 barras con G2 solar

Las líneas se asumen de igual reactancia y capacidad, con una longitud de 100 [km] cada una, y en una primera instancia se tiene una central G1 a gas, G2 solar y G3 Diésel. Los costos variables y potencias nominales de cada central se encuentran en la Figura 2.5. La demanda se asume constante e igual a 1.000 [MW].

Para modelar la generación de la central G2, se promediaron perfiles horarios anuales de generación solar en la ciudad de Copiapó (obtenidos del explorador solar [17]). A partir de estos 8760 datos se construyeron bloques, es decir, una cantidad reducida de valores que representan a los 8760 valores iniciales. Estas particiones se realizaron con la función kmeans de MATLAB (para más detalles ver la sección 3.6). De este modo, se reducen los datos de generación renovable permitiendo que los problemas de despacho sean menos complejos computacionalmente.

Se construyeron 3 bloques a partir de los 8760 valores de generación solar. Los valores de generación en [p.u] para cada bloque se exponen en la Tabla 2.1. Notar que cada bloque tiene una duración diferente, la cual equivale a la cantidad de datos que pertenecen a ese bloque. El valor de generación corresponde al centroide (valor medio) de cada bloque/clúster.

**Tabla 2.1: Valores obtenidos para cada bloque**

Bloque	$P_{solar}$ [p.u]	Duración [horas]
1	0,6652	1937
2	0,3560	1352
3	0,0153	5471

Luego, la potencia máxima por bloque que podrá inyectar cada central estará dada por los valores de la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2: Potencias máximas de cada central para los 3 bloques**

Bloque	$P_{max\ g1}$ [MW]	$P_{max\ g2}$ [MW]	$P_{max\ g3}$ [MW]
1	500	665,18	1.000
2	500	355,98	1.000
3	500	15,25	1.000

Usando los antecedentes anteriores, el problema de flujo óptimo se puede resolver para determinar el despacho de los generadores en cada bloque, este problema se presenta en la subsección 2.4.1. Notar que aquel modelo resuelve el despacho para una sola condición de operación (o bloque). Por lo que se deben extender las restricciones a más de un bloque (ver sección 3.9).

Al resolver el problema de flujo óptimo en DC mediante el software computacional Xpress Ive, se obtienen las potencias que se presentan en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3: Potencias generadas para cada central**

Bloque	$P_{g1}$ [MW]	$P_{g2}$ [MW]	$P_{g3}$ [MW]
1	169,64	665,18	165,18
2	500	355,98	144,02
3	500	15,25	484,75

Se puede observar que en el bloque 1, la central G1 tiene que disminuir su despacho para que la central G2 pueda inyectar la totalidad de su potencia disponible, teniendo que abastecer una parte de la demanda la central G3. Para este bloque, el despacho más económico sería G2 generando los 665,18 [MW] y G1 generando el resto, esto es 334,82 [MW]. Sin embargo, el sistema de transmisión impide que la central G1 genere más de 169,64 [MW].

Lo anterior se puede comprobar al calcular los flujos por las líneas. Si se consideran los supuestos del problema de flujo DC, esto es tensiones iguales a 1 [p.u] en todos los nodos y diferencias angulares despreciables, se pueden obtener expresiones simplificadas para determinar los flujos. Si no se consideran los límites térmicos de las líneas, se tendrán las siguientes expresiones para calcular los flujos por las líneas 2 y 3:

$$f_2 = \frac{2x}{3x} \cdot P_{g1} + \frac{x}{3x} \cdot P_{g2} = \frac{2}{3} \cdot P_{g1} + \frac{1}{3} \cdot P_{g2} \quad (2.3)$$

$$f_3 = \frac{2x}{3x} \cdot P_{g2} + \frac{x}{3x} \cdot P_{g1} = \frac{2}{3} \cdot P_{g2} + \frac{1}{3} \cdot P_{g1} \quad (2.4)$$

Estas dos expresiones se obtienen al aplicar un divisor de corriente en cada una de las líneas. Al reemplazar las potencias de la Tabla 2.3 en las expresiones ( 2.3 ) y ( 2.4 ), se obtienen los flujos presentados en la Tabla 2.4.

**Tabla 2.4: Flujos por L2 y L3**

Bloque	$f_2$ [MW]	$f_3$ [MW]
1	334,82	500
2	451,99	403,98
3	338,42	176,83

Se observa que en el bloque 1 se llega a la capacidad máxima de la línea 3, por lo tanto, un aumento en la potencia generada por la central G1 significaría transgredir la restricción de flujo máximo de la línea 3.

En este ejemplo, el gran potencial de energía solar es aprovechado. Sin embargo, la inyección de esta central afecta negativamente a los costos de operación del sistema, al tener que generar con una central G3 más cara, en respuesta a la limitación que impone el sistema de transmisión. Notar que, si se consideraran más

bloques, se podría dar el caso en que el potencial de energía solar no sea aprovechado al máximo en uno de ellos, ya que la potencia máxima podría ser mayor a la del bloque 1, llevando la línea 3 a su capacidad máxima sin siquiera inyectar con la central G1.

Es aquí donde nuevamente se podría instalar un equipo FACTS para aumentar la utilización de la línea 2 en el bloque 1.

En efecto, solo bastaría con instalar un FACTS en la línea 2 y hacer una compensación capacitiva (es decir se disminuye la reactancia equivalente de la línea) del 33 [%] en el bloque 1. Así, la central G1 podrá inyectar la potencia restante para abastecer la demanda, sin tener que generar con la central G3. Esta afirmación se puede comprobar reemplazando las potencias óptimas de G1 y G2 en las expresiones ( 2.3 ) y ( 2.4 ), con la reactancia de la línea 2 corregida de acuerdo a la compensación del FACTS. Se obtienen entonces los siguientes flujos:

$$f_2 = \frac{2x}{2,67x} \cdot 334,82 + \frac{x}{2,67x} \cdot 665,18 = 500 [MW] \quad ( 2.5 )$$

$$f_3 = \frac{1,67x}{2,67x} \cdot 665,18 + \frac{0,67x}{2,67x} \cdot 334,82 = 500 [MW] \quad ( 2.6 )$$

Por lo tanto, al instalar un equipo FACTS en la línea 2, se hace una utilización óptima del sistema de transmisión, permitiendo que las centrales más económicas abastezcan la demanda, disminuyendo el costo de operación del sistema.

Como alternativa al equipo FACTS se podría construir una nueva línea entre las barras 2 y 3. Sin embargo, una línea de ese largo y de una capacidad de 500 [MW] tiene un costo anual de 7.756.377 [US\$] (ver sección 3.10), mientras que un equipo FACTS para esta línea tiene un costo anual aproximado de 1.208.742 [US\$] (con una compensación capacitiva máxima del 70 [%]), es decir, 6 veces menos.

Si se instalara una línea adicional de 500 MW entre las barras 2 y 3 con la misma reactancia que las líneas anteriores, se obtendrían las siguientes expresiones para los flujos de los tramos 2 y 3.

$$f_2 = \frac{1,5x}{2,5x} \cdot P_{g1} + \frac{0,5x}{2,5x} \cdot P_{g2} \quad ( 2.7 )$$

$$f_3 = \frac{2x}{2,5x} \cdot P_{g2} + \frac{x}{2,5x} \cdot P_{g1} \quad ( 2.8 )$$

Al reemplazar las potencias generadas para los bloques 2 y 3 (Tabla 2.3) junto al despacho óptimo del bloque 1 en estas expresiones, se obtienen los valores de flujo de la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Flujos por las líneas al instalar una línea entre las barras 2 y 3

Bloque	$f_2$ [MW]	$f_3$ [MW]
1	333,93	666,07
2	371,20	484,78
3	303,05	212,20

Se puede observar que no se alcanza la capacidad máxima de ninguno de las líneas (recordar que la línea 3 aumenta su capacidad a 1.000 [MW]). Por lo tanto, se puede generar al menor costo posible para todos los bloques. Sin embargo, el costo de inversión de una línea es mayor al de un FACTS, por lo que conviene mucho más invertir en el equipo de compensación.

Ahora, hay que determinar si el FACTS produce un ahorro mayor al costo de inversión, es decir calcular el beneficio anual obtenido (la resta entre el ahorro en el costo de operación y la anualidad del equipo). El beneficio obtenido está dado por la expresión ( 2.9 ).

$$\text{Beneficio} = 1937 \cdot (169,64 \cdot 115 + 165,18 \cdot 150 - 334,82 \cdot 115) - 1.208.742 = 9.989.636,1[\text{US\$}] \quad (2.9)$$

Se observa un beneficio mayor a cero, por lo que conviene de todas maneras instalar el equipo de compensación serie.

Ahora, si se tuviera una central carbonera en vez de una central solar de la misma potencia instalada, la solución sería diferente, como se verá a continuación.

En el segundo ejemplo se utiliza el mismo sistema, con la excepción de que G2 es una central carbonera de costo variable  $40 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right]$ , como lo muestra la Figura 2.6. La potencia máxima sigue siendo 1.000 [MW], la diferencia es que el recurso siempre está disponible y se asume que esta central puede entregar su máxima potencia en todas las horas del año (Tabla 2.6).

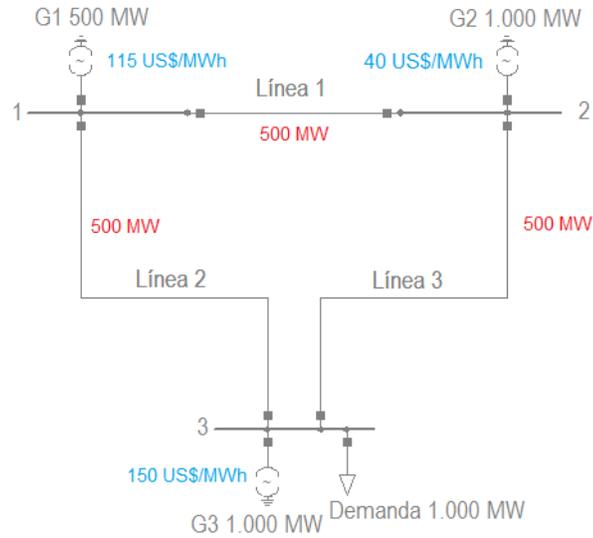


Figura 2.6: Sistema de 3 barras con G2 carbonera

Tabla 2.6: Potencias máximas de cada central para los 3 bloques, ejemplo 2

Bloque	$P_{\max_{g1}} [MW]$	$P_{\max_{g2}} [MW]$	$P_{\max_{g3}} [MW]$
1	500	1.000	1.000
2	500	1.000	1.000
3	500	1.000	1.000

Al resolver el problema de flujo óptimo en DC mediante el software computacional Xpress Ive, se obtienen las potencias que se presentan en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7: Potencias generadas al resolver el problema de flujo DC con G2 carbonera

Bloque	$P_{g1} [MW]$	$P_{g2} [MW]$	$P_{g3} [MW]$
1	0	750	250
2	0	750	250
3	0	750	250

Se observa en todos los bloques que la central G2 no puede entregar los 1.000 [MW] que tiene disponibles. Además, la central G1 no inyecta energía, teniendo que generar G3 para suplir la demanda. Esto se debe a la saturación de la línea 3. En efecto, al reemplazar las potencias de la Tabla 2.7 en las expresiones ( 2.3 ) y ( 2.4 ), se obtienen los siguientes flujos para las líneas 2 y 3.

$$f_2 = 250 [MW] \quad (2.10)$$

$$f_3 = 500 [MW] \quad (2.11)$$

Como la línea 3 alcanza su capacidad máxima, ya no se puede seguir inyectando energía con las centrales G2 o G1, teniendo que abastecer el resto de la demanda la central G3.

Nuevamente se podría instalar un equipo de compensación serie con el fin de optimizar la utilización de la línea 2, permitiendo que las centrales G1 y G2 aumenten la energía inyectada al sistema.

Al instalar un FACTS en la línea 2, se podría hacer una compensación máxima capacitiva de hasta un 70 [%] (límite práctico normalmente usado). Es decir, se disminuye la reactancia de la línea 2 en un 70 [%]. Al resolver el problema de flujo óptimo con este nivel de compensación, se obtienen las siguientes potencias generadas:

**Tabla 2.8: Potencias generadas al resolver el problema de flujo DC con FACTS en línea 2, compensación del 70 [%]**

Bloque	$P_{g1}$ [MW]	$P_{g2}$ [MW]	$P_{g3}$ [MW]
1	150	850	0
2	150	850	0
3	150	850	0

Al reemplazar estos valores en las expresiones de los flujos para las líneas, se obtienen los siguientes valores para las líneas 2 y 3:

$$f_2 = \frac{2x}{2,3x} \cdot 150 + \frac{x}{2,3x} \cdot 850 = 500 \text{ [MW]} \quad (2.12)$$

$$f_3 = \frac{1,3x}{2,3x} \cdot 850 + \frac{0,3x}{2,3x} \cdot 150 = 500 \text{ [MW]} \quad (2.13)$$

Se maximiza la utilización de las líneas 2 y 3. No obstante, sería más económico generar los 1.000 [MW] con la central G2. Esto se puede lograr agregando una nueva línea en paralelo a la línea 3. En efecto, al agregar una línea de 500 [MW] en paralelo a la línea 3 y si se asume que la central G2 inyecta 1.000 [MW], se obtienen los siguientes flujos para la línea 2 y 3:

$$f_2 = \frac{1,5x}{2,5x} \cdot 0 + \frac{0,5x}{2,5x} \cdot 1.000 = 200 \text{ [MW]} \quad (2.14)$$

$$f_3 = \frac{2x}{2,5x} \cdot 1.000 + \frac{x}{2,5x} \cdot 0 = 800 \text{ [MW]} \quad (2.15)$$

Se observa que no se supera las capacidades de las líneas. Recordar que ahora la línea 3 consiste en dos circuitos de 500 [MW] con igual reactancia cada uno, por lo que los flujos se distribuyen de manera uniforme (400 [MW] por cada circuito).

Ahora, se debe ver cuál de las dos opciones resulta más económica si se analiza el período en cuestión. En caso de instalar el FACTS, se obtendrá el siguiente beneficio respecto a la situación base:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= 8760 \cdot (750 \cdot 40 + 250 \cdot 150 - 850 \cdot 40 - 150 \cdot 115) - 1.208.742 & ( 2.16 ) \\ &= 141.141.258 \text{ [US\$]} \end{aligned}$$

Por otro lado, si se instala la línea, se obtendrá el siguiente resultado:

$$\text{Beneficio} = 8760 \cdot (750 \cdot 40 + 250 \cdot 150 - 1.000 \cdot 40) - 1.208.742 = 239.691.258 \text{ [US\$]} \quad ( 2.17 )$$

Por lo tanto, instalar una línea conviene mucho más que instalar un equipo FACTS.

A partir de estos dos ejemplos, se puede deducir que el factor de planta de las centrales juega un rol muy importante en la elección de una solución u otra. En el caso de la central solar, no era conveniente instalar una línea, ya que en un solo bloque se sobrepasaba la capacidad máxima de la línea 3, obteniendo una operación poco económica. Por lo tanto, el ahorro que se podía conseguir no compensaba la instalación de una línea, la cual es más cara que un FACTS.

Por otro lado, al construir una central con un alto factor planta y económica, como una carbonera, implica tener que hacer cortes de generación en los 3 bloques. En estos casos suele convenir instalar líneas, las cuales agregan más capacidad bruta en el sistema de transmisión, permitiendo que estas centrales entreguen toda la potencia que tienen disponible. Para estos casos, el ahorro en el costo de operación que se consigue compensa el costo de inversión de la línea.

## 2.3. Valorización de las nuevas instalaciones

En esta sección se revisa la bibliografía pertinente para poder valorizar los costos de inversión y de operación, tanto de líneas de transmisión como equipos FACTS.

### 2.3.1. Líneas de transmisión

En el caso del mercado eléctrico chileno el negocio de la transmisión está regulado, es decir, la autoridad es la que fija los precios por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión. Estos precios se traducen en los peajes troncales, los que sumados a los ingresos tarifarios (IT), permiten que las empresas de transmisión puedan costear las inversiones y el mantenimiento del total de sus instalaciones pertenecientes al sistema troncal. El peaje básico para cada instalación está dado por la expresión ( 2.18 ) (obtenida de [18]).

$$\text{Peaje Básico} = AVI + COMA - IT \quad ( 2.18 )$$

En donde:

- AVI: Corresponde a la anualidad de la inversión, se determina a partir del costo de inversión de la instalación (VI), la tasa de descuento (r) y el horizonte de evaluación (n), como se observa en la expresión ( 2.19 ).

$$AVI = \frac{VI}{\frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \cdot r}} \quad (2.19)$$

- COMA: Costos anuales de operación y mantención.
- IT: Ingreso tarifario, resultado de las congestiones en las líneas (diferencias en los costos marginales entre las barras).

El Estudio de Transmisión Troncal, coordinado por la CNE, determina los VI, AVI y COMA para cada tramo del sistema de transmisión troncal.

Para calcular los valores de inversión se realiza un inventario de las instalaciones de cada componente del sistema de transmisión, en el cual se consideran: equipos y materiales que conforman cada componente; mano de obra y equipos de montaje; transporte de equipos y materiales; ingeniería; etc. Cada elemento del inventario se valoriza y se obtiene un costo total para las componentes del sistema de transmisión. Adicionalmente se consideran costos de terrenos y servidumbres.

Para calcular el COMA de cada tramo se considera los costos de operación y mantenimiento que realizan las brigadas, los costos de personal, infraestructura, materiales y otros gastos en los que incurre una empresa de transmisión.

Usando los VI y COMA de las líneas calculados por el Estudio de transmisión troncal [19] y las distancias de las líneas (obtenidas de los unilineales del SIC y del SING) se pueden calcular los VI y COMA por unidad de distancia y de potencia, y así obtener un valor aproximado del costo de una línea de un determinado largo, nivel de tensión y potencia.

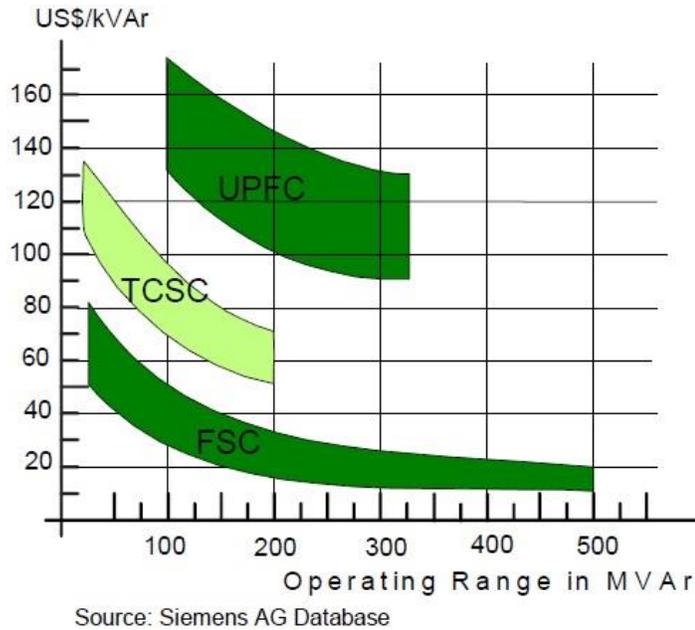
### 2.3.2. Equipos FACTS

Los costos de inversión de los FACTS se pueden desglosar en dos costos:

- Los costos del equipo: El cual depende de la redundancia de los componentes principales (capacitores, reactores o transformadores) o también de la redundancia del sistema de control y de protección. También depende de otros factores, como las condiciones ambientales, las cuales pueden significar un sobrecosto en componentes/equipos diseñados para operar en dichas condiciones.
- Los costos de la infraestructura: Dependen del lugar donde se va a instalar el FACTS. Estos incluyen aspectos como la adquisición de terrenos (en caso de

que no haya espacio suficiente en la subestación) y los costos de las obras civiles para los distintos componentes de los FACTS. También se incluyen los costos de la conexión entre los sistemas de comunicación.

En la Figura 2.7 se observan las curvas de costos típicas para distintos equipos FACTS, obtenidas de [20]. Para cada área de costos, el límite inferior representa los costos del equipo, y el límite superior indica el costo total de inversión.



**Figura 2.7: Costos de inversión típicos para distintos equipos FACTS**

En este trabajo se analizará la función de costos para los TCSC, ya que son los que se ajustan mejor a lo que se quiere hacer, es decir, aumentar o disminuir de manera continua las reactancias de las líneas con el fin de controlar los flujos a través de ellas. Si bien hay otros FACTS que pueden hacer lo mismo (SSSC o UPFC), estos son más caros [21].

A partir de las curvas anteriores (límite superior), en [22] se ajusta una ecuación polinómica para determinar los costos. En particular, el costo de un TCSC se aproxima mediante la expresión ( 2.20 ).

$$C_{TCSC} = 0,0015 \cdot S^2 - 0,713 \cdot S + 153,7 \left[ \frac{USD}{kVAr} \right] \quad ( 2.20 )$$

En donde  $S$  corresponde al rango de operación del equipo FACTS, en  $MVA r$ .

Finalmente, el costo total del TCSC estará dado por la expresión ( 2.21 ).

$$C = C_{TCSC} \cdot S \cdot 1000 [USD] \quad ( 2.21 )$$

El rango de operación de un TCSC se puede determinar mediante la expresión ( 2.22 ).

$$S = X_c \cdot \frac{K_{line}^2}{S_{base}} [MVAr] \quad ( 2.22 )$$

En donde:

- $X_c$ : Corresponde a la variación máxima de la reactancia del equipo en [p.u].
- $K_{line}$ : Es el límite térmico de la línea de transmisión.
- $S_{base}$ : Es la potencia base, en MVA.

Una vez obtenido el costo total, es necesario calcular la anualidad para determinar los flujos que deberá tener la empresa inversora para que su proyecto sea rentable. Revisando distintos artículos, se suele utilizar una tasa de descuento del 10 [%] para este tipo de proyectos, sin embargo, la vida útil de los TCSC es complicada de estimar.

Al revisar la literatura, la vida útil de los TCSC resulta ser un tema complicado, ya que llevan poco tiempo en la industria (los primeros TCSC se instalaron en la década de los 90's), por lo tanto, es difícil determinar un valor exacto del tiempo de vida de uno de estos dispositivos.

De acuerdo a [23], los TCSC utilizan componentes que también son utilizados en sistemas HVDC. Estos son: Semiconductores de potencia, condensadores, reactores, aisladores y sistemas de control y refrigeración.

Los sistemas de transmisión HVDC han sido utilizados por más de 40 años, y muchos de estos sistemas todavía están en operación, pero han alcanzado la edad en que es necesario reemplazar las válvulas de tiristores. Por otro lado, los sistemas de control y protección tienen una vida más corta y requieren ser reemplazados de manera más frecuente. Además, los proveedores no necesariamente siguen diseños estandarizados por la industria, por lo tanto, puede resultar difícil reemplazar componentes después de cierto tiempo. Esta situación también aplica para los TCSC. Entonces, es importante considerar repuestos para los principales componentes en un principio, cuando se adquiere el equipo FACTS.

En uno de los reportes de la REALISEGRID [24], se habla de 30 años de vida útil para los TCSC, aunque se aclara que es un valor estimado debido a la poca experiencia que se tiene con estos dispositivos.

Por último, en algunos trabajos de la IEEE ( [25], [26]) son más conservadores y se asumen 20 años de vida útil para estos dispositivos.

Este trabajo seguirá la misma línea conservadora, utilizando 20 años de vida útil para calcular la anualidad de estos equipos.

## 2.4. Modelo de OPF que localiza FACTS para una condición de operación

A continuación, se describe la formulación de un modelo de flujo óptimo de carga DC que permite determinar la localización óptima (es decir, la que minimiza los costos de operación del sistema) para un número disponible de equipos FACTS, del tipo compensación serie. Este modelo está basado en lo expuesto por [27].

### 2.4.1. Modelo del DCOPF

El objetivo del flujo óptimo de carga (OPF) es determinar los niveles de generación del sistema, de modo de minimizar una función de costos sujeta a ciertas restricciones; potencias máximas y mínimas de los generadores; capacidades mínimas y máximas de las líneas; abastecimiento de la demanda; reservas; capacidades de rampa; etc.

El flujo óptimo de carga es un problema no lineal y no convexo. Sin embargo, en los mercados existentes se utilizan aproximaciones lineales del OPF debido principalmente a la complejidad computacional del problema original. Para sistemas en que los generadores tienen costos variables constantes, el modelo de flujo óptimo de carga DC está dado por el problema ( 2.23 ).

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_g c_g \cdot P_g \\
 & P_g^{\min} \cdot y_g \leq P_g \leq P_g^{\max} \cdot y_g & \forall g \\
 & -F_k^{\max} \leq F_k \leq F_k^{\max} & \forall k \quad (2.23) \\
 & F_k - B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) = 0 & \forall k \\
 & \sum_{k \in \sigma^+(n)} F_k - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_k + \sum_{g \in g(n)} P_g = d_n & \forall n
 \end{aligned}$$

En donde:

- $g, k, n$  representan los índices de los generadores, líneas y barras respectivamente
- $\sigma^+(n)$ : Conjunto de líneas cuyo nodo destino es n.
- $\sigma^-(n)$ : Conjunto de líneas cuyo nodo origen es n.
- $g(n)$ : Conjunto de generadores conectados al nodo n
- $g, k, n$  representan los índices de los generadores, líneas y barras respectivamente.

- La función objetivo corresponde a la suma de los costos en la que incurre cada generador.
- El primer conjunto de restricciones corresponde a los límites mínimos y máximos de potencia de los generadores. Los términos  $y_g$  son variables binarias, las cuales toman valor 1 cuando el generador  $g$  está encendido y un 0 en caso contrario.
- El segundo conjunto de restricciones corresponde a las capacidades máximas de flujo para cada línea  $k$ .
- El tercer conjunto de restricciones corresponde a las de flujo DC o segunda ley de Kirchhoff para cada línea  $k$ .
- El cuarto conjunto de restricciones corresponde a las ecuaciones de balance para cada nodo  $n$ .

#### 2.4.2. Modelo no lineal

Al integrar equipos FACTS a un flujo óptimo de carga, las restricciones de flujo DC asociadas a las líneas en las que se instala un FACTS son no lineales. Esto se debe a que la reactancia equivalente de la línea pasa a ser una variable, tal como lo muestra la ecuación ( 2.24 ).

$$F_k = \frac{\theta_n - \theta_m}{x_k - x_f} = B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) \quad \forall k \quad ( 2.24 )$$

En donde:

- $F_k$ : Corresponde al flujo que circula por la línea  $k$ , entre los nodos  $n$  y  $m$ .
- $x_k$ : Corresponde a la reactancia de la línea, en [p.u].
- $x_f$ : Corresponde a la reactancia del equipo FACTS.
- $(\theta_n - \theta_m)$ : Corresponde a la diferencia angular entre las barras  $n$  y  $m$ , entre las cuales se ubica la línea  $k$ .
- $B_k$ : Corresponde a la susceptancia equivalente, la cual es una variable.

Notar que el equipo FACTS controla flujo hasta cierta capacidad, la cual está dada por las reactancias mínimas y máximas que puede alcanzar. En otras palabras, se tienen las restricciones dadas por ( 2.25 ) .

$$\frac{1}{x_k - x_f^{min}} = B_k^{min} \leq B_k \leq B_k^{max} = \frac{1}{x_k - x_f^{max}} \quad \forall k \quad (2.25)$$

Las dos restricciones anteriores se pueden expresar como una restricción lineal, dependiendo del signo de la diferencia angular entre las barras.

Si  $(\theta_n - \theta_m) \geq 0$  se obtiene la restricción ( 2.26 ).

$$B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) \leq F_k \leq B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) \quad \forall k \quad (2.26)$$

Si  $(\theta_n - \theta_m) \leq 0$  se obtiene la restricción ( 2.27 ).

$$B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) \leq F_k \leq B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) \quad \forall k \quad (2.27)$$

En otras palabras, los valores máximos y mínimos que puede tomar el flujo dependerán del sentido de este.

Las dos condiciones anteriores pueden modelarse con variables binarias, como lo muestra el conjunto de restricciones ( 2.28 ).

$$\begin{aligned} ((1 - z_k^0) \cdot B_k^{min} + z_k^0 \cdot B_k^{max}) \cdot (\theta_n - \theta_m) &\geq F_k && \forall k \\ ((1 - z_k^0) \cdot B_k^{max} + z_k^0 \cdot B_k^{min}) \cdot (\theta_n - \theta_m) &\leq F_k && \forall k \quad (2.28) \\ (1 - z_k^0) \cdot \theta_m + z_k \cdot \theta_n &\geq (1 - z_k^0) \cdot \theta_n + z_k^0 \cdot \theta_m && \forall k \\ z_k^0 &\in \{0,1\} \end{aligned}$$

En las restricciones anteriores,  $z_k^0$  corresponde a la variable binaria asociada a la línea  $k$ , la cual toma valor 1 cuando la dirección del flujo tiene sentido positivo (el cual se define al escribir el modelo) y 0 cuando tiene sentido negativo.

Si se agrega el conjunto de restricciones ( 2.28 ) al problema ( 2.23 ), se obtiene un problema que resuelve el despacho económico cuando se tienen ya ubicados equipos FACTS en ciertas líneas  $k$  del sistema. Las restricciones anteriores acotarán los flujos por esas líneas entre cierto rango, mientras que las restricciones estrictas de flujo DC corresponderán a las líneas sin FACTS. Notar que esta formulación corresponde a un problema no lineal entero mixto (MINLP).

### 2.4.3. Modelo MILP

El problema no lineal de la subsección anterior se puede reformular como un problema lineal entero mixto, cambiando las restricciones ( 2.28 ) por el conjunto de restricciones ( 2.29 ) - ( 2.36 ).

$$B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) - (1 - z_k^0) \cdot M \leq F_k \quad \forall k \quad (2.29)$$

$$B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) - z_k^0 \cdot M \leq F_k \quad \forall k \quad (2.30)$$

$$B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) + (1 - z_k^0) \cdot M \geq F_k \quad \forall k \quad (2.31)$$

$$B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) + z_k^0 \cdot M \geq F_k \quad \forall k \quad (2.32)$$

$$\theta_n + (1 - z_k^0) \cdot M \geq \theta_m \quad \forall k \quad (2.33)$$

$$\theta_m + z_k^0 \cdot M \geq \theta_n \quad \forall k \quad (2.34)$$

$$z_k^0 \in \{0,1\} \quad (2.35)$$

$$M \gg \text{Max}\{F_k + B_k \cdot (\theta_m - \theta_n)\} \quad (2.36)$$

Este modelo tendrá 3 restricciones redundantes dependiendo del valor que tome la variable binaria  $z_k^0$ . Si toma valor 0 significa que los flujos van en sentido contrario al referencial y se tendrán inactivas las restricciones ( 2.29 ), ( 2.31 ) y ( 2.33 ). Notar que  $M$  corresponde a una constante de gran valor.

Cuando se resuelve este modelo (Problema ( 2.23 ) junto a las restricciones ( 2.29 ) - ( 2.36 )) para sistemas de gran tamaño, los tiempos de cómputo son demasiado grandes, por lo que es más conveniente cambiar la estrategia de resolución del problema.

#### 2.4.4. Modelo lineal de dos etapas

Como hay muchas líneas de transmisión en las cuales el flujo no cambia su dirección (líneas que van desde los generadores a los grandes centros de consumo), se podría utilizar esta particularidad para resolver el problema de despacho de una manera más eficiente al MILP original. Entonces se asume que aquellas líneas en donde estarán ubicados los equipos FACTS no cambian el sentido de sus flujos, lo cual tiene sentido, ya que los FACTS se ubican en grandes líneas de transmisión que no suelen cambiar el sentido de sus flujos.

Dado lo anterior, se puede resolver el problema MILP anterior en dos etapas.

La primera etapa consiste en resolver el problema DCOPF ( 2.23 ), es decir el despacho sin considerar equipos FACTS. De este problema se obtienen las direcciones de los flujos y se almacenan en un vector de parámetros binarios,  $z_k^0$ , cuyo valor en la posición  $k$  indica, que la dirección del flujo por la línea  $k$  tiene sentido positivo en caso de que sea 1 y sentido negativo en caso de que sea 0.

La segunda etapa consiste en resolver el MILP de la subsección anterior, con  $z_k^0$  determinado por la etapa 1 (es decir un parámetro). De este modo se resuelve el problema mediante dos etapas lineales.

Notar que estas dos etapas resuelven el problema de despacho una vez que ya se ubicaron los equipos FACTS en ciertas líneas del sistema.

#### 2.4.5. Modelo que localiza a los FACTS

Lo que se quiere es encontrar un método que ubique a los equipos FACTS de manera que se minimice la función objetivo. Entonces, se aprovecha el modelo de dos etapas presentado en la sección anterior, el cual despacha las centrales asumiendo que la ubicación de los FACTS ya se determinó con anterioridad.

Lo que se hace es multiplicar las restricciones asociadas al flujo por las líneas de la segunda etapa por una variable binaria  $x_k$ , la cual indica con un 1 si en esa línea se debe instalar un FACTS o con un 0 de lo contrario. Luego se hace una reformulación de estas restricciones utilizando una constante  $M$  muy grande, de modo que las restricciones sigan manteniendo la linealidad. La segunda etapa del problema de ubicación de los FACTS está dada por las ecuaciones ( 2.37 ) - ( 2.51 ).

$$\min \sum_g c_g \cdot P_g \quad (2.37)$$

$$P_g^{min} \cdot y_g \leq P_g \leq P_g^{max} \cdot y_g \quad \forall g \quad (2.38)$$

$$-F_k^{max} \leq F_k \leq F_k^{max} \quad \forall k \quad (2.39)$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_k - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_k + \sum_{g \in g(n)} P_g = d_n \quad \forall n \quad (2.40)$$

$$F_k \geq B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) - x_k \cdot M \quad \forall k \quad (2.41)$$

$$F_k \leq B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) + x_k \cdot M \quad \forall k \quad (2.42)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) - (1 - z_k^0) \cdot M) \leq F_k \quad \forall k \quad (2.43)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) - z_k^0 \cdot M) \leq F_k \quad \forall k \quad (2.44)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{max} \cdot (\theta_n - \theta_m) + (1 - z_k^0) \cdot M) \geq F_k \quad \forall k \quad (2.45)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{min} \cdot (\theta_n - \theta_m) + z_k^0 \cdot M) \geq F_k \quad \forall k \quad (2.46)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_n + (1 - z_k^0) \cdot M) \geq \theta_m \quad \forall k \quad (2.47)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_m + z_k^0 \cdot M) \geq \theta_n \quad \forall k \quad (2.48)$$

$$x_k \in \{0,1\} \quad \forall k \quad (2.49)$$

$$\sum_k x_k \leq N_{FACTS} \quad (2.50)$$

$$M \gg \text{Max}\{F_k + B_k \cdot (\theta_m - \theta_n)\} \quad (2.51)$$

Notar que este problema corresponde a la segunda etapa del problema de ubicación de los FACTS, y la primera etapa es el flujo óptimo de carga que encuentra las direcciones de los flujos sin considerar a los equipos FACTS ( 2.23 ).

Se puede observar que el conjunto de restricciones ( 2.41 ) - ( 2.42 ) corresponde a las de aquellas líneas en las que el modelo determina no instalar FACTS, es decir, cuando  $x_k$  resulta ser 0 y se impone que esas líneas deban cumplir con la restricción de flujo DC.

Por el contrario, cuando el modelo determina que en la línea  $k$  se debe instalar un FACTS,  $x_k$  resulta ser 1, y por lo tanto se activan las restricciones ( 2.43 ) - ( 2.48 ), las cuales corresponden a las mismas que se tienen en la subsección 2.4.3 (de las cuales 3 pasan a ser redundantes dependiendo de la dirección de los flujos).

Además, se agrega la restricción ( 2.50 ), la cual indica que hay un número limitado de equipos FACTS a ser instalados en el sistema de transmisión.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el problema de localización de FACTS en el sistema de 118 barras de la IEEE [27], al utilizar la formulación de dos etapas se alcanzaron en promedio, tiempos de resolución 26 veces menores a resolver el MILP de la subsección 2.4.3. Sin embargo, para el 0,6 [%] de los escenarios simulados se obtuvieron soluciones que no alcanzan el óptimo global encontrado por el MILP. Esto sucede cuando los sentidos de los flujos obtenidos por el problema 2 no coinciden con los sentidos del MILP original, en aquellas líneas donde se instalan FACTS.

Se tendrá un vector  $z_k^0$  para el cual, el MILP será óptimo. Además, se asume que al ajustar las reactancias de las líneas mediante equipos FACTS, los flujos no cambian su sentido. Esto no necesariamente es así, pero es poco probable que los FACTS inviertan los flujos de las líneas, más bien redirigen los flujos a través de otras líneas o intensifican los flujos por esas líneas en particular.

Bajo el supuesto anterior, el vector de direcciones  $z_k^0$  resultante del problema ( 2.23 ) será el mismo al obtenido por el MILP.

Por lo tanto, que la etapa 2 del problema de localización no llegue al óptimo global puede ser causado por dos situaciones:

- Cambian las direcciones de la etapa 2 con respecto a etapa 1, en aquellas líneas donde se instalan FACTS. Este caso sucede en las simulaciones y es fácil de detectar.
- Se invierten los sentidos de los flujos al modificar las reactancias de las líneas en el MILP. Este caso sería indetectable a menos que se resuelva el MILP (lo cual no es la idea). Sin embargo, estas situaciones son muy poco comunes [27].

Lo relevante, es que este método permite localizar y despachar FACTS minimizando los costos del sistema, y con un esfuerzo computacional mucho menor a la

resolución del problema original. De acuerdo a [27], los costos solo cambiaron en un 0,02 [%] para aquellos escenarios en los que no se alcanzó el óptimo global.

## 2.5. Modelo de OPF que permite expandir líneas

Una manera de que el OPF permita instalar nueva infraestructura en el sistema de transmisión, es agregar una variable binaria a la restricción de flujo de cada línea, la cual indica si se expande o no. Esta variable se multiplica por la capacidad adicional a instalar en cada línea, como se observa en las restricciones ( 2.52 ) y ( 2.53 ). Por lo tanto, si el problema decide agregar capacidad a ciertas líneas, las restricciones de flujo máximo quedan delimitadas por la suma de la capacidad original y la capacidad a incrementar.

$$F_k \leq F_k^{max} + F_{2k}^{max} \cdot L_k \quad \forall k \quad ( 2.52 )$$

$$F_k \geq -F_k^{max} - F_{2k}^{max} \cdot L_k \quad \forall l, t \quad ( 2.53 )$$

En donde:

- $F_k^{max}$ : Es la capacidad máxima de la línea  $k$ .
- $F_k$ : Es el flujo de la línea  $k$ .
- $F_{2k}^{max}$ : Es la capacidad con la que se podría expandir la línea  $k$ .
- $L_k$ : Es la variable binaria asociada a la línea  $k$ , la cual indica con un 1 o un 0 si se debe o no incrementar la capacidad de esa línea.

Además, se puede agregar el ajuste de la reactancia al incrementar la capacidad en cada línea. En otras palabras, modelar el cambio en la reactancia cuando se instalan nuevos circuitos o líneas en paralelo a las ya existentes.

Esto se puede lograr basándose en la formulación expuesta por [11], es decir, separando la restricción de flujo DC en dos restricciones de desigualdad y usar una constante  $M$  de gran valor, la cual multiplica a las variables binarias. Las cuales, al tomar valor 1, acotan por valores muy grandes la restricción original de flujo DC de la línea, activando otras restricciones de flujo DC, con los nuevos valores de susceptancia ( $B_{2k}$ ) para la línea que se expandió. Esta formulación se observa en las restricciones ( 2.61 ), ( 2.62 ), ( 2.63 ) y ( 2.64 ) del OPF.

$$\min \sum_g c_g \cdot P_g \quad ( 2.54 )$$

$$P_g^{min} \cdot y_g \leq P_g \leq P_g^{max} \cdot y_g \quad \forall g \quad ( 2.55 )$$

$$-F_k^{max} \leq F_k \leq F_k^{max} \quad \forall k \quad ( 2.56 )$$

$$F_k - B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) = 0 \quad \forall k \quad ( 2.57 )$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_k - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_k + \sum_{g \in g(n)} P_g = d_n \quad \forall n \quad (2.58)$$

$$F_k \leq F_k^{max} + F_{2k}^{max} \cdot L_k \quad \forall k \quad (2.59)$$

$$F_k \geq -F_k^{max} - F_{2k}^{max} \cdot L_k \quad \forall k \quad (2.60)$$

$$F_k \leq B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) + L_k \cdot M \quad \forall k \quad (2.61)$$

$$F_k \geq B_k \cdot (\theta_n - \theta_m) - L_k \cdot M \quad \forall l \quad (2.62)$$

$$F_k \geq B_{2k} \cdot (\theta_n - \theta_m) - (1 - L_k) \cdot M \quad \forall l \quad (2.63)$$

$$F_k \leq B_{2k} \cdot (\theta_n - \theta_m) + (1 - L_k) \cdot M \quad \forall l \quad (2.64)$$

Este problema puede ser expandido para más de una condición de operación, por ejemplo, las 8760 horas de un año, y también, se le puede agregar una penalización en la función objetivo asociada al costo de expandir líneas. Esto resulta en un modelo que es capaz de determinar la nueva infraestructura que minimiza los costos de operación y de inversión del sistema, correspondiente a un problema de planificación.

### 3. Metodología

En este capítulo se describe la metodología que se implementó en el presente trabajo.

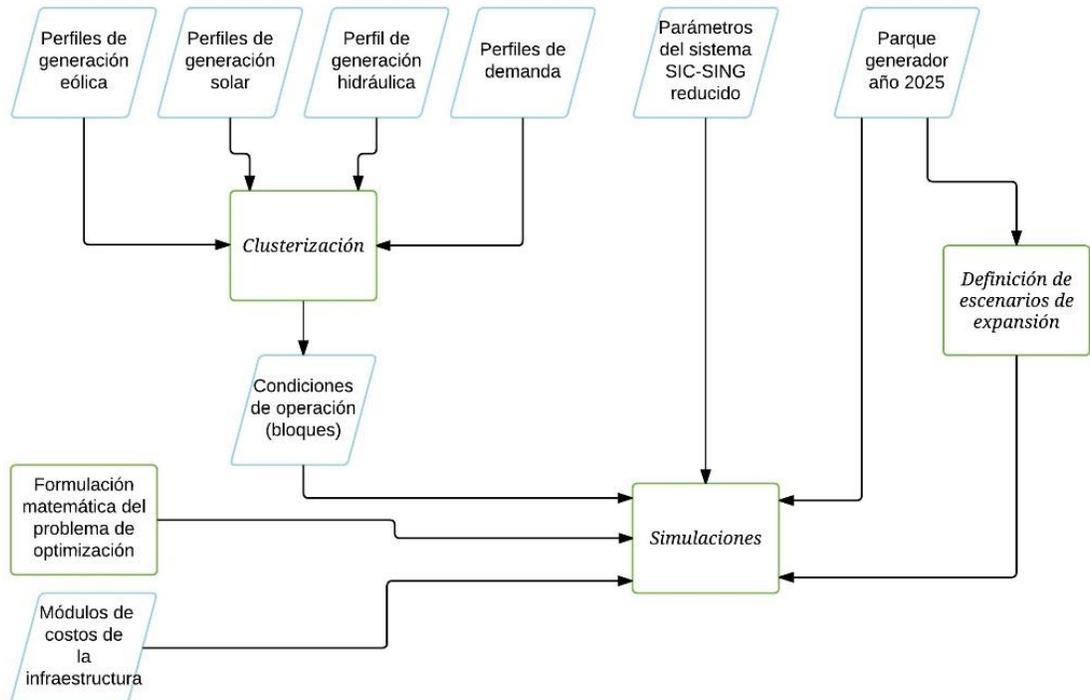


Figura 3.1: Metodología de trabajo

En la Figura 3.1 se observa el conjunto de procesos y actividades realizadas en el presente trabajo. A continuación, se hace una breve descripción cada uno de ellos.

1. Sistema SIC-SING reducido: Se construyó el sistema simplificado a utilizar, esto significó agrupar barras del sistema troncal chileno y representarlas por medio de barras equivalentes. Luego, se recopiló información sobre las capacidades y reactancias de las líneas/transformadores más importantes del sistema troncal, la cual se utilizó para determinar los parámetros de los tramos equivalentes correspondientes (definidos en base a las barras representadas). De esta actividad se obtuvieron como resultados:
  - a. Reactancias de los tramos.
  - b. Capacidad térmica de los tramos.
  - c. Nodos que comprende cada tramo.
  - d. Distancia de cada tramo del sistema.

El sistema se dividió en 4 zonas.

2. Perfiles de generación eólica: Se obtuvieron datos de generación eólica horarios para un año particular. En total se usaron 4 perfiles anuales, uno para cada zona.
3. Perfiles de generación Solar: Se obtuvieron datos de generación solar horarios para un año particular. En total se usaron 4 perfiles anuales, uno para cada zona.
4. Perfil de generación hidráulica: Se determinó un único perfil de generación hidráulica horario para los años 1998, 2008 y 1972 (hidrologías seca, media y húmeda).
5. Perfiles de Demanda: Se proyectó la demanda horaria al año 2025 para cada barra. Luego, sumando las demandas de las barras de cada zona, se obtuvieron los 4 perfiles de demanda, uno para cada zona.
6. Clusterización: Se construyeron bloques o clústeres a partir de los 13 perfiles anteriores. Estos bloques corresponden a las condiciones de operación que se simularan en el ejercicio de planificación. Se hicieron simulaciones para 50 bloques. Notar que la duración de cada bloque (cantidad de puntos) corresponde a la cantidad de horas de los perfiles originales.
7. Parque generador año 2025: Se averiguaron las centrales existentes en el sistema, aquellas aprobadas que están en proceso de construcción y aquellas indicativas del plan de obras de la CNE. Luego, se determinó a qué barra del sistema de 39 barras están conectadas. Estas centrales conforman el parque generador del sistema o escenario 1.
8. Escenarios de expansión: Usando el escenario base, se definieron cinco escenarios adicionales. En cada uno se incrementa en cierto valor, la potencia instalada de las centrales eólicas, solares o hidroeléctricas.
9. Formulación matemática del problema de optimización: Se desarrolló una formulación matemática que resuelve el ejercicio de planificación para el año 2025, determinando el valor de la función objetivo (costo de operación e inversión del sistema) y las futuras inversiones en infraestructura del sistema de transmisión (FACTS o expansión de tramos).
10. Módulos de costos de la infraestructura: A partir de la información obtenida del último estudio de transmisión troncal, se determinaron

módulos de costos para las líneas y los transformadores. En el caso de los FACTS, se usó la expresión ( 2.21 ) para determinar el costo que tendría instalar equipos FACTS en cada tramo del sistema. Con esta información, se penaliza la función objetivo del problema de planificación dependiendo de la infraestructura que decide instalar el problema.

11. Simulaciones: Se realizaron simulaciones para cada uno de los escenarios de generación. Además, se hicieron simulaciones sin considerar la instalación de FACTS, de modo de comparar los costos e infraestructura obtenida.

Los datos del modelo SIC-SING, las condiciones de operación y los escenarios se tabularon en el programa Microsoft Excel.

Las simulaciones se llevaron a cabo en el software Xpress IVE 8.0, en el cual se programa el problema de optimización, la lectura de los datos de entrada y la obtención de los resultados.

Al realizar las simulaciones, se obtuvieron las potencias generadas, los flujos por las líneas, los costos, las inversiones en infraestructura y el nivel de compensación para cada FACTS.

A continuación, se presenta una descripción más detallada de los puntos anteriores.

### 3.1. Modelo SIC-SING

Se utilizó el modelo de la Figura 3.2, el cual es una representación reducida del Sistema Eléctrico Chileno, cuyas capacidades en transmisión están proyectadas para el año 2025. Las características principales de la red se resumen en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1: Características del sistema**

Número de Generadores	344
Número de Consumos	28
Número de barras	42
Número de tramos	56

Las barras, tramos, generadores y consumos corresponden a representaciones de varios elementos existentes o que entraran en operación. Por ejemplo, la barra Lagunas representa a las barras Lagunas, Arica, Iquique, Chapiquiña, etc. Mientras que los tramos representan una o más líneas.

Para definir las capacidades y parámetros de los tramos, se utilizó la información proporcionada por las bases de cálculo del último informe de precio de nudo de la CNE

[2]. Se consideró el criterio N-1 para definir la capacidad de cada tramo. En el Anexo I se encuentran tabulados los parámetros del sistema reducido. La reactancia de los tramos se calculó de dos maneras:

1. En el caso que el tramo represente líneas/transformadores cuya topología es radial (lo que ocurre normalmente en líneas de 500 [kV] y en los transformadores), se calculó la reactancia equivalente usando valores de [28].
2. En el caso que el tramo represente líneas cuya topología no es radial, se determinó la distancia aproximada entre las barras y se multiplicó por un valor típico de reactancia por unidad de distancia para líneas de doble circuito. Los valores empleados se encuentran en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2: Reactancia por unidad de distancia para distintos niveles de tensión, considerando líneas de doble circuito**

Nivel de tensión [kV]	220	500
$x' \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$	0,1187	0,137

Para más detalles sobre cómo se calcularon los parámetros de los elementos del sistema, revisar el Anexo I.

Con el fin de hacer una mejor representación de la generación solar y eólica, se separó el sistema en 4 zonas, como lo muestra la Figura 3.2. Estas zonas se definieron en base a los lugares con la mayor penetración de generadores renovables actuales, tanto de solares como eólicos. Es decir, en cada zona se encuentran centrales, tanto solares como eólicas, potenciales de inyectar un gran aporte de energía al sistema, a excepción de la zona 4 en la que se tiene muy poca generación solar.

En la Figura 3.2 se observa que, entre ciertas barras se tiene una gran capacidad de transmisión en 500 [kV], pero una baja para 220 [kV]. Entonces, lo ideal sería maximizar la utilización de las líneas de 500 [kV], usando los FACTS para esta labor.

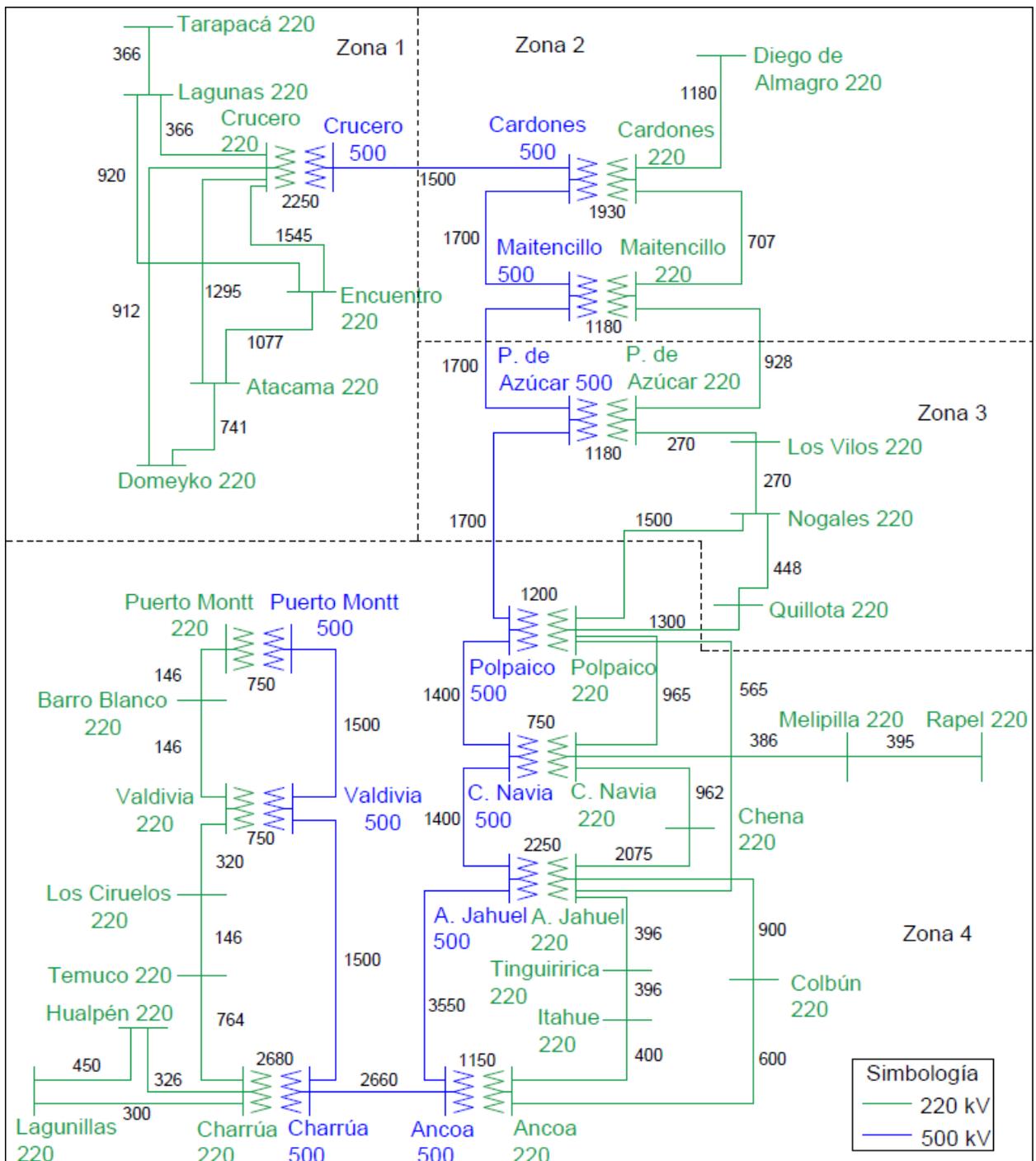


Figura 3.2: Red eléctrica utilizada

### 3.2. Perfiles eólicos

Los perfiles eólicos para cada zona se obtuvieron de [29]. Estos corresponden a la energía horaria generada para el año 2010, usando una turbina específica. Dado que son 4 zonas, se obtuvieron 4 perfiles de 8760 horas cada uno.

El punto de medición para cada zona se escogió de acuerdo a la ubicación de la(s) central(es) eólica(s) de mayor potencia instalada. Los puntos de medición se indican en la Tabla 3.3.

**Tabla 3.3: Lugar de medición de la velocidad del viento**

Zona	Lugar de medición
1	Calama
2	Taltal
3	Ovalle (Zona costera)
4	Dalcahue

La altura de medición para cada punto y la turbina escogida, se determinaron en base a los documentos de declaración de impacto ambiental para las centrales de mayor potencia instalada en cada zona [30].

Los valores entregados por el explorador se transformaron a  $[p.u]$ , utilizando las potencias nominales de las turbinas escogidas.

### 3.3. Perfiles solares

Los perfiles generación solar se obtuvieron de [17]. Los cuales corresponden a la energía horaria generada para el año 2010. Se obtuvieron cuatro perfiles (uno por cada zona) de energía horaria generada para 8760 horas.

Como datos de entrada, se utilizó un panel de 1  $[kW]$  para obtener la potencia generada de cada zona. Además, se consideró una inclinación igual a la latitud del lugar y seguimiento en eje horizontal.

El punto de medición de cada zona se escogió de acuerdo a la ubicación de la(s) central(es) solares de mayor potencia, estos se indican en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4: Lugares de medición de la Irradiancia solar**

Zona	Lugar de medición
1	Calama
2	Copiapó
3	Vicuña
4	Santiago

### 3.4. Hidrologías

Se obtuvieron caudales de las 14 centrales (de embalse y pasada) más grandes del sistema para tres años en específico: 1998 (hidrología seca), 2008 (hidrología media) y 1972 (hidrología húmeda). Esta información se encuentra en el programa PLP (programación de largo plazo) que lleva a cabo el centro de energía [28].

Notar que los escenarios seco y húmedo corresponden a los años hidrológicos más extremos considerados en el PLP. Se escogieron estos con el fin de hacer una representación más extrema de los recursos hidráulicos disponibles.

Los caudales del programa son para cada 8 días, por lo que se replicaron los valores para todas aquellas horas que están entre un dato y otro. Así se obtuvo un vector de 26.280 valores (los 3 años mencionados) de caudales para cada central.

Después se calcularon las potencias máximas por central para cada hora. Esto se hace multiplicando el caudal por el rendimiento  $\eta$  (en  $[\frac{MW \cdot s}{m^3}]$ ) de cada central.

Finalmente, para cada hora se obtuvo un valor de potencia máxima promedio en  $[p.u]$ , dividiendo la suma de todas las potencias máximas por la potencia instalada total considerada.

Por lo tanto, el resultado final de esta actividad corresponde a un vector de 26.280 potencias en  $[p.u]$ , el cual representa la generación máxima horaria de cada central hidráulica del sistema.

### 3.5. Demandas

Partiendo de una demanda base del año 2014, la demanda se proyectó al año 2025 usando las tasas de crecimiento de la demanda, obtenidas de las fijaciones de precio de nudo de la CNE. Las tasas utilizadas se observan en la Tabla 3.5, notar que estos valores son estimados para distintas zonas del sistema, de acuerdo a la CNE.

**Tabla 3.5: Tasas de crecimiento de la demanda por zonas, de acuerdo, a los ITD**

Año	SING	Norte	Centro	Itahue	Concepción	Sur	Austral
2014	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2015	7%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
2016	5%	7%	3%	4%	3%	3%	4%
2017	5%	10%	3%	4%	3%	3%	4%
2018	5%	7%	4%	4%	4%	4%	4%
2019	5%	13%	3%	4%	3%	3%	4%
2020	5%	7%	4%	4%	4%	4%	4%
2021	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2022	4%	7%	4%	4%	3%	3%	3%
2023	4%	2%	4%	4%	4%	4%	3%
2024	5%	3%	4%	4%	4%	4%	3%
2025	4%	4%	3%	4%	3%	3%	3%

La demanda base está especificada para cada barra del sistema equivalente y es horaria.

Luego de identificar a qué zona pertenecía cada barra del sistema, la demanda se proyectó barra por barra hasta el año 2025. La demanda base promedio de cada barra para el año 2025 se encuentra en el Anexo I.

La energía prevista total para cada año se presenta en la Tabla 3.6.

**Tabla 3.6: Demanda prevista, de acuerdo a las tasas de crecimiento**

Año	Demanda [GWh]
2014	64.721
2015	66.800
2016	69.561
2017	72.743
2018	76.145
2019	79.791
2020	83.425
2021	86.949
2022	90.557
2023	94.009
2024	97.735
2025	101.373

### 3.6. Clusterización

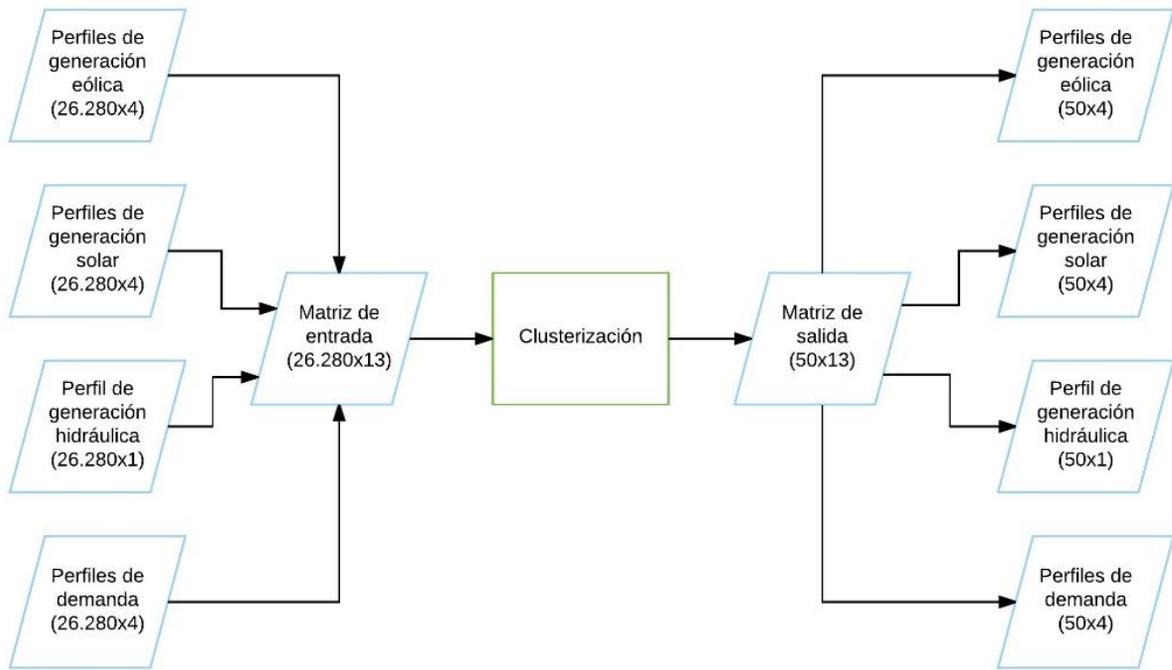
La idea del proceso de clusterización es agrupar puntos (con una o más dimensiones) que se encuentran cercanos entre sí, estos puntos se identifican con un determinado clúster o grupo (bloque para este caso). En el caso de este trabajo, cada punto (hora) tiene dimensión 13, como se explica en la Figura 3.3.

En este trabajo se utilizó el método kmeans, el cual consiste en tomar los puntos y asignarlos al clúster cuyo valor medio (centroide) es el más cercano. En este proceso se parte con cierto centroide, el cual define los límites del clúster (en base a la distancia euclidiana). Los puntos más cercanos a este centroide son identificados dentro del clúster. Luego se va recalculando el centroide en un proceso iterativo, por lo que los límites del clúster van cambiando y, por lo tanto, los puntos pertenecientes a él pueden cambiar a otro clúster. El proceso termina cuando el centroide de cada clúster no cambia.

Para este trabajo se consideran 26.280 puntos, que son básicamente la cantidad de valores (horas) del perfil de generación hidráulica. Dado que se tenían 8760 valores para los perfiles de viento, de sol y la demanda, estos valores simplemente se repitieron 3 veces para lograr igualar el tamaño del vector de hidrologías.

A partir de los perfiles de los recursos renovables (agua, viento y sol) y las demandas, se realiza el proceso de clusterización, en el que se toma como entrada 26.280 valores de los 4 perfiles solares, los 4 perfiles eólicos, el perfil de hidrologías y las 4 demandas, en otras palabras, se tiene como entrada una matriz de 26.280 x 13 datos.

Estos 26.280 datos de dimensión 13 se organizan en 50 bloques (función kmeans en Matlab). De cada una de estos bloques se rescata el centroide (o valor medio), el cual es simplemente un punto de dimensión 13, este punto será utilizado como condición de operación. Por lo tanto, se obtienen 50 valores para cada perfil, lo que equivale a una matriz de 50 x 13.



**Figura 3.3: Ejercicio de clusterización**

En la Figura 3.3 se describe el proceso de clusterización. En ella se puede ver claramente las dimensiones de cada perfil de entrada, y las dimensiones de cada perfil de salida.

En la Figura 3.4 se muestra la duración en horas de cada bloque. Notar que la cantidad de horas equivale al número de elementos del clúster. Los bloques se ordenaron según la demanda total del sistema (de mayor a menor).

### Duración de los bloques

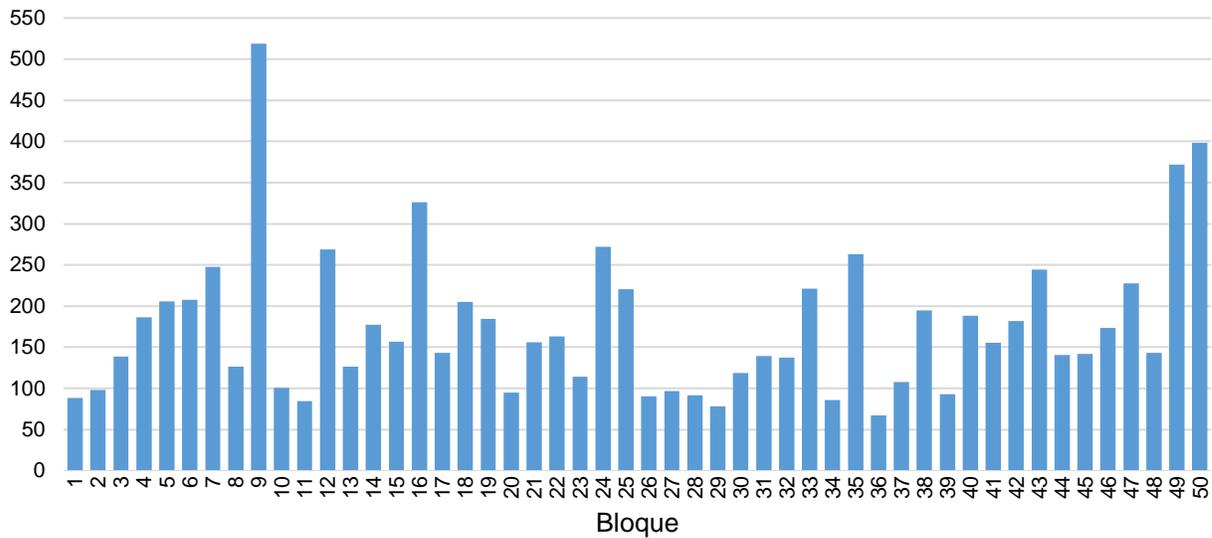


Figura 3.4: Duración de cada bloque en horas.

En la Figura 3.5 se observan las potencias normalizadas solares obtenidas del proceso de clusterización. Se observa que los perfiles de cada zona son muy similares entre sí para una demanda dada, lo cual es esperable ya que la radiación solar entre las zonas suele variar poco a la misma hora del día.

También se tienen 22 bloques en que el recurso solar es nulo o casi nulo (dado que se captura el centroide de cada clúster es difícil obtener valores exactamente iguales a cero), ocurriendo principalmente en las horas de menor demanda. Además, para las demandas más grandes se tiene mayor disponibilidad del recurso solar.

### Potencias normalizadas de la generación solar año 2025

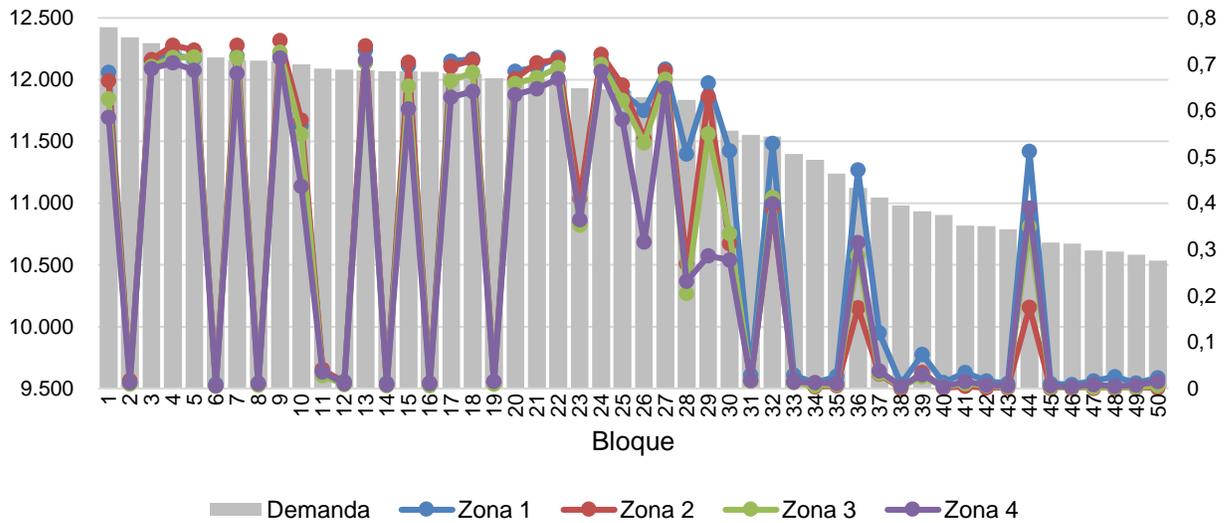


Figura 3.5: Potencias normalizadas de generación solar para cada zona (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo)

La Figura 3.6 muestra las potencias normalizadas para la generación eólica, se observa que éstas varían entre las distintas zonas para una misma condición de operación, es decir, se tiene mayor variabilidad del recurso en comparación a la radiación solar.

### Potencias normalizadas generación eólica

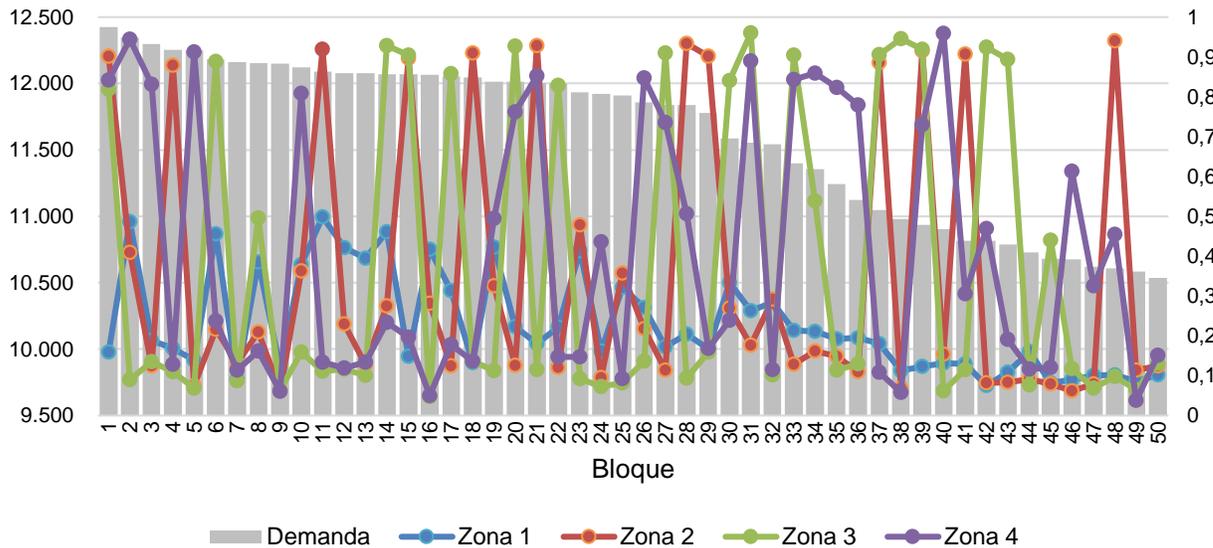
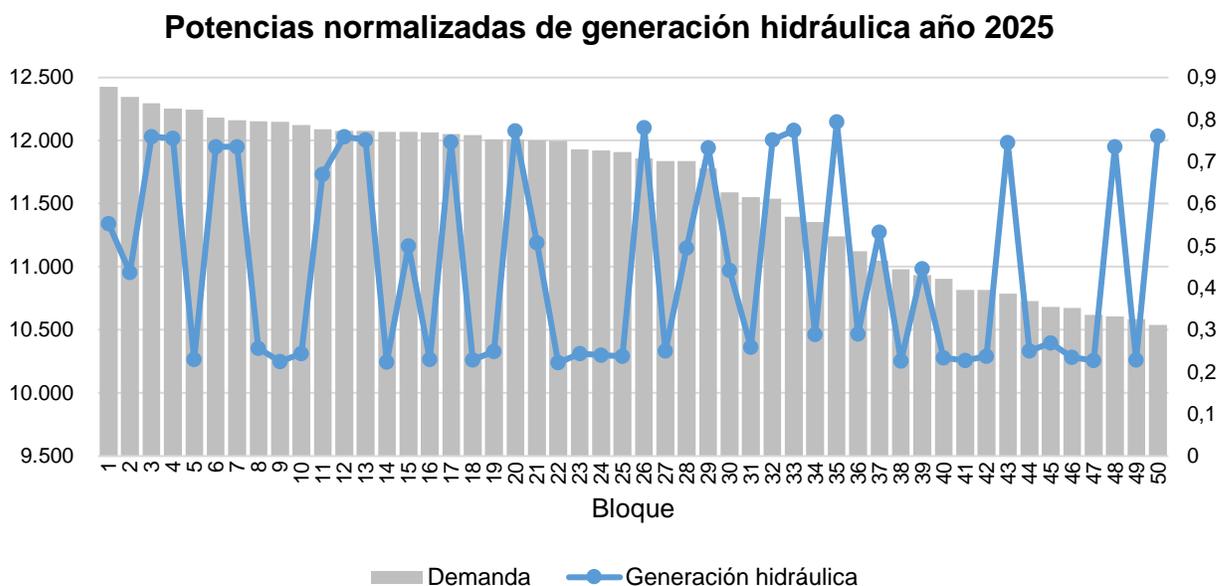


Figura 3.6: Potencias normalizadas de generación eólica para cada zona (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo)

Finalmente, en la Figura 3.7 se observan las potencias normalizadas para la generación hidráulica. Recordar que en estos 50 bloques se han representado la hidrologías seca, media y húmeda.



**Figura 3.7: Potencias normalizadas de generación hidráulica para todas las zonas (p.u en eje derecho, MW en el izquierdo)**

Se puede ver que la potencia varía bastante, alcanzando valores máximos de 0,8 [p.u] y valores mínimos de 0,2 [p.u].

### 3.7. Parque generador actualizado al año 2025

El parque generador utilizado corresponde a una representación reducida de las centrales que operan actualmente y aquellas que están en construcción, de acuerdo a información proporcionada por los informes de fijación de precios de nudo [1]. Además, se agregaron las obras indicativas del informe técnico definitivo de abril de 2016. El conjunto de todas estas centrales es lo que se llamará de ahora en adelante, escenario 1.

En la Figura 3.8 se observa la distribución de la capacidad total por tipo de central (termoeléctrica, solar, hidroeléctrica y eólica) para el año 2025.

### Distribución de la capacidad por tipo de central

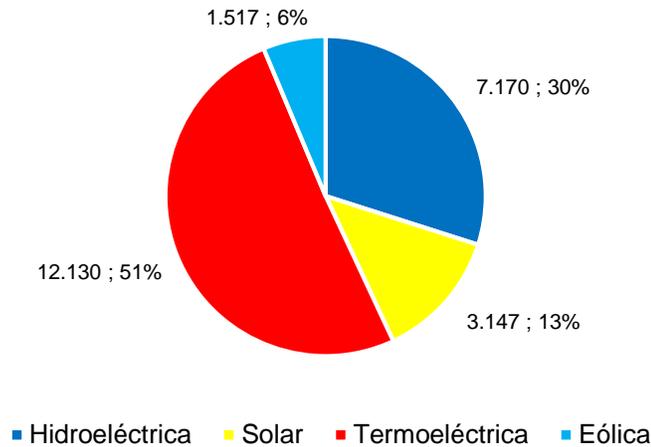


Figura 3.8: Distribución del parque generador por tipo de central, en GW y en %

El sistema tiene una capacidad instalada total de 23.964 [MW]. Se observa que más del 50% de la capacidad pertenece a centrales termoeléctricas. Luego siguen las centrales hidroeléctricas con un 30 [%] de la capacidad instalada, las cuales corresponden a centrales de embalse y de pasada. Finalmente están las centrales solares y eólicas, con un 13 [%] y 6 [%] de la capacidad instalada respectivamente. En la Tabla 3.7 se tiene la distribución de las tecnologías térmicas.

Tabla 3.7: Tecnologías térmicas

Tecnología	Potencia Instalada [MW]
Petróleo Diésel	3.510
Licor Negro-Petróleo N°6	37
GNL	2.402
Desechos Forestales	26
Carbón	4.968
Biomasa-Petróleo N°6	46
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	159
Biomasa	191
Petróleo IFO-180	210
Otro	18
Geotermia	48
Gas Natural	517
Total	12.130

Para ver los detalles del parque generador utilizado, ir al Anexo II.

### 3.8. Escenarios de generación a simular

En ese capítulo se especifican los escenarios de generación a simular, en total son 6. Notar que 5 de los 6 escenarios se definieron incrementando en cierta tasa, la potencia instalada de un tipo de central (eólica, solar o hidráulica). De este modo, se podrá analizar lo que sucede cuando aumenta la penetración de centrales renovables al 2025, ante una posible disminución en sus costos de inversión o un aumento en el costo de centrales convencionales.

#### 3.8.1. Escenario 1

Este escenario considera que el parque generador está compuesto por las centrales existentes, las que están en construcción y aquellas indicativas del último informe técnico de precio de nudo de la CNE (abril de 2016).

En las siguientes tablas se observan las centrales hidroeléctricas, solares y eólicas en construcción del último informe de precio de nudo.

**Tabla 3.8: Centrales hidroeléctricas en construcción**

Nombre de la central	Tipo de central	Fecha puesta en servicio	Barra de conexión	Pmax [MW]	Costo variable [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	Estado
La Montaña 01	Hidroeléctrica	Abr-16	Itahue_220	3	5	Construcción
Rio Colorado	Hidroeléctrica	Jun-16	Ancoa_220	15	5	Construcción
Ancoa	Hidroeléctrica	Jul-16	Ancoa_220	27	5	Construcción
La Mina	Hidroeléctrica	Sept-16	Ancoa_220	34	5	Construcción
Las Nieves	Hidroeléctrica	Abr-17	Temuco_220	6,5	5	Construcción
Nuble	Hidroeléctrica	Oct-18	Ancoa_220	136	5	Construcción
Los Cóndores	Hidroeléctrica	Dic-18	Ancoa_220	150	5	Construcción
Las Lajas	Hidroeléctrica	Dic-18	Alto_Jahuel_220	267	5	Construcción
Alfalfal 2	Hidroeléctrica	May-18	Alto_Jahuel_220	264	5	Construcción
San Pedro	Hidroeléctrica	Oct-20	Los_Ciruelos_220	170	5	Construcción
Hidroeléctrica VII Región 02	Hidroeléctrica	Oct-19	Ancoa_220	20	5	Indicativa
Hidroeléctrica VII Región 03	Hidroeléctrica	Ene-22	Ancoa_220	20	5	Indicativa
Total				1.113		

**Tabla 3.9: Centrales solares en construcción**

Nombre de la central	Tipo de central	Fecha puesta en servicio	Barra de conexión	Pmax [MW]	Costo variable $\left[\frac{US\$}{MWh}\right]$	Estado
Paruma	Solar	Abr-16	Crucero_220	21,4	6	Construcción
Pular	Solar	Abr-16	Crucero_220	28,9	6	Construcción
Pampa Camarones	Solar	May-16	Lagunas_220	6	6	Construcción
Bolero I	Solar	May-16	Encuentro_220	42	6	Construcción
Bolero II	Solar	Jun-16	Encuentro_220	42	7,7	Construcción
Finis Terrae II	Solar	Jun-16	Puerto_Montt_220	69	7,7	Construcción
Lascar	Solar	Jul-16	Crucero_220	30	7,7	Construcción
Lascar II	Solar	Jul-16	Crucero_220	34,6	7,7	Construcción
Bolero III	Solar	Ago-16	Encuentro_220	21,4	7,7	Construcción
Uribe Solar	Solar	Oct-16	Encuentro_220	50	7,7	Construcción
Blue Sky 1	Solar	Oct-16	Encuentro_220	34	7,7	Construcción
Blue Sky 2	Solar	Oct-16	Encuentro_220	51,6	7,7	Construcción
Bolero IV	Solar	Oct-16	Encuentro_220	41	7,7	Construcción
PV Cerro Dominador	Solar	Oct-16	Encuentro_220	100	7,7	Construcción
Arica Solar 1_E1	Solar	Ene-17	Tarapaca_220	20,01	7,7	Construcción
Arica Solar 1_E2	Solar	Ene-17	Tarapaca_220	22	7,7	Construcción
Quillagua I	Solar	Mar-17	Crucero_220	23	7,7	Construcción
Cerro Dominador	Solar	Jun-17	Encuentro_220	110	7,7	Construcción
Huatacondo	Solar	Sept-17	Lagunas_220	98	7,7	Construcción
Quillagua II	Solar	Oct-17	Crucero_220	27	7,7	Construcción
Usya	Solar	Oct-17	Crucero_220	25	7,7	Construcción
Quillagua III	Solar	Jun-18	Crucero_220	50	7,7	Construcción
Conejo Etapa I	Solar	Abr-16	Diego_de_Almagro_220	104,5	7,7	Construcción
Pampa Solar Norte	Solar	Abr-16	Diego_de_Almagro_220	69	7,7	Construcción
La Silla	Solar	Abr-16	Pan_de_Azucar_220	1,9	7,7	Construcción
Chuchiñi	Solar	May-16	Los_Vilos_220	2,88	7,7	Construcción
Santa Julia	Solar	May-16	Quillota_220	3	7,7	Construcción
Solar Carrera Pinto 02	Solar	Jun-16	Cardones_220	77	7,7	Construcción
Los Loros	Solar	Jun-16	Cardones_220	50	7,7	Construcción
Abasol	Solar	Ago-16	Maitencillo_220	61,5	7,7	Construcción
Quilapilún	Solar	Ago-16	Polpaico_220	103,2	7,7	Construcción
El Romero	Solar	Sept-16	Maitencillo_220	196	7,7	Construcción
Divisadero	Solar	Sept-16	Maitencillo_220	65	7,7	Construcción
Chaka 01	Solar	Oct-16	Diego_de_Almagro_220	23	7,7	Construcción
Chaka 02	Solar	Oct-16	Diego_de_Almagro_220	27	7,7	Construcción
Pelicano	Solar	Oct-16	Maitencillo_220	100	7,7	Construcción
Guanaco Solar	Solar	Ene-17	Diego_de_Almagro_220	50	7,7	Construcción
PFV Olmué	Solar	Ene-17	Polpaico_220	144	7,7	Construcción
Valleland	Solar	Ene-17	Cardones_220	67,4	7,7	Construcción
Margarida	Solar	Abr-17	Diego_de_Almagro_220	28	7,7	Construcción
Valle Solar	Solar	Ago-18	Maitencillo_220	74	7,7	Construcción
Total				2.194		

**Tabla 3.10: Centrales eólicas en construcción**

Nombre de la central	Tipo de central	Fecha puesta en servicio	Barra de conexión	Pmax [MW]	Costo variable $\left[\frac{US\$}{MWh}\right]$	Estado
Renaico	Eólica	Abr-16	Temuco_220	88	7,7	Construcción
Los Buenos Aires	Eólica	Abr-16	Charrua_220	24	7,7	Construcción
La Esperanza	Eólica	Abr-16	Charrua_220	10,5	7,7	Construcción
Eq Coronel (Las peñas, Raki, Huajacha)	Eólica	Abr-16	Hualpen_220	33,37	7,7	Construcción
Las Peñas	Eólica	May-16	Hualpen_220	8,4	7,7	Construcción
San Juan	Eólica	Jun-16	Pan_de_Azucar_220	184,8	7,7	Construcción
Sierra Gorda	Eólica	Ago-16	Encuentro_220	112	7,7	Construcción
San Pedro II	Eólica	Ago-16	Puerto_Montt_220	65	7,7	Construcción
Cabo Leones I	Eólica	Abr-17	Maitencillo_220	115,5	7,7	Construcción
Total				633		

### 3.8.2. Escenario 2

Este escenario considera un incremento del 35 [%] en la potencia instalada de las centrales solares del escenario 1. Este incremento surge de la potencia adicional que se obtiene al aumentar, en un 50 [%] la potencia instalada de las centrales que están en construcción (ver Tabla 3.9), lo cual es equivalente a aumentar en 1097 [MW] la potencia instalada de las centrales solares.

### 3.8.3. Escenario 3

Este escenario considera un incremento del 70 [%] en la potencia instalada de las centrales solares del escenario 1. Este incremento surge de la potencia adicional que se obtiene al aumentar, en un 100 [%] la potencia instalada de las centrales que están en construcción (ver Tabla 3.9), lo cual es equivalente a aumentar en 2.194 [MW] la potencia instalada de las centrales solares.

### 3.8.4. Escenario 4

Este escenario considera un incremento del 21 [%] en la potencia instalada de las centrales eólicas del escenario 1. Este incremento surge de la potencia adicional que se obtiene al aumentar, en un 50 [%] la potencia instalada de las centrales que están en construcción (ver Tabla 3.10), lo cual es equivalente a aumentar en 317 [MW] la potencia instalada de las centrales eólicas.

### 3.8.5. Escenario 5

Este escenario considera un incremento del 42 [%] en la potencia instalada de las centrales eólicas del escenario 1. Este incremento surge de la potencia adicional

que se obtiene al aumentar, en un 100 [%] la potencia instalada de las centrales que están en construcción (ver Tabla 3.10), lo cual es equivalente a aumentar en 633 [MW] la potencia instalada de las centrales eólicas.

### 3.8.6. Escenario 6

Este escenario considera un incremento del 16 [%] en la potencia instalada de las centrales hidráulicas del escenario 1. Este incremento surge de la potencia adicional que se obtiene al aumentar, en un 100 [%] la potencia instalada de las centrales que están en construcción (ver Tabla 3.8), lo cual es equivalente a aumentar en 1.113 [MW] la potencia instalada de las centrales hidroeléctricas.

### 3.8.7. Comparación entre escenarios

En la Tabla 3.11 se presentan las potencias instaladas por tecnología para los 6 escenarios considerados.

**Tabla 3.11: Potencias instaladas (en MW) para los 6 escenarios**

Escenario	Hidroeléctrica	Solar	Termoeléctrica	Eólica
Escenario 1	7.170	3.147	12.130	1.517
Escenario 2	7.170	4.244	12.130	1.517
Escenario 3	7.170	5.342	12.130	1.517
Escenario 4	7.170	3.147	12.130	1.833
Escenario 5	7.170	3.147	12.130	2.150
Escenario 6	8.283	3.147	12.130	1.517

El escenario con mayor aumento de potencia instalada es el escenario 3, con 2195 [MW] de incremento. Mientras que el escenario 4 es el de menor incremento de potencia, con 316 [MW].

### 3.8.8. Escenario alternativo

Este escenario representa un incremento no previsto en la potencia instalada de las centrales solares y eólicas. Es decir, se decide instalar centrales en años cercanos al año de estudio (2025), para que estas entren en operación en ese año.

Esta decisión podría darse 2 o 3 años antes. En ese intervalo de tiempo se alcanza a construir una central solar/eólica, sin embargo, no se alcanzan a instalar nuevas líneas de transmisión que permitan la correcta inyección de energía de estas nuevas centrales al sistema. Por lo tanto, la única alternativa viable para descongestionar el sistema en el año de estudio son los equipos FACTS, los cuales tienen tiempos de instalación menores a los de las líneas de transmisión.

Este escenario considera un incremento del 100% de la capacidad instalada de las centrales solares y eólicas del escenario 1 (3.147 [MW] adicionales para las solares y 1.517 [MW] para las eólicas).

Por último, se asume que el sistema de transmisión ha sido expandido para optimizar el escenario 1.

### 3.9. Formulación matemática del problema de optimización

La presente sección desarrolla y explica el modelo de planificación utilizado en este trabajo.

El problema de planificación desarrollado corresponde a un flujo óptimo de potencia en DC (DCOPF), el cual determina la infraestructura óptima a instalar para cada tramo del sistema. Esto significa que el modelo determina si es conveniente agregar infraestructura en los tramos y qué tipo de infraestructura: FACTS o nuevas líneas/transformadores.

La nueva infraestructura es penalizada en la función objetivo del problema, por lo tanto, el modelo entrega las futuras instalaciones que permiten minimizar los costos de inversión y de operación del sistema. Entonces, al realizar simulaciones en este modelo se obtienen las instalaciones futuras óptimas a construir.

#### 3.9.1. Modelo que localiza FACTS para varias condiciones de operación

Este modelo se basa en lo presentado en la sección 2.4. Se le ha añadido la posibilidad de resolver el problema para más de una condición de operación ( $t \geq 1$ ). Notar que la segunda etapa del problema encuentra una única localización de FACTS para todas las horas (o condiciones de operación).

$$\min \sum_t \sum_g c_g \cdot P_{g,t} + \sum_t \sum_n ENS_{n,t} \cdot C \quad (3.1)$$

$$0 \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max} \quad \forall g, t \quad (3.2)$$

$$-F_{k,t}^{max} \leq F_{k,t} \leq F_{k,t}^{max} \quad \forall k, t \quad (3.3)$$

$$F_{k,t} - B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) = 0 \quad \forall k, t \quad (3.4)$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_{k,t} - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_{k,t} + \sum_{g \in g(n)} P_{g,t} + ENS_{n,t} = d_{n,t} \quad \forall n, t \quad (3.5)$$

La primera etapa del modelo (expresiones ( 3.1 )-( 3.5 )) corresponde al DCOPF para varias condiciones de operación. Además, se agregó una matriz de variables  $ENS_{n,t}$  (energía no suministrada), las cuales toman los valores de la pérdida de carga que se produce cuando la saturación de las líneas impide abastecer la totalidad de la

demanda. Se penalizó la energía no suministrada con una constante  $C$ , la cual toma un valor muy alto. Así se fuerza a que el problema entregue resultados similares a los de un despacho sin pérdida de carga.

De esta etapa se obtienen valores de  $\theta_n$  y  $\theta_m$  para cada período  $t$ . Entonces, el vector que almacena el signo de la dirección de los flujos,  $z_k^0$ , pasa a ser una matriz,  $z_{k,t}^0$ , que almacena los signos de los flujos para cada período  $t$ .

En este trabajo se asumió que la potencia mínima de los generadores para todos los períodos  $t$  es 0. Mientras que las potencias máximas varían en cada período y dependen de la disponibilidad del recurso asociado (excepto para las termoeléctricas). Por lo tanto, las potencias máximas se representan mediante una matriz de 225 filas (total de generadores) y 50 columnas (50 bloques).

$$\min \sum_t \sum_g c_g \cdot P_{g,t} \quad (3.6)$$

$$P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max} \quad \forall g, t \quad (3.7)$$

$$-F_k^{max} \leq F_{k,t} \leq F_k^{max} \quad \forall k, t \quad (3.8)$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_{k,t} - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_{k,t} + \sum_{g \in g(n)} P_{g,t} = d_{n,t} \quad \forall n, t \quad (3.9)$$

$$F_{k,t} \geq B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - x_k \cdot M \quad \forall k, t \quad (3.10)$$

$$F_{k,t} \leq B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + x_k \cdot M \quad \forall k, t \quad (3.11)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{min} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \leq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.12)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{max} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - z_{k,t}^0 \cdot M) \leq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.13)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{max} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \geq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.14)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{min} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + z_{k,t}^0 \cdot M) \geq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.15)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_{n,t} + (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \geq \theta_{m,t} \quad \forall k, t \quad (3.16)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_{m,t} + z_{k,t}^0 \cdot M) \geq \theta_{n,t} \quad \forall k, t \quad (3.17)$$

$$x_k \in \{0,1\} \quad \forall k \quad (3.18)$$

$$\sum_k x_k \leq N_{FACTS} \quad (3.19)$$

$$M \gg \text{Max}\{F_k + B_k \cdot (\theta_m - \theta_n)\} \quad (3.20)$$

La segunda etapa del modelo toma como entrada la matriz binaria  $z_{k,t}^0$  y resuelve el problema anterior, cuyas restricciones están explicadas en la sección 2.4. Notar que

el vector de variables binarias  $x_k$  representa una localización óptima para todas las condiciones de operación.

### 3.9.2. Modelo que localiza FACTS y expande tramos para más de una condición de operación

En la presente sección se continúa con el modelo presentado en la subsección 3.9.1, al cual se le agrega la posibilidad de expandir tramos del sistema, como se explica en la sección 2.5.

$$\min \sum_t \sum_g c_g \cdot P_{g,t} + \sum_t \sum_n ENS_{n,t} \cdot C \quad (3.21)$$

$$P_{g,t}^{min} \cdot y_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max} \cdot y_{g,t} \quad \forall g, t \quad (3.22)$$

$$-F_{k,t}^{max} \leq F_{k,t} \leq F_{k,t}^{max} \quad \forall k, t \quad (3.23)$$

$$F_{k,t} - B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) = 0 \quad \forall k, t \quad (3.24)$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_{k,t} - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_{k,t} + \sum_{g \in g(n)} P_{g,t} + ENS_{n,t} = d_{n,t} \quad \forall n, t \quad (3.25)$$

La primera etapa del problema sigue siendo la misma al de la subsección anterior, es decir, se buscan las direcciones de los flujos y se almacenan en la matriz  $z_k^0$ . No se considera la instalación de infraestructura.

$$\min \sum_t \sum_g c_g \cdot P_{g,t} + \sum_k x_k \cdot C_{Fk} + \sum_l \sum_k L_{k,l} \cdot l \cdot C_{Lk} + \sum_t \sum_k ModB_{k,t} \cdot \frac{1}{K} \quad (3.26)$$

$$P_{g,t}^{min} \cdot y_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max} \cdot y_{g,t} \quad \forall g, t \quad (3.27)$$

$$F_{k,t} \leq F_k^{max} + \sum_l F_{2k,l}^{max} * L_{k,l} \quad \forall k, t \quad (3.28)$$

$$F_{k,t} \geq -F_k^{max} - \sum_l F_{2k,l}^{max} * L_{k,l} \quad \forall k, t \quad (3.29)$$

$$\sum_{k \in \sigma^+(n)} F_{k,t} - \sum_{k \in \sigma^-(n)} F_{k,t} + \sum_{g \in g(n)} P_{g,t} = d_{n,t} \quad \forall n, t \quad (3.30)$$

$$F_{k,t} \geq B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - (x_k + \sum_l L_{k,l}) \cdot M \quad \forall k, t \quad (3.31)$$

$$F_{k,t} \leq B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + (x_k + \sum_l L_{k,l}) \cdot M \quad \forall k, t \quad (3.32)$$

$$F_{k,t} \geq B_{2k,l} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - (1 - L_{k,l}) \cdot M \quad \forall k, l, t \quad (3.33)$$

$$F_{k,t} \leq B_{2k,l} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + (1 - L_{k,l}) \cdot M \quad \forall k, l, t \quad (3.34)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{min} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \leq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.35)$$

$$M \cdot (x_k - 1) + (B_k^{max} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) - z_{k,t}^0 \cdot M) \leq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.36)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{max} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \geq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.37)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (B_k^{min} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) + z_{k,t}^0 \cdot M) \geq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.38)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_{n,t} + (1 - z_{k,t}^0) \cdot M) \geq \theta_{m,t} \quad \forall k, t \quad (3.39)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + (\theta_{m,t} + z_{k,t}^0 \cdot M) \geq \theta_{n,t} \quad \forall k, t \quad (3.40)$$

$$x_k \in \{0,1\} \quad \forall k \quad (3.41)$$

$$\sum_k x_k \leq N_{FACTS} \quad (3.42)$$

$$M \gg \text{Max}\{F_k + B_k \cdot (\theta_m - \theta_n)\} \quad (3.43)$$

$$M \cdot (1 - x_k) + \text{Mod}B_{k,t} + B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) \geq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.44)$$

$$M \cdot (x_k - 1) - \text{Mod}B_{k,t} + B_k \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) \leq F_{k,t} \quad \forall k, t \quad (3.45)$$

$$\sum_l L_{k,l} + x_k \leq 1 \quad \forall k \quad (3.46)$$

Las ecuaciones ( 3.26 ) - ( 3.34 ) corresponden a la segunda etapa del problema.

En la función objetivo se agregaron los costos (anualidades) asociados a la instalación de nueva infraestructura. El término  $C_{Fk}$  representa la anualidad de instalar un FACTS para el tramo  $k$ . Por otro lado, el término  $C_{Lk}$  representa la anualidad de realizar una expansión en el tramo  $k$ . Los valores de estos parámetros se encuentran en el Anexo III, y la explicación del cálculo se expone la subsección 3.10.

La variable binaria  $x_k$  indica con un 1 o 0 si se instala o no un FACTS en la línea  $k$ . Por otro lado, la variable binaria  $L_{k,l}$  indica con un 1 o 0 si se realizan  $l$  expansiones en el tramo  $k$ . Se consideran hasta 2 expansiones por tramo, por lo tanto,  $l \in \{1,2\}$ . Además, para cada tramo solo se puede tomar una acción: realizar una cantidad determinada de expansiones, instalar un FACTS o no instalar infraestructura. Esto queda expresado mediante la restricción ( 3.46 ).

Además, se agregó una variable  $\text{Mod}B_{k,t}$ , la cual captura (para una línea  $k$  en la que se instala un FACTS) la diferencia entre el flujo y el valor que tendría el flujo sin ningún tipo de compensación, de este modo se hace una pequeña penalización por concepto de compensación y así se evita que el FACTS haga compensaciones que no significan un ahorro en la operación del sistema. Las restricciones ( 3.44 ) y ( 3.45 ) expresan estas relaciones.

También se agregaron en las restricciones de flujo máximo, las capacidades de las expansiones posibles a realizar multiplicadas por su respectiva variable binaria. De esta forma, si el problema decide expandir un tramo, el flujo puede alcanzar valores mayores por dicho tramo.

En el caso que se instale un FACTS en la línea  $k$ , el conjunto de restricciones ( 3.31 ) y ( 3.32 ) quedan acotadas por valores muy grande, ya que  $x_k$  toma valor 1. De la misma manera, el conjunto de restricciones ( 3.33 ) y ( 3.34 ) queda acotado por un valor grande, debido a que  $L_{k,l}$  es 0 para cualquier  $l$  (consecuencia de la restricción ( 3.46 )). Las restricciones de los flujos asociados a las líneas donde se instalan FACTS están explicadas en la sección 2.4.

En caso que se expanda un tramo, el conjunto de restricciones ( 3.31 ) y ( 3.32 ) vuelven a quedar acotadas por valores muy grandes. Lo mismo ocurre con las restricciones de flujo de los FACTS (( 3.35 )-( 3.40 ) y ( 3.44 )-( 3.45 )), ya que  $x_k$  necesariamente debe ser cero. Por lo cual, el conjunto de restricciones ( 3.33 ) y ( 3.34 ) son los que se imponen por sobre las demás. Observar que, por cada tramo, hay una cantidad determinada de expansiones (1 o 2 expansiones), por lo tanto, para un determinado  $l$  las restricciones de flujo DC prevalecerán sobre las demás.

Los valores en los que es posible expandir cada tramo se encuentran en el Anexo I.

### 3.10. Costos de la infraestructura

En esta sección se explican los módulos de costos utilizados para calcular cuánto sale expandir un tramo, o instalar un equipo FACTS en él. Con esta información de entrada, la optimización determinará cuál es la mejor opción para cada tramo (expandirlo, instalar un FACTS o dejarlo tal cual). En el Anexo III se muestran los costos de la infraestructura para cada tramo.

En el caso de los tramos que representan líneas, los costos se desglosan en 3 componentes:

- Costos fijos: Representan los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de los paños e instalaciones comunes de las subestaciones.
- Costos de servidumbre: Para el cálculo se consideran una franja de 50 metros de ancho.
- Costos variables: Componente asociada a la capacidad y al largo de las líneas.

Estas componentes se calcularon obteniendo un promedio de las instalaciones troncales del estudio de transmisión troncal de la CNE. Aclarar que estos valores son para líneas de doble circuito. En la Tabla 3.12 se presentan estos valores.

**Tabla 3.12: Costos para líneas de doble circuito en 500 [kV] y 220 [kV]**

Nivel de tensión	Costos fijos [US\$]	Costos de servidumbre [ $\frac{US\$}{m^2}$ ]	Costos variables [ $\frac{US\$}{MW \cdot km}$ ]
500	26.200.000	1,40	646
220	8.400.000	1,40	1.209

En el caso de los tramos que representan transformadores, los costos se desglosan en dos componentes:

- Costos fijos: Representan los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de los paños e instalaciones comunes de las subestaciones.
- Costos variables: Asociada a la capacidad del transformador, costo por unidad de potencia.

**Tabla 3.13: Costos para transformadores 500/220 [kV]**

	Costos fijos [US\$]	Costos variables [ $\frac{US\$}{MW}$ ]
Transformador	17.400.000	21.200

Estas componentes también se calcularon obteniendo un promedio de las instalaciones troncales de acuerdo a la CNE.

Con respecto a los costos de los FACTS, se utilizó la función de costos presentada en la subsección 2.3.2. Por lo tanto, en base a la variación máxima de la reactancia y la capacidad nominal de cada línea se calculó el rango de operación  $S$ , el cual permite calcular el costo total del equipo. Los detalles de cómo se hicieron los cálculos y los costos para cada tramo se encuentran en el Anexo III.

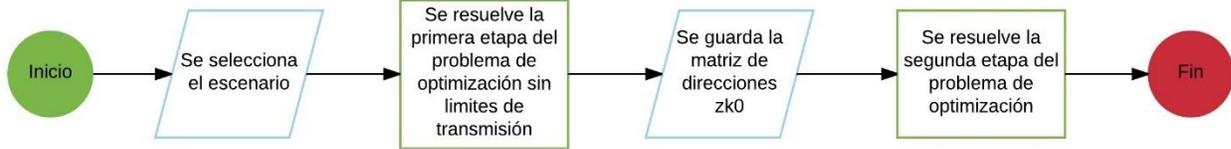
Luego de determinar los costos de los FACTS y las expansiones, se calculó la anualidad asumiendo una tasa de descuento del 10%, una vida útil de 40 años para las líneas/transformadores y 20 años para los equipos FACTS. Estas anualidades se agregan como entrada al problema de optimización, penalizando la función de costos cuando se instala un FACTS o se agrega más capacidad a los tramos.

### 3.11. Simulaciones

En la Figura 3.9 se observan los pasos lógicos que se siguieron para cada simulación. A continuación, se explica cada uno de ellos:

- 1- Se selecciona el escenario de generación a simular.
- 2- Se resuelve la etapa 1 del problema de localización, usando como entrada: los parámetros del sistema, los datos del parque generador, las condiciones de operación, los costos de la infraestructura y la información de los nuevos generadores a considerar (escogidos en el paso 1).
- 3- Las direcciones de los flujos por las líneas, obtenidas en el paso 2, se guardan como una matriz binaria  $zk0$ .

- 4- Se corre la segunda etapa del problema de optimización, usando como entrada los mismos datos del paso 2 y la matriz de direcciones  $zk_0$ .



**Figura 3.9: Pasos lógicos para cada simulación**

Se realizaron tres simulaciones por cada escenario, es decir, un total de 18 simulaciones.

La primera simulación consistió en correr el DCOPF sin infraestructura con el fin de determinar los vertimientos.

La segunda simulación consistió en forzar al problema no instalar equipos FACTS ( $N_{FACTS}=0$ ), por lo tanto, la simulación solo entregará expansiones de tramos como resultado de la optimización.

La tercera simulación permite la instalación de equipos FACTS y expansiones de tramos. Con estas dos últimas simulaciones se podrá analizar si los equipos FACTS atrasan las inversiones en nuevas líneas y disminuyen los costos del sistema.

## 4. Resultados

En este capítulo se mostrarán los resultados más importantes para las simulaciones con 50 condiciones de operación, haciendo comparaciones entre los distintos escenarios.

### 4.1. Infraestructura instalada

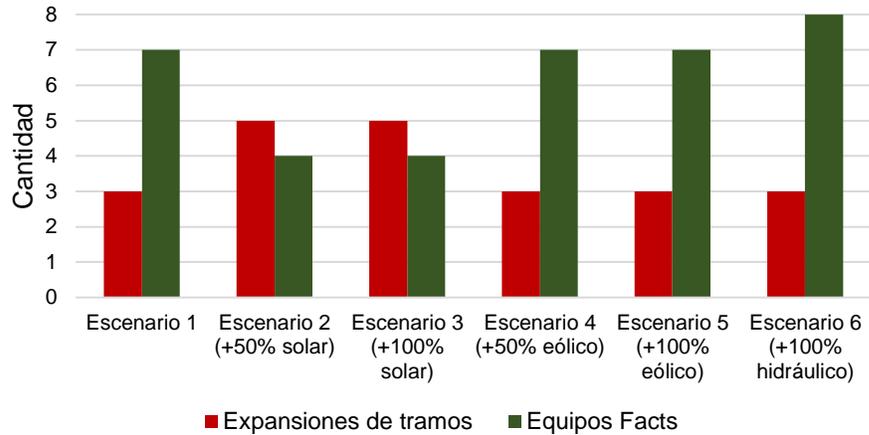
En la Figura 4.1 se presenta la cantidad de infraestructura obtenida como resultado de la optimización. Notar que los FACTS instalados y las expansiones pueden ser en diferentes tramos entre escenarios. Sin embargo, esto da una idea de la tendencia en cuanto a cantidad de infraestructura para distintos escenarios futuros de generación.

Para el escenario 1 (parque generador de la CNE), el problema entregó 3 expansiones de tramos y 7 equipos FACTS. Al simular sin equipos FACTS (ver Figura 4.1), el problema siguió entregando 3 expansiones de tramos, aunque distintas. Al analizar los tramos expandidos (sección 5.1), se observa un mayor gasto en líneas cuando se consideran FACTS en las simulaciones, por lo tanto, para este escenario los FACTS no constituyen una reducción del costo en infraestructura tradicional (líneas/transformadores).

Para el escenario 2 (incremento en 1097 [MW] de potencia instalada para las centrales solares), la optimización entregó 5 expansiones de tramos y sólo 4 FACTS. Sin embargo, al simular sin equipos FACTS, se obtienen 7 expansiones. Al analizar los costos de la infraestructura instalada (sección 5.2), se observa una reducción del 52 [%] en los costos de infraestructura tradicional (expansiones de tramos) al instalar equipos FACTS. Por lo tanto, en este escenario los FACTS ayudan a disminuir la inversión de líneas.

En el escenario 3 (incremento de 2.194 [MW] de potencia instalada para las centrales solares), la optimización nuevamente entrega 5 expansiones de tramos y 4 equipos FACTS. Además, al simular sin equipos FACTS se obtienen 8 expansiones. Si se analizan los costos de la infraestructura óptima (ver sección 5.3), se observa una reducción del 58 [%] en las inversiones en líneas/transformadores al instalar equipos FACTS.

### Infraestructura instalada para distintos escenarios.

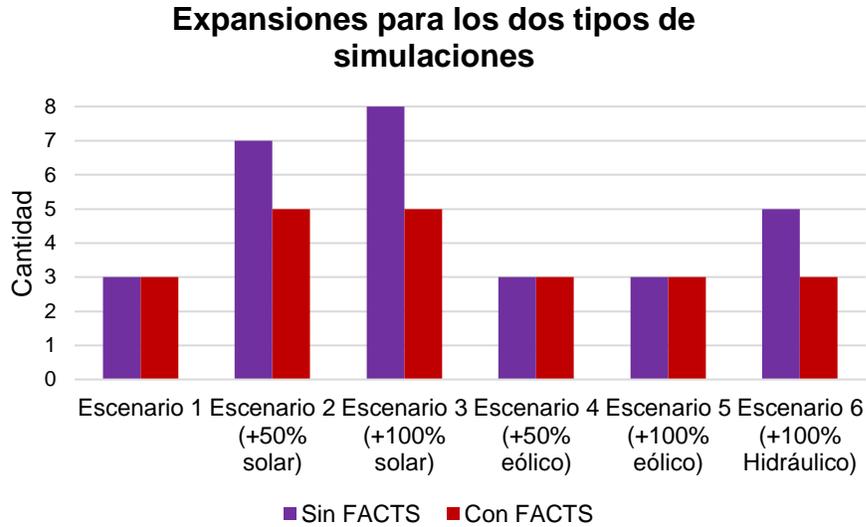


**Figura 4.1: Infraestructura instalada para los 6 escenarios**

En el escenario 4 (incremento de 316 [MW] de potencia instalada para las centrales eólicas), la optimización entrega 3 expansiones de tramos y 7 equipos FACTS. Además, al simular sin equipos FACTS se obtienen 3 expansiones, al igual que en el escenario base. En efecto, la infraestructura obtenida (ver sección 5.4) es la misma a la del escenario 1 para las simulaciones que consideran o no FACTS. Por lo tanto, el instalar FACTS aumenta la inversión en infraestructura tradicional (transformadores/líneas).

En el escenario 5 (incremento de 632 [MW] de potencia instalada para las centrales eólicas), la optimización entrega 3 expansiones de tramos y 8 equipos FACTS. Al simular sin equipos FACTS se obtienen 3 expansiones, y si se analizan los tramos expandidos y FACTS (ver sección 5.5), resultan ser los mismos a los del escenario 1 y 4.

En el escenario 6 (incremento de 1.113 [MW] de potencia instalada para las centrales hidroeléctricas), la optimización entrega 3 expansiones de tramos y 8 equipos FACTS. En cambio, al simular sin equipos FACTS se obtienen 5 expansiones. Al analizar los costos de la infraestructura instalada (ver sección 5.6) para ambos tipos de simulación (sin y con FACTS), se observa una reducción del 8,45 [%] en los costos de expandir los tramos al considerar FACTS en la planificación del sistema.

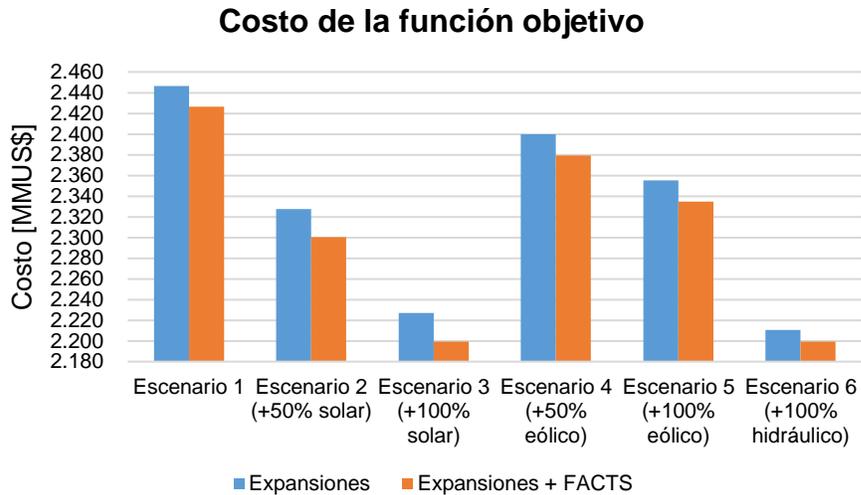


**Figura 4.2: Infraestructura instalada para los 6 escenarios**

En resumen, la mayor cantidad de FACTS se obtiene para el escenario 6, mientras que para los escenarios 2 y 3 solo se instalan 4 equipos FACTS. En los escenarios 1, 4 y 5 se obtiene la misma infraestructura instalada (FACTS y líneas), tanto para las simulaciones que consideran o no consideran FACTS, además se registra un aumento en los costos de inversión en expansiones al considerar FACTS en el problema. Por último, para los escenarios 2, 3 y 6 se reduce la inversión en líneas al considerar FACTS en la planificación del sistema.

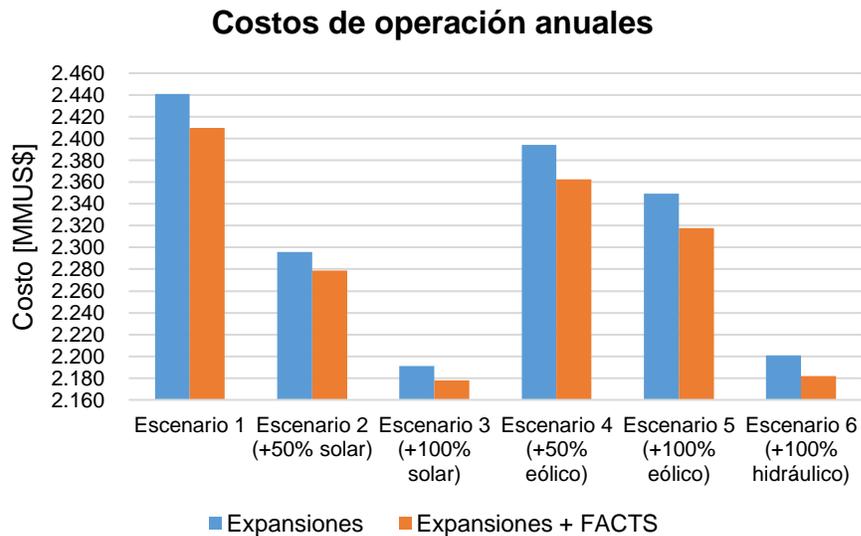
## 4.2. Costos y ahorros obtenidos

En la Figura 4.3 se presentan los costos de la función objetivo para el año 2025 para ambos tipos de simulaciones (DCOPF con expansión de tramos y expansión de tramos con instalación de FACTS). En todos los escenarios se observa un ahorro apreciable en el costo total cuando se considera instalar equipos FACTS. El mayor ahorro se obtiene para el escenario 3, con 27,8 [MMUS\$]. Además, se observa que el escenario 6 es el más económico. Los valores de los costos totales y de operación, junto a los respectivos ahorros, se encuentran en el Anexo IV.



**Figura 4.3: Costo de la función objetivo (costos de operación y de inversión) para el año 2025**

Los costos de operación para los 6 escenarios se exponen en la Figura 4.4. Se obtuvo un ahorro mayor para el escenario 5, alcanzando un 1,35 [%] de ahorro (equivalente a 31,6 [MMUS\$]), como lo muestra la Figura 4.5.



**Figura 4.4: Costos de operación para el año 2025**

A partir de estos dos gráficos, se observa que los mayores ahorros en los costos totales se presentan para los escenarios solares, ya que además de disminuir los costos de operación, los FACTS atrasan la instalación de nuevas líneas de transmisión (expansiones de tramos), reduciendo el costo de inversión total.

Por otro lado, los mayores ahorros en los costos de operación se producen en los escenarios eólicos.

### Ahorro en el costo de operación al considerar FACTS

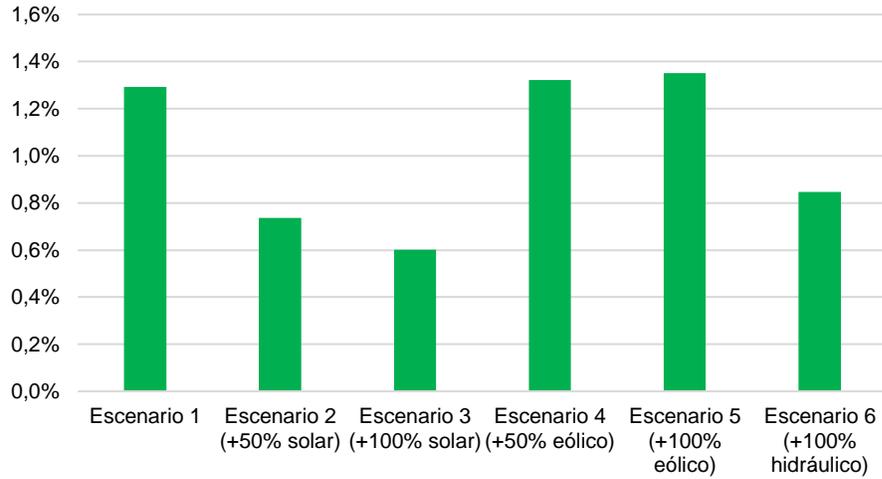


Figura 4.5: Ahorro porcentual en los costos de operación al considerar FACTS en la expansión del sistema

### 4.3. Vertimientos para los 6 escenarios

Los vertimientos se obtuvieron con la expresión

$$Vertimientos = \sum_b \sum_g D_b \cdot (P_{max_{g,b}} - P_{g,b}) \quad (4.1)$$

Donde:

- $b$ : índices para los bloques,  $b \in B$ ,  $B = \{1,2,3...50\}$
- $g$ : índice asociado a las centrales renovables
- $D_b$ : Duración del bloque  $b$  en horas
- $P_{max_{g,b}}$ : Potencia máxima de la central  $g$  en el bloque  $b$ , en MW
- $P_{g,b}$ : Potencia despachada de la central  $g$  en el bloque  $b$ , en MW

Los vertimientos por tecnología (hidráulica, solar y eólica) se muestran en la Tabla 4.1.

En el caso del despacho sin infraestructura (DCOPF), solo se obtuvieron vertimientos para las centrales hidráulicas. No se obtuvieron vertimientos ni para generación solar o eólica. Se observa que en los escenarios 4 y 5 se obtienen vertimientos marginalmente más grandes a los de los tres primeros escenarios. Esto tendría su explicación en que, al agregar capacidad eólica en el sistema, se incrementa la utilización de las líneas que están al sur de Alto Jahuel (centro de la demanda), produciéndose congestiones que aumentan los vertimientos hidráulicos. Para el escenario 6 se tienen más vertimientos producto del aumento de capacidad de las centrales hidráulicas.

Al agregar líneas (expansiones sin FACTS) se reducen drásticamente los vertimientos para los 6 escenarios. Solo se obtienen unos pequeños vertimientos para los 3 primeros escenarios.

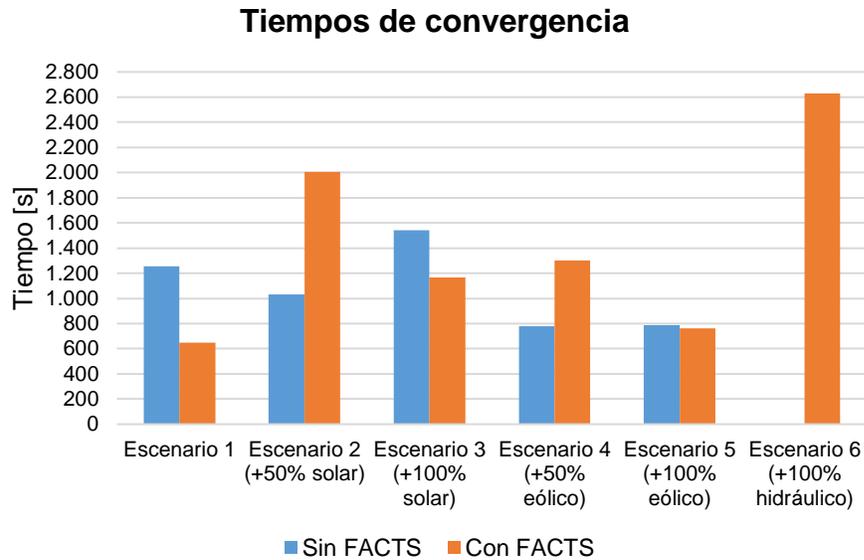
Al instalar FACTS y líneas en el sistema, los vertimientos son nulos para los 6 escenarios.

**Tabla 4.1: Vertimientos por tecnología para todas las simulaciones**

Vertimientos DCOPF [ <i>MWh</i> ]						
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Hidráulica	596.592	596.803	593.970	601.196	604.794	1.102.419
Solar	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0
Vertimientos al expandir Líneas [ <i>MWh</i> ]						
Hidráulica	2.700	2.850	1.500	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0
Vertimientos al expandir Líneas e instalar FACTS [ <i>MWh</i> ]						
Hidráulica	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0

#### 4.4. Tiempos de convergencia

En la Figura 4.6 se presentan los tiempos de duración en segundos para cada simulación, se observa que los escenarios 2 y 6 son los más intensos computacionalmente para la simulación que considera equipos FACTS, alcanzando una duración máxima de 2.600 [s]. Estos tiempos demuestran la buena escalabilidad del método de dos etapas, al no variar tanto el tiempo entre los distintos escenarios.



**Figura 4.6: Tiempos de cómputo para los 6 escenarios simulados**

Además, se resolvió el MILP que localiza equipos FACTS y líneas, es decir, usando  $zk_0$  como una variable, sin considerar las 2 etapas lineales para resolver el problema. Sin embargo, el problema no convergió para ninguno de los escenarios considerados.

Aclarar que estos tiempos dependen de la computadora en la que se realicen. Estas simulaciones se hicieron en estaciones de trabajo, de manera que realizarlas en servidores o supercomputadoras reduciría bastante estos tiempos.

#### 4.5. Escenario Alternativo

Para este escenario, se resolvió el DCOPF y el DCOPF que localiza FACTS, con el fin de determinar las mejoras en los ahorros y en los vertimientos obtenidos.

El costo total y de operación para cada simulación se presentan en la Tabla 4.2 y en la Tabla 4.3. Se observa un ahorro del 6,56 [%] en los costos de operación al instalar equipos FACTS en el sistema.

**Tabla 4.2: Costos totales del DCOPF y del DCOPF que localiza equipos FACTS**

Costo total sin considerar FACTS [USD]	Costo total considerando FACTS [USD]	Ahorro [%]
2.011.955.158	1.970.904.934	2,04

**Tabla 4.3: Costos de operación del DCOPF y del DCOPF que localiza equipos FACTS**

Costo de operación sin considerar FACTS [USD]	Costo de operación al considerar FACTS [USD]	Ahorro [%]
2.011.955.158	1.880.019.761	6,56

En la Tabla 4.4 se presentan los vertimientos de energía de las distintas tecnologías para el problema DCOPF y el problema que localiza FACTS.

Al instalar equipos FACTS, se observa una reducción de los vertimientos de energía hidráulica y de energía eólica. En cuanto a la energía hidráulica, se registra una reducción del 89,02 [%] en los vertimientos. Por otro lado, para la energía eólica se registra una reducción del 88,42 [%] en los vertimientos.

**Tabla 4.4: Vertimientos para el DCOPF y para el DCOPF que localiza FACTS**

Vertimientos DCOPF			
	Energía disponible [MWh]	Vertimientos [MWh]	Vertimientos [%]
Hidráulica	27.923.241	592.529	2,12%
Solar	16.379.992	0	0,00%
Eólica	8.399.698	128.198	1,53%
Vertimientos al instalar FACTS			
	Energía disponible [MWh]	Vertimientos [MWh]	Vertimientos [%]
Hidráulica	27.923.241	65.016	0,23%
Solar	16.379.992	0	0,00%
Eólica	8.399.698	14.849	0,18%

El problema decide instalar 9 equipos FACTS, en la Tabla 4.5 se presentan los tramos en donde se instalan, con sus respectivas anualidades.

**Tabla 4.5: FACTS a instalar**

Tramo	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	638.937
Los Vilos 220-Nogales 220	320.080
Nogales 220-Quillota 220	375.174
Polpaico 500-Cerro Navia 500	1.017.409
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	122.157
Tinguiririca 220-Itahue 220	210.714
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Colbún 220-Alto Jahuel 220	3.247.438
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Total	6.806.633

## 5. Análisis de resultados

### 5.1. Escenario 1

En la Tabla 5.1 se presenta la energía generada por cada tipo de central para los distintos problemas corridos (sin infraestructura, con expansiones de tramos, y con expansiones de tramos y FACTS). La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Se observa que la instalación de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, disminuyendo así la generación térmica del sistema. En específico, al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, GNL, carbón y biomasa. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de desechos Forestales y Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6.

Al considerar FACTS, mejora aún más la generación hídrica, aumentando en 2,7 [GWh] respecto a las simulaciones con expansiones de tramos. Además, se percibe un aumento en la generación de carboneras y centrales GNL, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel.

**Tabla 5.1: Generación anual para cada tipo de central, escenario 1**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Disponible	DCOPF	DCOPF con expansiones	DCOPF con expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.327	27.921	27.923	2,7	0,01
Solar	8.190	8.190	8.190	8.190	0,0	0,00
Eólica	4.200	4.200	4.200	4.200	0,0	0,00
Petróleo Diésel	30.745	2.723	2.622	2.153	-468,8	-21,78
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	13.107	12.686	12.721	34,7	0,27
Desechos Forestales	226	148	149	147	-1,7	-1,17
Carbón	43.517	40.144	40.043	40.397	354,2	0,88
Biomasa-Petróleo N°6	403	277	270	281	11,1	3,93
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	1.052	1.095	1.095	-0,4	-0,03
Biomasa	1.674	1.303	1.296	1.352	55,7	4,12
Petróleo IFO-180	1.836	560	560	572	12,6	2,20
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	1.444	1.444	1.444	0,0	0,00

En la Tabla 5.2 se muestra el nivel de utilización promedio de cada tramo a lo largo del período analizado. Además, se agrega la fracción de tiempo en la que cada tramo alcanza su límite térmico. Se observa que los tramos Nogales 220-Quillota 220, Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220, Itahue 220-Ancoa 220 y Polpaico 220-Alto Jahuel 220, son los que más tiempo se saturan. Aclarar que estos valores son los obtenidos para el problema que no considera la instalación de infraestructura (DCOPF).

**Tabla 5.2: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 1**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	5	0
Lagunas 220-Crucero 220	75	0
Crucero 220-Encuentro 220	53	0
Encuentro 220-Atacama 220	26	0
Crucero 220-Atacama 220	20	0
Atacama 220-Domeyko 220	14	0
Crucero 220-Domeyko 220	38	0
Lagunas 220-Encuentro 220	3	0
Crucero 500-Cardones 500	56	3
Diego de Almagro 220-Cardones 220	15	0
Cardones 220-Maintencillo 220	11	0
Cardones 500-Maintencillo 500	48	0
Maintencillo 220-Pan de Azúcar 220	28	0
Maintencillo 500-Pan de Azúcar 500	59	14
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	53	3
Los Vilos 220-Nogales 220	45	0
Nogales 220-Quillota 220	70	33
Quillota 220-Polpaico 220	26	0
Nogales 220-Polpaico 220	31	0
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	62	6
Rapel 220-Melipilla 220	19	0
Melipilla 220-Cerro Navia 220	22	0
Polpaico 220-Cerro Navia 220	30	0
Cerro Navia 220-Chena 220	26	0
Chena 220-Alto Jahuel 220	7	0
Polpaico 500-Cerro Navia 500	44	0
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	31	0
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	60	35
Tinguiririca 220-Itahue 220	41	5
Itahue 220-Ancoa 220	75	34
Ancoa 500-Charrúa 500	39	0
Charrúa 220-Temuco 220	18	0
Temuco 220-Los ciruelos 220	13	0
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	25	0
Valdivia 220-Barro Blanco 220	23	0
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	23	0
Colbún 220-Ancoa 220	9	0
Colbún 220-Alto Jahuel 220	23	0
Hualpén 220-Charrúa 220	40	0
Lagunillas 220-Charrúa 220	15	0
Lagunillas 220-Hualpen 220	10	0
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	21	0
Charrúa 500-Valdivia 500	7	0
Valdivia 500-Puerto Montt 500	4	0
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	72	29
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	38	0
Valdivia 220-Valdivia 500	8	0
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	7	0
Crucero 220-Crucero 500	38	0
Cardones 220-Cardones 500	17	0
Maintencillo 220-Maintencillo 500	27	0
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	12	0
Polpaico 220-Polpaico 500	56	0
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	45	0
Ancoa 220-Ancoa 500	15	0
Charrúa 220-Charrua 500	40	0

Las expansiones óptimas resultantes para las simulaciones que no consideran FACTS se muestran en la Tabla 5.3. Se evidencia que las expansiones se realizan en aquellos tramos que más tiempo se saturan.

**Tabla 5.3: Expansiones a realizar sin considerar FACTS, escenario 1**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Nogales 220-Quillota 220	1	1.798.905
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	3	5.500.734

Las expansiones óptimas resultantes para las simulaciones que consideran equipos FACTS se muestran en la Tabla 5.4. Se observa que estas no se realizan necesariamente en aquellos tramos que se saturan durante más tiempo, además se observa un sobre costo de 3.805 [MUS\$] respecto a las expansiones sin equipos FACTS.

**Tabla 5.4: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 1**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	1	3.579.195
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Total	3	9.306.670

Los FACTS resultantes del problema de optimización se presentan en la Tabla 5.5. Se advierte que algunos de los tramos en donde se instalan, corresponden a aquellos tramos que se expandieron cuando se simuló sin equipo FACTS (Nogales 220-Quillota 220 y Polpaico 220-Alto Jahuel 220) y también tramos vecinos (Nogales 220-Polpaico 220 y Cerro Navia 220-Chena 220).

**Tabla 5.5: FACTS a instalar, escenario 1**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Polpaico 220-Cerro Navia 220	480.756
Cerro Navia 220-Chena 220	436.147
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Total	7.384.650

En la Tabla 5.6 se muestran los vertimientos que se producen durante el año de estudio. Se observa que, para el flujo sin infraestructura, solo hay vertimientos para las centrales hidráulicas en las barras Ancoa 220 y Tinguiririca 220. Al instalar líneas en el

sistema, los vertimientos se vuelven nulos en la barra Tinguiririca y disminuyen en un 81,16 [%] en la barra Ancoa.

Al instalar FACTS, los vertimientos son nulos en ambas barras.

**Tabla 5.6: Vertimientos renovables, escenario 1**

Vertimientos [ <i>MWh</i> ]				
Barra	Vertimientos DCOF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con líneas y localización de FACTS	Tecnología
Ancoa_220	14.336	2.700	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	582.256	0	0	Hidráulica
Total	596.592	2.700	0	

En la Figura 5.1 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

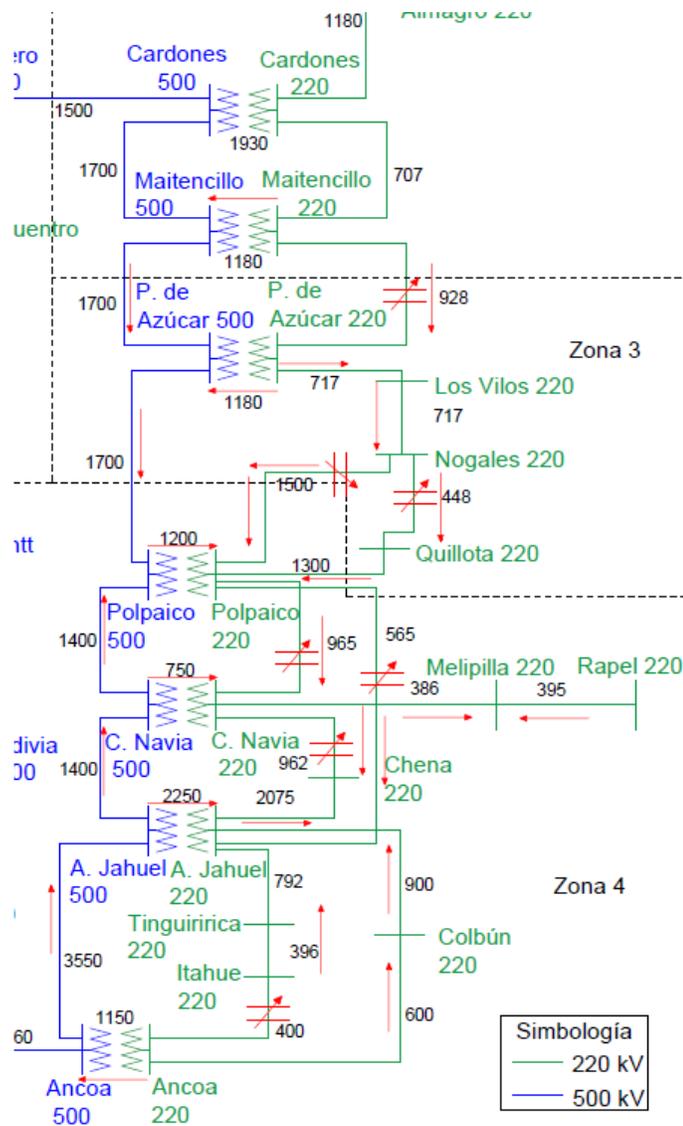


Figura 5.1: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 1

La operación de los FACTS normalmente responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.2 y en la Figura 5.3. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Polpaico 220-Cerro Navia 220), ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220 cuando este se congestiona, realizando compensaciones capacitivas.

El quinto FACTS (Cerro Navia 220-Chena 220) también ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220, realizando compensaciones capacitivas.

El séptimo FACTS (Polpaico 220-Alto Jahuel 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El sexto FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

A veces se obtienen compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema.

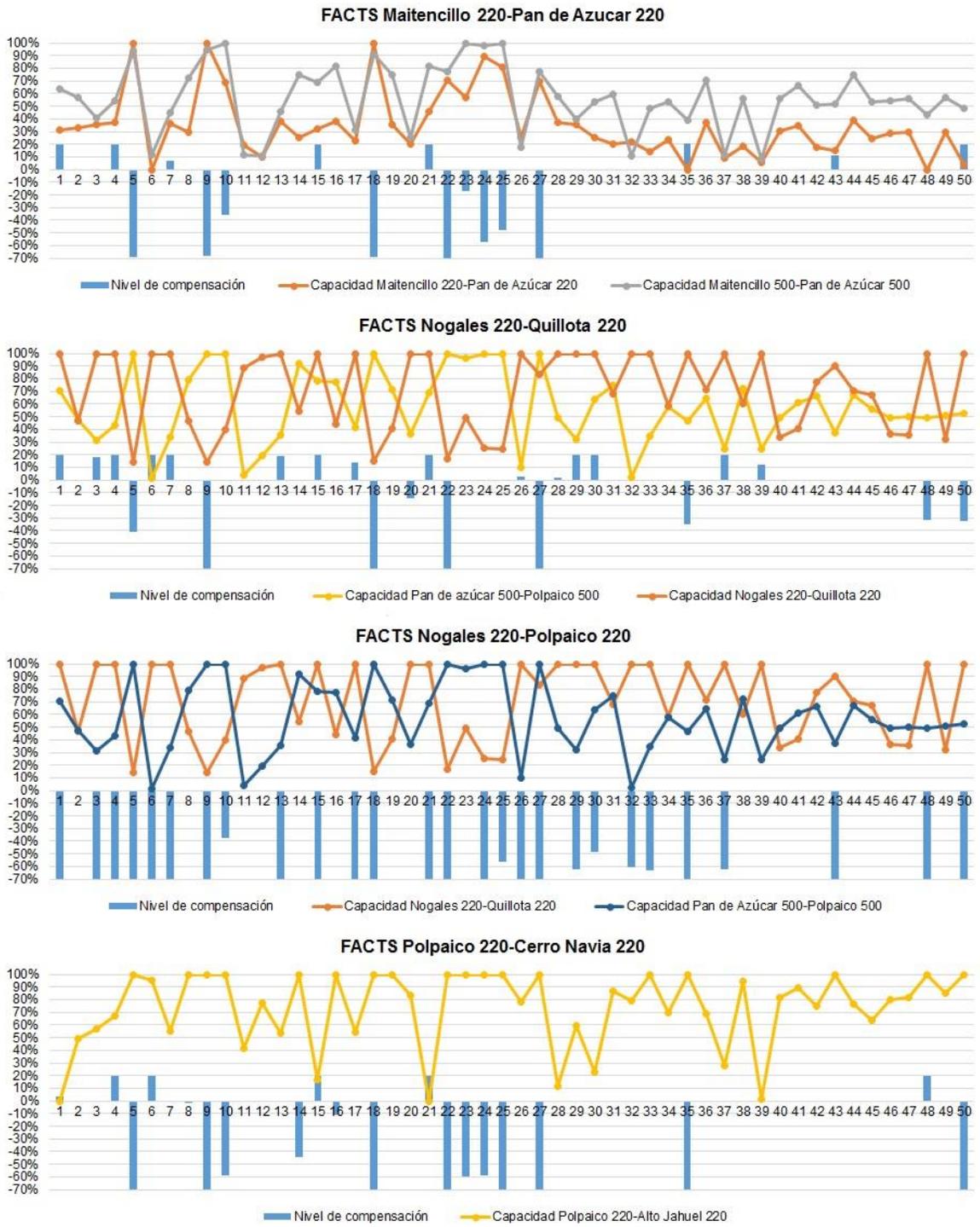


Figura 5.2: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 1

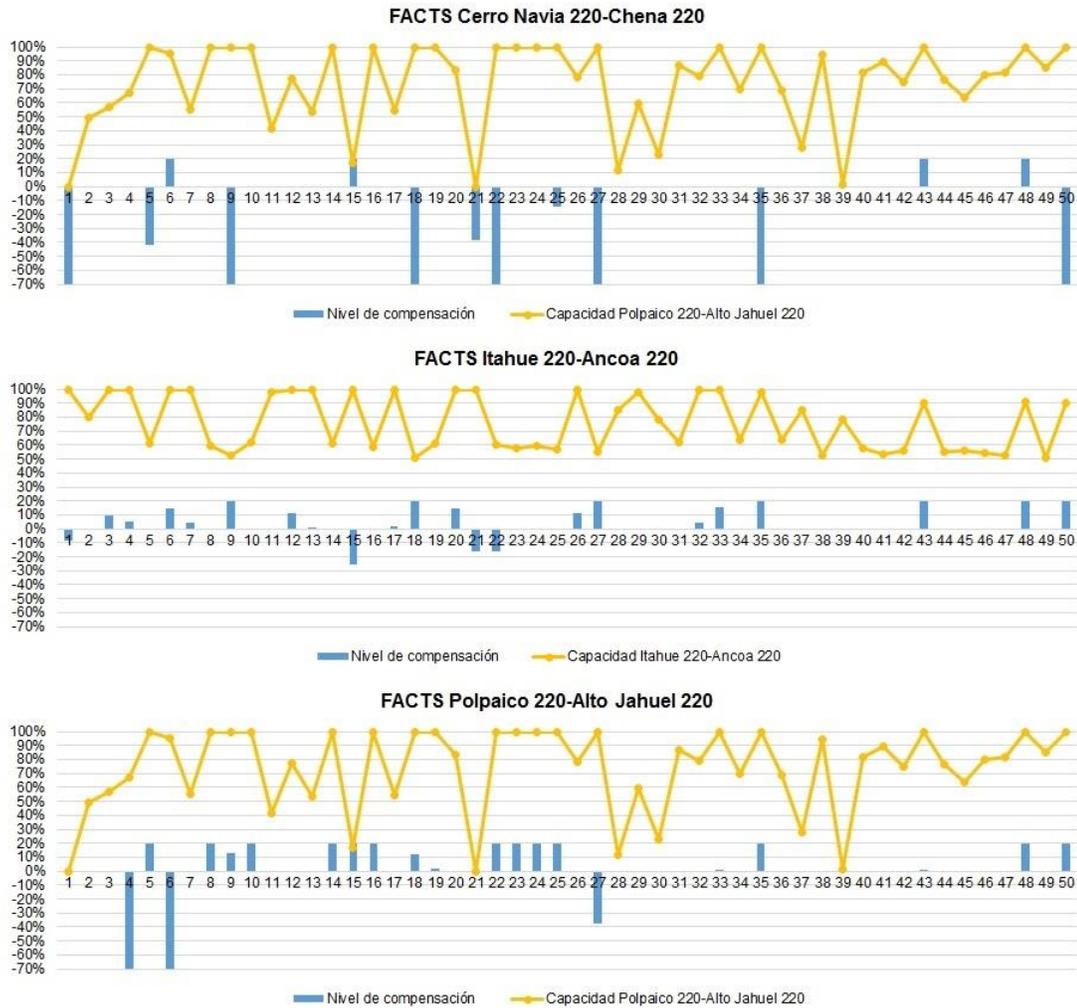


Figura 5.3: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 1

## 5.2. Escenario 2

Este escenario consiste en un incremento de un 35 [%] en la potencia instalada de las centrales solares del sistema, esto equivale a un incremento de la potencia instalada de 1.097 [MW].

En la Tabla 5.7 se presenta la energía generada por cada tipo de central para los distintos problemas corridos (sin infraestructura, con expansiones de tramos, y con expansiones de tramos y FACTS). La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa una pequeña disminución en la energía generada por parte de centrales hidroeléctricas para el DCOPF y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, los vertimientos son un poco mayores. Aunque

nuevamente, se observa que la instalación de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, disminuyendo así la generación de las tecnologías térmicas en un determinado margen.

Al tener mayor disponibilidad de generación solar, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, GNL, y biomasa. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de carbón, desechos Forestales, Petróleo IFO-180, Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6 y gas natural.

Al considerar FACTS, mejora aún más la generación hídrica, aumentando en 2,9 [GWh] respecto a las simulaciones con expansiones de tramos (alcanzando el máximo disponible). Además, se percibe un aumento importante en la generación de carboneras y centrales de biomasa, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel y GNL.

**Tabla 5.7: Generación anual por tipo de central, escenario 2**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Total Disponible	DCOPF	DCOPF expansiones	DCOPF expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.326	27.920	27.923	2,9	0,01
Solar	11.045	11.045	11.045	11.045	0,0	0,00
Eólica	4.200	4.200	4.200	4.200	0,0	0,00
Petróleo Diésel	30.745	2.665	2.043	1.924	-118,3	-6,15
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	12.072	11.629	11.405	-223,9	-1,96
Desechos Forestales	226	145	147	145	-1,7	-1,18
Carbón	43.517	38.507	38.963	39.189	225,6	0,58
Biomasa-Petróleo N°6	403	267	267	278	11,3	4,06
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	1.029	1.052	1.077	25,3	2,35
Biomasa	1.674	1.290	1.266	1.344	78,6	5,85
Petróleo IFO-180	1.836	509	520	520	0,3	0,05
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	1.420	1.425	1.425	0,0	0,00

En la Tabla 5.8 se muestran los niveles de utilización promedio y tiempos de saturación para la optimización que no considera instalación de infraestructura (despacho con energía no suministrada). Se observan niveles de utilización y tiempos de saturación levemente superiores a los del escenario 1 para los tramos que están al norte del centro de la demanda (Alto Jahuel-Chena). Esto significa que se estaría generando más con centrales solares, reemplazando a centrales térmicas más caras ubicadas normalmente en la zona central del país (cerca de los grandes consumos). Además, se observa un leve descenso en los niveles de los tramos que están al sur de Alto Jahuel, como Alto Jahuel-Ancoa o Alto Jahuel-Tinguiririca, debido a la reducción en la generación térmica.

**Tabla 5.8: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 2**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	6,8	0,00
Lagunas 220-Crucero 220	71,8	0,00
Crucero 220-Encuentro 220	49,2	0,00
Encuentro 220-Atacama 220	27,8	0,00
Crucero 220-Atacama 220	20,9	0,00
Atacama 220-Domeyko 220	13,3	0,00
Crucero 220-Domeyko 220	38,4	0,00
Lagunas 220-Encuentro 220	3,2	0,00
Crucero 500-Cardones 500	52,8	2,37
Diego de Almagro 220-Cardones 220	19,2	0,00
Cardones 220-Maitencillo 220	10,5	0,00
Cardones 500-Maitencillo 500	49,1	0,00
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	30,3	0,00
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	62,8	9,57
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	59,0	13,82
Los Vilos 220-Nogales 220	51,5	0,00
Nogales 220-Quillota 220	71,9	34,93
Quillota 220-Polpaico 220	26,2	0,00
Nogales 220-Polpaico 220	29,3	0,00
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	66,1	20,34
Rapel 220-Melipilla 220	19,1	0,00
Melipilla 220-Cerro Navia 220	21,8	0,00
Polpaico 220-Cerro Navia 220	29,3	0,00
Cerro Navia 220-Chena 220	25,9	0,00
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,2	0,00
Polpaico 500-Cerro Navia 500	44,5	0,00
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	30,6	0,00
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	59,8	35,06
Tinguiririca 220-Itahue 220	40,8	4,54
Itahue 220-Ancoa 220	75,0	33,20
Ancoa 500-Charrúa 500	38,5	0,00
Charrúa 220-Temuco 220	18,1	0,00
Temuco 220-Los ciruelos 220	12,9	0,00
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	24,5	0,00
Valdivia 220-Barro Blanco 220	23,4	0,00
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	23,4	0,00
Colbún 220-Ancoa 220	9,4	0,00
Colbún 220-Alto Jahuel 220	22,9	0,00
Hualpén 220-Charrúa 220	41,2	0,00
Lagunillas 220-Charrúa 220	15,8	0,00
Lagunillas 220-Hualpen 220	10,6	0,00
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	20,8	0,00
Charrúa 500-Valdivia 500	7,0	0,00
Valdivia 500-Puerto Montt 500	3,7	0,00
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	73,1	28,83
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	38,8	0,00
Valdivia 220-Valdivia 500	8,3	0,00
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	7,4	0,00
Crucero 220-Crucero 500	35,2	0,00
Cardones 220-Cardones 500	21,9	0,00
Maitencillo 220-Maitencillo 500	29,5	0,00
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	11,6	0,00
Polpaico 220-Polpaico 500	57,9	0,00
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	45,4	0,00
Ancoa 220-Ancoa 500	14,5	0,00
Charrúa 220-Charrua 500	39,3	0,00

Las expansiones a realizar para las simulaciones que no consideran equipos FACTS se muestran en la Tabla 5.9. Se observa que son 4 más a las del escenario 1 y el gasto es bastante mayor también. Normalmente las expansiones de estos tramos obedecen a aquellos con mayor tiempo de saturación, aunque también se instalan para descongestionar el camino paralelo (ejemplo: Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220 descongestiona Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500).

**Tabla 5.9: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 2**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	1	14.832.255
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	2	7.158.390
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Nogales 220-Quillota 220	1	1.798.905
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	7	31.730.611

Al instalar FACTS en el sistema, solo es necesario realizar 5 expansiones y se produce una reducción en el costo de las expansiones de un 52,4 [%]. Es decir, los FACTS ayudan a atrasar la instalación de infraestructura clásica.

**Tabla 5.10: Expansiones a realizar con FACTS, escenario 2**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	2	7.158.390
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	5	15.099.451

Los FACTS a instalar se presentan en la Tabla 5.11, se observa que son 3 menos a los del escenario 1. Básicamente, las pequeñas congestiones del tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 son óptimas de manejar con un FACTS en vez de una ampliación de tramo. Lo mismo ocurre con el tramo Nogales 220-Quillota 220.

**Tabla 5.11: FACTS a instalar, escenario 2**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Total	6.250.623

La energía renovable vertida se presenta en la Tabla 5.12. Solamente se tiene energía hidráulica vertida, en las mismas barras del escenario 1.

**Tabla 5.12: Vertimientos renovables, escenario 2**

Vertimientos [ <i>MWh</i> ]				
Barra	Vertimientos DCOPF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con FACTS y líneas	Tecnología
Ancoa_220	15.819	2.850	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	580.983	0	0	Hidráulica
Total	596.803	2.850	0	

Al expandir los tramos del sistema, se reducen completamente los vertimientos en la barra Tinguiririca. Mientras que los vertimientos del tramo Ancoa se reducen en un 82 [%].

Al instalar FACTS, los vertimientos se vuelven nulos para las dos barras.

En la Figura 5.4 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

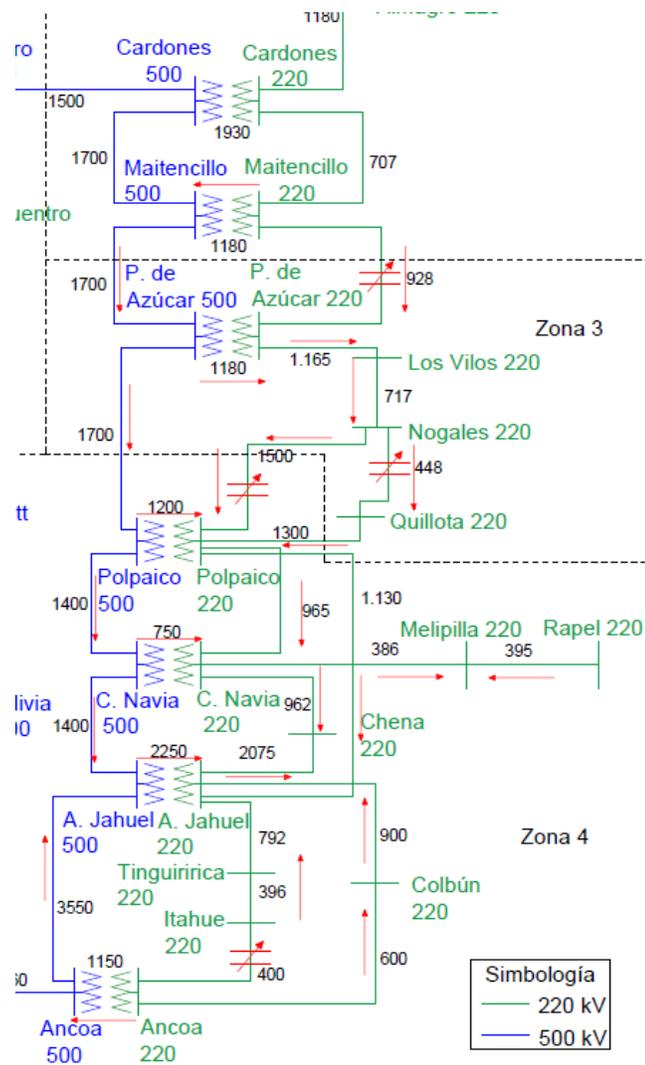


Figura 5.4: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 2

La operación de los FACTS responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.5. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

A veces se obtienen compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema.

Un ejemplo es el FACTS localizado en el tramo Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220, el cual realiza una pequeña compensación inductiva en el bloque 13, bloque en el cual se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Al realizar esta compensación, aumenta el flujo del tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500. Este flujo se puede ver como un generador G1 en la barra Pan de Azúcar 500, mientras que el flujo del tramo Maitencillo 200-Pan de Azúcar 220 puede verse como otro generador G2.

Al aumentar G1 y disminuir G2, se obtendrá un aumento de flujo del tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500 y una disminución del flujo de Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220, producto de la reactancia del transformador que limita la inyección de flujo proveniente de Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500.

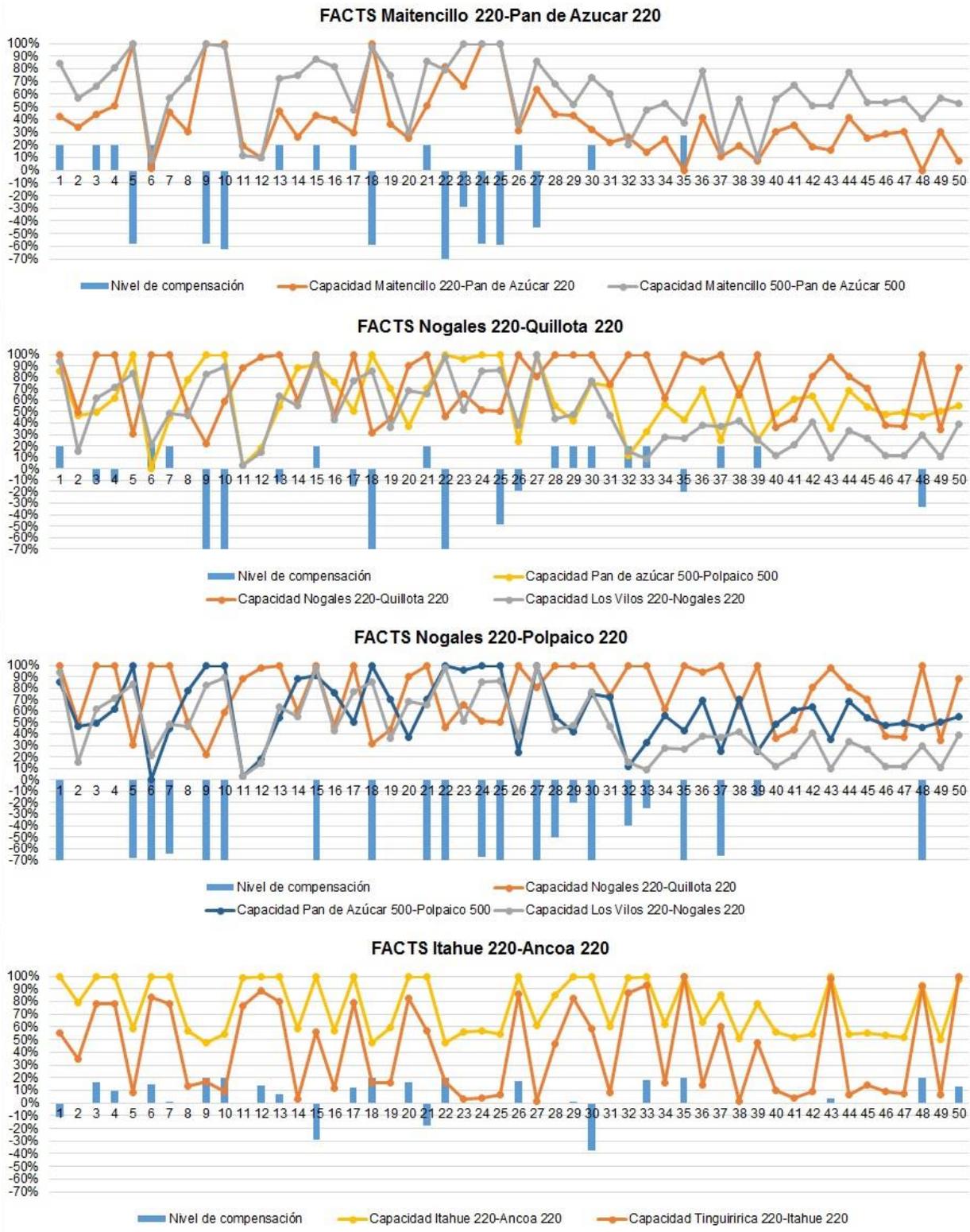


Figura 5.5: Compensaciones de los FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 2

### 5.3. Escenario 3

Este escenario considera un incremento en un 70 [%] de la potencia instalada de las centrales solares del sistema, esto equivale a un incremento de la potencia instalada de 2.194 [MW].

En la Tabla 5.13 se presenta la energía generada por cada tipo de central para los distintos problemas corridos (sin infraestructura, con expansiones de tramos, y con expansiones de tramos y FACTS). La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa un pequeño aumento en la energía generada por parte de centrales hidroeléctricas para el DCOPF y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, los vertimientos son un poco menores (debido a un menor uso de las líneas al sur de Alto Jahuel). Otra vez se observa que la instalación de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, disminuyendo así la generación de las tecnologías térmicas en un determinado margen.

Al tener mayor disponibilidad de generación solar, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, Biomasa-Petróleo N°6 y biomasa. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de GNL, desechos forestales, carbón, Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6 y Petróleo IFO-180.

Al considerar FACTS, mejora aún más la generación hídrica, aumentando en 1,5 [GWh] respecto a las simulaciones con expansiones de tramos (alcanzando el máximo disponible). Además, se percibe un aumento importante en la generación de carboneras y centrales de biomasa, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel y GNL (lo mismo que ocurre en el escenario 2).

**Tabla 5.13: Generación anual por tipo de central, escenario 3**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Total Disponible	DCOPF	DCOPF expansiones	DCOPF expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.329	27.922	27.923	1,5	0,01
Solar	13.900	13.900	13.900	13.900	0,0	0,00
Eólica	4.200	4.200	4.200	4.200	0,0	0,00
Petróleo Diésel	30.745	2.638	1.924	1.867	-56,8	-3,04
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	11.060	11.069	10.802	-267,3	-2,47
Desechos Forestales	226	145	146	144	-1,7	-1,19
Carbón	43.517	36.713	36.834	37.062	228,1	0,62
Biomasa-Petróleo N°6	403	266	261	269	7,3	2,70
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	1.027	1.042	1.055	12,9	1,22
Biomasa	1.674	1.283	1.257	1.331	74,4	5,59
Petróleo IFO-180	1.836	497	501	503	1,6	0,33
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	1.418	1.418	1.418	0,0	0,00

El nivel de utilización y tiempo de carga promedio de cada tramo para la optimización que no considera instalación de infraestructura (despacho con energía no suministrada), se muestra en la Tabla 5.14. Se observan valores muy similares a los del escenario 2, es decir valores levemente superiores a los del escenario 1 en los tramos que están al norte de la demanda (Alto Jahuel-Chena).

**Tabla 5.14: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 3**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	10,72	0,00
Lagunas 220-Crucero 220	71,54	0,00
Crucero 220-Encuentro 220	47,56	0,00
Encuentro 220-Atacama 220	27,73	0,00
Crucero 220-Atacama 220	20,86	0,00
Atacama 220-Domeyko 220	13,31	0,00
Crucero 220-Domeyko 220	38,39	0,00
Lagunas 220-Encuentro 220	3,13	0,00
Crucero 500-Cardones 500	47,18	2,37
Diego de Almagro 220-Cardones 220	23,90	0,00
Cardones 220-Maitencillo 220	10,35	0,00
Cardones 500-Maitencillo 500	46,71	0,00
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	31,17	0,00
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	62,48	1,31
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	59,97	16,16
Los Vilos 220-Nogales 220	52,78	0,00
Nogales 220-Quillota 220	73,40	31,21
Quillota 220-Polpaico 220	25,57	0,00
Nogales 220-Polpaico 220	28,89	0,00
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	66,38	20,34
Rapel 220-Melipilla 220	19,14	0,00
Melipilla 220-Cerro Navia 220	21,83	0,00
Polpaico 220-Cerro Navia 220	29,48	0,00
Cerro Navia 220-Chena 220	25,91	0,00
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,24	0,00
Polpaico 500-Cerro Navia 500	44,62	0,00
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	30,40	0,00
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	59,72	35,06
Tinguiririca 220-Itahue 220	40,63	4,54
Itahue 220-Ancoa 220	74,83	31,09
Ancoa 500-Charrúa 500	38,18	0,00
Charrúa 220-Temuco 220	18,07	0,00
Temuco 220-Los ciruelos 220	12,71	0,00
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	24,40	0,00
Valdivia 220-Barro Blanco 220	23,38	0,00
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	23,38	0,00
Colbún 220-Ancoa 220	9,37	0,00
Colbún 220-Alto Jahuel 220	22,90	0,00
Hualpén 220-Charrúa 220	40,96	0,00
Lagunillas 220-Charrúa 220	15,76	0,00
Lagunillas 220-Hualpen 220	10,50	0,00
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	20,79	0,00
Charrúa 500-Valdivia 500	6,99	0,00
Valdivia 500-Puerto Montt 500	3,68	0,00
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	72,87	28,83
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	38,81	0,00
Valdivia 220-Valdivia 500	8,36	0,00
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	7,37	0,00
Crucero 220-Crucero 500	31,45	0,00
Cardones 220-Cardones 500	27,20	0,00
Maitencillo 220-Maitencillo 500	32,38	0,00
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	11,79	0,00
Polpaico 220-Polpaico 500	57,97	0,00
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	45,40	0,00
Ancoa 220-Ancoa 500	14,61	0,00
Charrúa 220-Charrua 500	39,00	0,00

Las expansiones óptimas sin considerar FACTS se observan en la Tabla 5.15. Si se comparan con el escenario 2, se observa que una expansión más en el tramo Los Vilos 220-Nogales 220.

**Tabla 5.15: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 3**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	1	14.832.255
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	2	7.158.390
Los Vilos 220-Nogales 220	2	8.478.865
Nogales 220-Quillota 220	1	1.798.905
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	8	35.970.240

Las expansiones a realizar que consideran FACTS se presentan en la Tabla 5.16, se observa que son las mismas a las del escenario 2. Producto de los FACTS se produce un ahorro en expansiones del 58 [%].

**Tabla 5.16: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 3**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	2	7.158.390
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	5	15.099.451

La cantidad de equipos FACTS y su localización no varía. Se siguen instalando en los mismos tramos que en el escenario 2.

**Tabla 5.17: FACTS a instalar, escenario 3**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Total	6.250.623

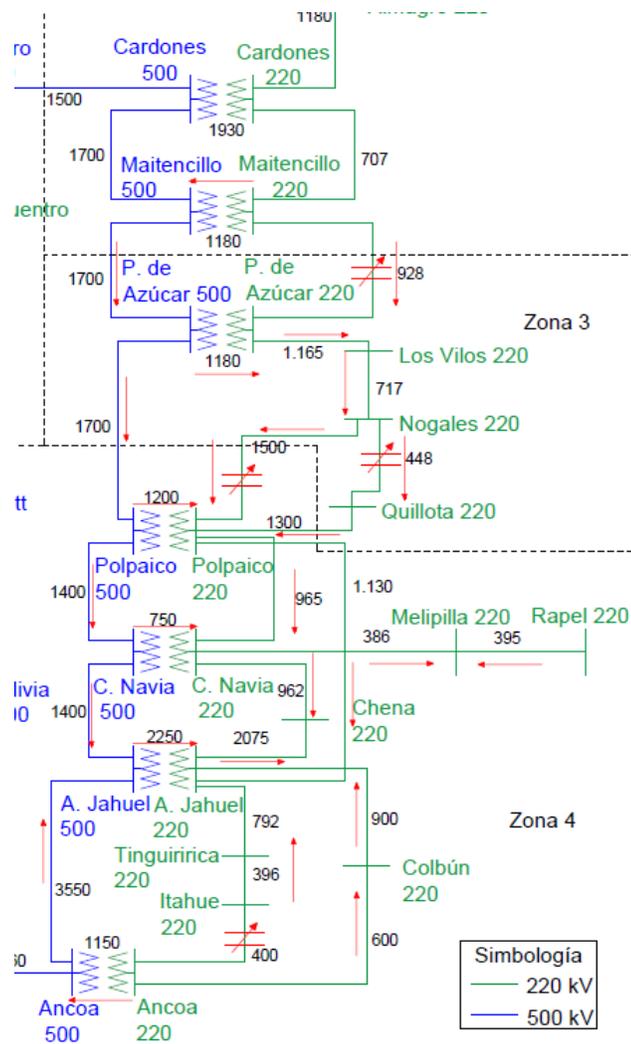
Los vertimientos renovables se muestran en la Tabla 5.18. Solamente se tiene energía hidráulica vertida en las mismas barras del escenario 1. Se observa que los vertimientos son levemente inferiores a los de los escenarios 1 y 2.

**Tabla 5.18: Vertimientos renovables, escenario 3**

Vertimientos [MWh]				
Barra	Vertimientos DCOPF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con FACTS y líneas	Tecnología
Ancoa_220	16.717	1.500	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	577.253	0	0	Hidráulica
Total	593.970	1.500	0	

Al expandir los tramos del sistema, los vertimientos de la barra Tinguiririca se hacen nulos, mientras que los vertimientos de la barra Ancoa se reducen en un 91 [%].

En la Figura 5.6 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.



**Figura 5.6: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 3**

La operación de los FACTS responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.7. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las compensaciones capacitivas las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

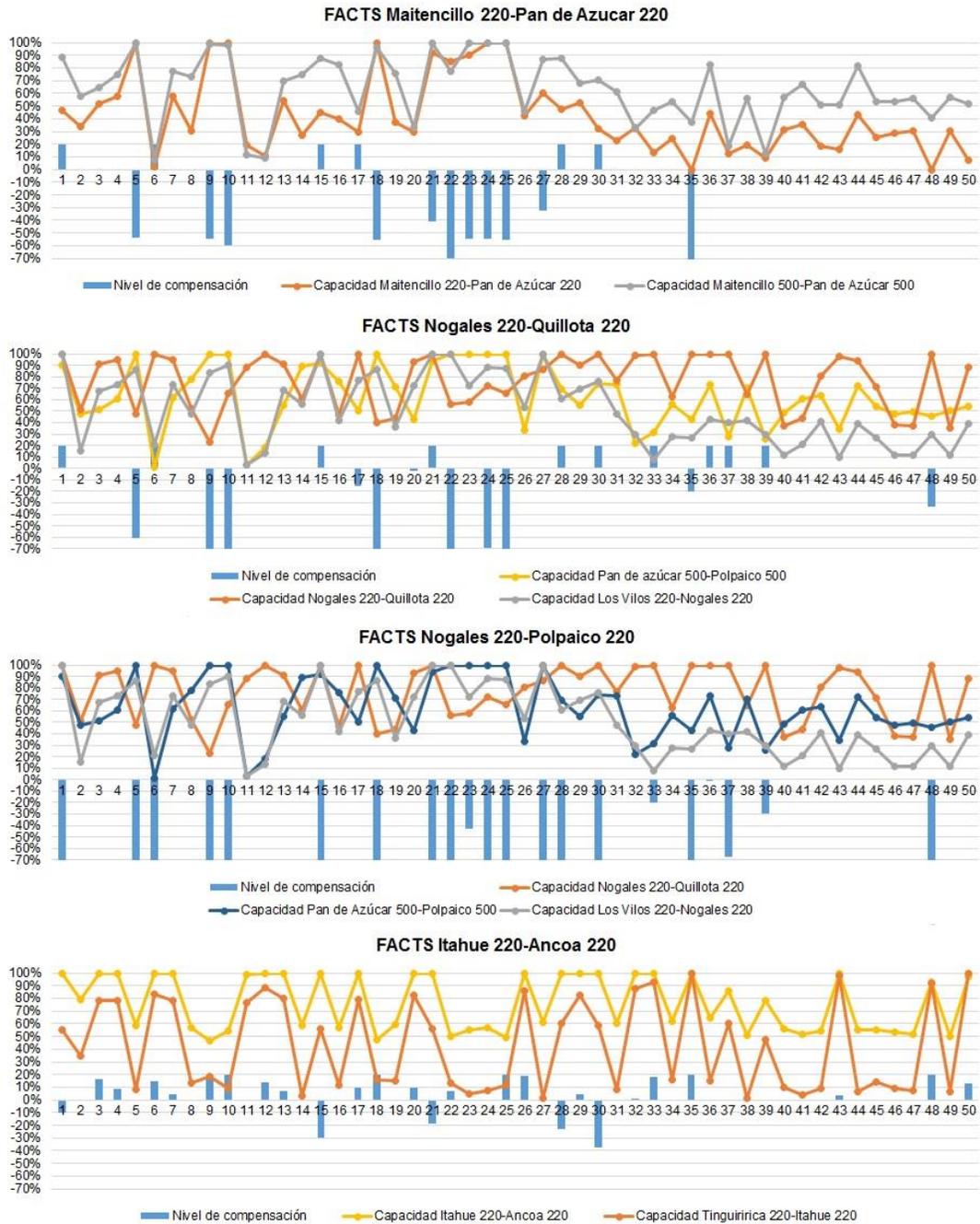


Figura 5.7: Compensaciones de los FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 3

## 5.4. Escenario 4

Este escenario considera un aumento en un 21 [%] de la potencia instalada de las centrales eólicas del parque generador, lo cual equivale a aumentar en 317 [MW] la potencia instalada de este tipo de centrales. De acuerdo a la Tabla 5.19, se observa un aumento de 877 [GWh] aproximadamente, en la energía generada por parte de las centrales eólicas con respecto al escenario 1.

La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa una pequeña disminución en la energía generada por parte de centrales hidroeléctricas para el DCOPF. En otras palabras, los vertimientos son un poco mayores. Otra vez se observa que la instalación de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, anulando los vertimientos para cualquiera de estas simulaciones.

Otra vez, al tener mayor disponibilidad de generación eólica, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, GNL, Biomasa-Petróleo N°6 y biomasa. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6.

Al considerar FACTS, ya no se perciben mejoras en la generación hídrica respecto a las simulaciones con expansiones de tramos (en ambas se alcanza el máximo disponible). Además, se percibe un aumento importante en la generación de carboneras y centrales de biomasa, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel y GNL (lo mismo que en los otros escenarios).

**Tabla 5.19: Generación anual por tipo de central, escenario 4**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Total Disponible	DCOPF	DCOPF expansiones	DCOPF expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.322	27.923	27.923	0,0	0,00
Solar	8.190	8.190	8.190	8.190	0,0	0,00
Eólica	5.077	5.077	5.077	5.077	0,0	0,00
Petróleo Diésel	30.745	2.542	2.430	1.977	-452,8	-22,90
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	12.802	12.413	12.398	-14,9	-0,12
Desechos Forestales	226	147	147	146	-0,6	-0,44
Carbón	43.517	39.818	39.691	40.098	406,7	1,01
Biomasa-Petróleo N°6	403	276	270	280	9,7	3,48
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	1.043	1.084	1.080	-4,0	-0,37
Biomasa	1.674	1.301	1.292	1.339	47,3	3,53
Petróleo IFO-180	1.836	554	554	562	8,6	1,54
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	1.405	1.405	1.405	0,0	0,00

En la Tabla 5.20 se muestra el nivel de utilización y tiempos de saturación promedio para cada tramo. Al comparar con el escenario 1, se observan tiempos de saturación levemente superiores en algunos tramos del sistema (Pan de Azúcar-Los Vilos, por ejemplo). Gran parte de la generación eólica se concentra en la barra Pan de Azúcar.

**Tabla 5.20: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 4**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	4,6	0,00
Lagunas 220-Crucero 220	75,9	0,00
Crucero 220-Encuentro 220	51,5	0,00
Encuentro 220-Atacama 220	26,6	0,00
Crucero 220-Atacama 220	19,9	0,00
Atacama 220-Domeyko 220	13,9	0,00
Crucero 220-Domeyko 220	38,0	0,00
Lagunas 220-Encuentro 220	3,3	0,00
Crucero 500-Cardones 500	55,9	2,91
Diego de Almagro 220-Cardones 220	14,7	0,00
Cardones 220-Maitencillo 220	12,1	0,00
Cardones 500-Maitencillo 500	47,4	0,00
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	27,7	0,00
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	59	13,89
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	54,5	5,52
Los Vilos 220-Nogales 220	46,9	0,00
Nogales 220-Quillota 220	71,8	33,89
Quillota 220-Polpaico 220	25	0,00
Nogales 220-Polpaico 220	30,8	0,00
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	62,7	8,47
Rapel 220-Melipilla 220	19,1	0,00
Melipilla 220-Cerro Navia 220	21,9	0,00
Polpaico 220-Cerro Navia 220	29,5	0,00
Cerro Navia 220-Chena 220	26,0	0,00
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,2	0,00
Polpaico 500-Cerro Navia 500	43,5	0,00
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	31,4	0,00
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	60,2	35,06
Tinguiririca 220-Itahue 220	41,3	4,54
Itahue 220-Ancoa 220	75,1	34,10
Ancoa 500-Charrúa 500	39,6	0,00
Charrúa 220-Temuco 220	17,7	0,00
Temuco 220-Los ciruelos 220	13,1	0,00
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	25,2	0,00
Valdivia 220-Barro Blanco 220	24,5	0,00
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	24,5	0,00
Colbún 220-Ancoa 220	9,5	0,00
Colbún 220-Alto Jahuel 220	23,0	0,00
Hualpén 220-Charrúa 220	40,1	0,00
Lagunillas 220-Charrúa 220	15,4	0,00
Lagunillas 220-Hualpen 220	10,3	0,00
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	20,7	0,00
Charrúa 500-Valdivia 500	7,0	0,00
Valdivia 500-Puerto Montt 500	3,8	0,00
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	71,3	27,73
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	38,6	0,00
Valdivia 220-Valdivia 500	7,9	0,00
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	7,5	0,00
Crucero 220-Crucero 500	37,2	0,00
Cardones 220-Cardones 500	17,3	0,00
Maitencillo 220-Maitencillo 500	27,6	0,00
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	13,51	0,00
Polpaico 220-Polpaico 500	56,43	0,00
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	45,20	0,00
Ancoa 220-Ancoa 500	14,55	0,00
Charrúa 220-Charrua 500	39,97	0,00

Las expansiones óptimas a realizar para las simulaciones sin considerar FACTS son las que se muestran en la Tabla 5.21, se observa que son las mismas a las del escenario 1 (ver Tabla 5.3).

**Tabla 5.21: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 4**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Nogales 220-Quillota 220	1	1.798.905
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	3	5.500.734

En la Tabla 5.22 se presentan las expansiones óptimas a realizar para las simulaciones que consideran equipos FACTS, se observa que son las mismas a las del escenario 1 (ver Tabla 5.4). Por lo tanto, se obtiene un sobre costo de 3.805 [MUS\$] en las inversiones de líneas al considerar FACTS.

**Tabla 5.22: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 4**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	1	3.579.195
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Total	3	9.306.670

Para este escenario lo óptimo es instalar 7 equipos FACTS, cuyos costos y localizaciones se encuentran en la Tabla 5.23. Se puede apreciar que son los mismos a los del escenario 1 (ver Tabla 5.5)

**Tabla 5.23: FACTS a instalar, escenario 4**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Polpaico 220-Cerro Navia 220	480.756
Cerro Navia 220-Chena 220	436.147
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Total	7.384.650

En la Tabla 5.24 se muestran los vertimientos para todas las simulaciones. Solamente se tiene energía hidráulica vertida, en las mismas barras del escenario 1. Se observa que los vertimientos del DCOPF son levemente superiores a los de los demás escenarios.

**Tabla 5.24: Vertimientos renovables, escenario 4**

Vertimientos [MWh]				
Barra	Vertimientos DCOPF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con FACTS y líneas	Tecnología
Ancoa_220	17.621	0	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	583.576	0	0	Hidráulica
Total	601.196	0	0	

Al instalar infraestructura (expansiones o expansiones con FACTS), los vertimientos se reducen en un 100 [%].

En la Figura 5.8 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

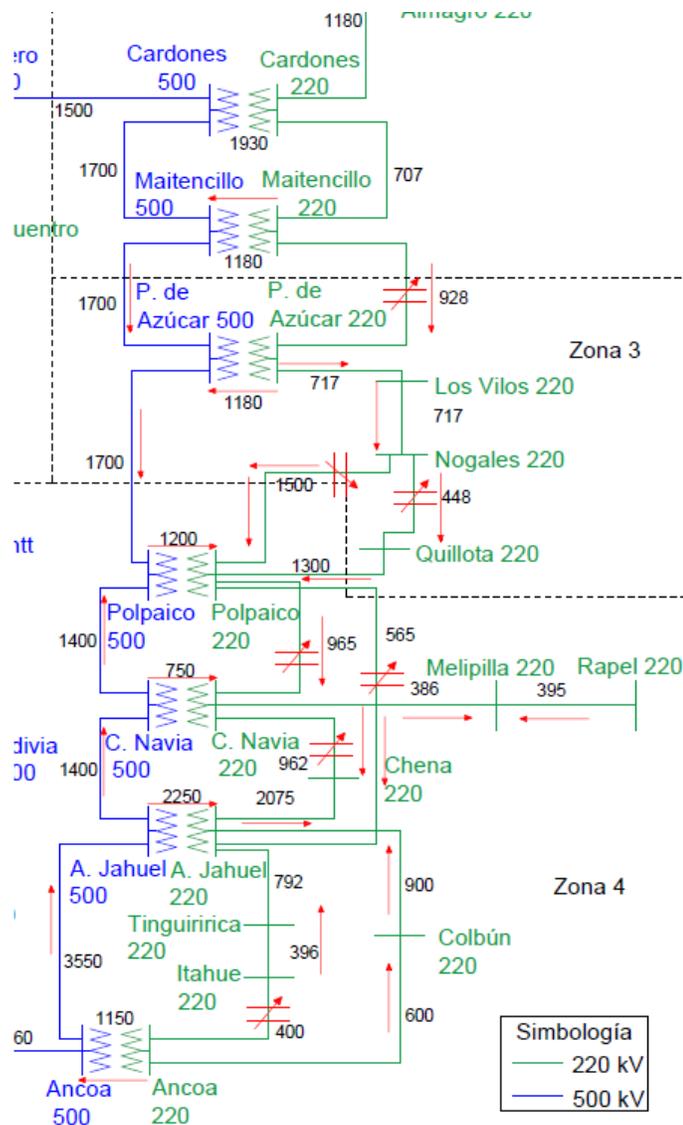


Figura 5.8: Direcciones normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 4

La operación de los FACTS normalmente responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.9 y en la Figura 5.10. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las

compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Polpaico 220-Cerro Navia 220), ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220 cuando este se congestiona, realizando compensaciones capacitivas.

El quinto FACTS (Cerro Navia 220-Chena 220) también ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220, realizando compensaciones capacitivas.

El sexto FACTS (Polpaico 220-Alto Jahuel 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El séptimo FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

Se siguen obteniendo compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema, como por ejemplo el tramo Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220, el cual ayuda a descongestionar el tramo Nogales 220-Quillota 220.

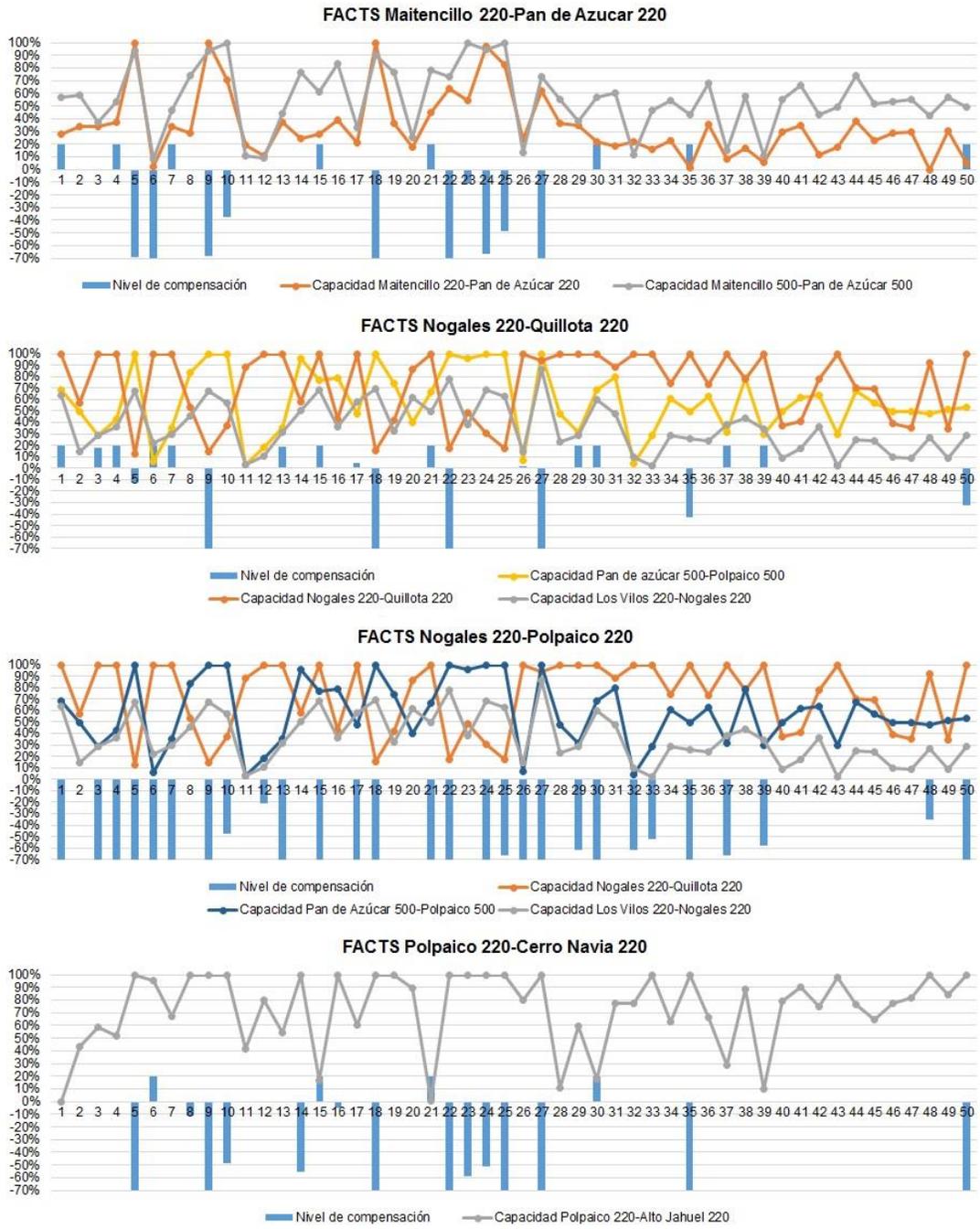


Figura 5.9: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 4

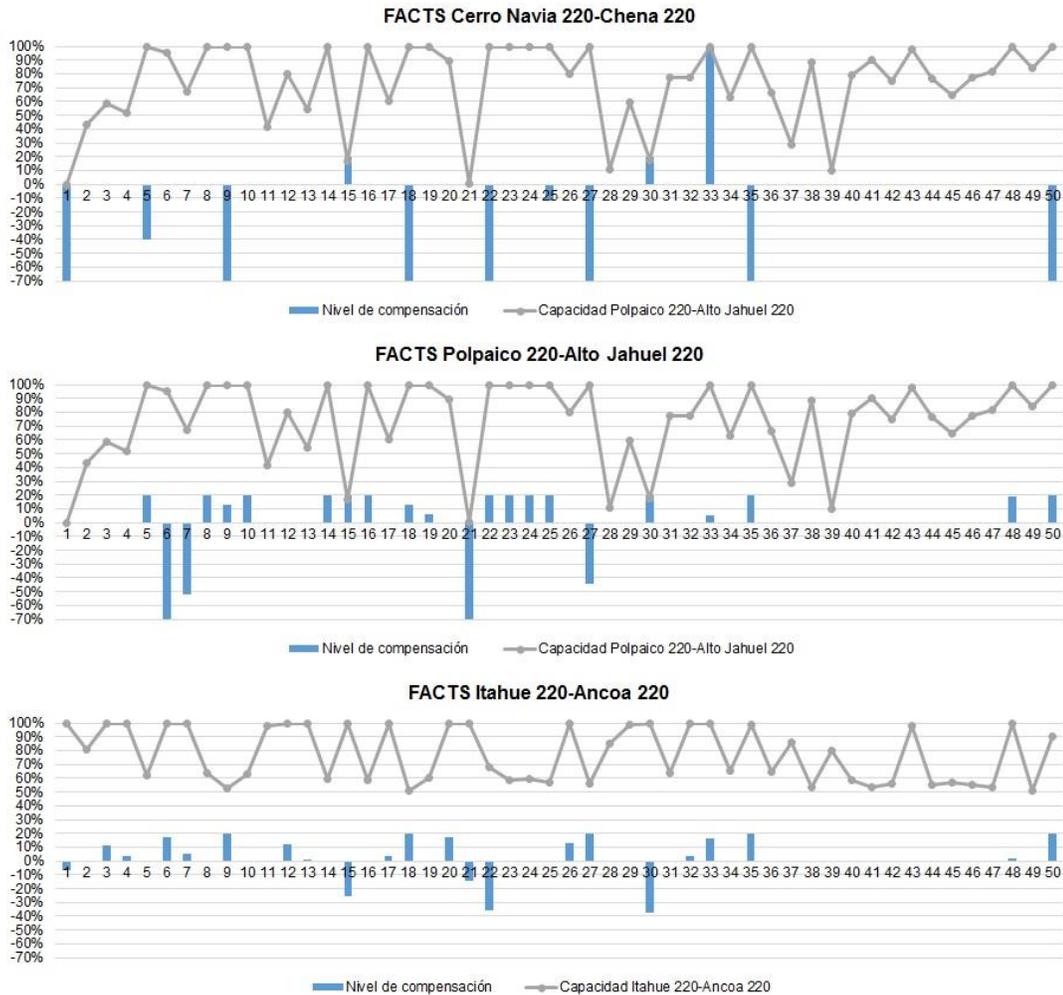


Figura 5.10: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 4

## 5.5. Escenario 5

Este escenario considera un incremento del 42 [%] en la potencia instalada de las centrales eólicas, esto equivale a un aumento de 633 [MW] de la capacidad total. De acuerdo a la Tabla 5.25, se observa un aumento de 1.753 [GWh] aproximadamente, en la energía generada por parte de las centrales eólicas con respecto al escenario 1.

La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa una pequeña disminución en la energía generada por parte de centrales hidroeléctricas para el DCOPF (al igual que en el escenario 4). En otras palabras, los vertimientos son un poco mayores. Otra vez se observa que la instalación de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda

a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, anulando los vertimientos para cualquiera de estas simulaciones.

Al tener mayor disponibilidad de generación eólica, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, GNL, desechos forestales, carbón, Biomasa-Petróleo N°6 y Biomasa. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6.

Al considerar FACTS, ya no se perciben mejoras en la generación hídrica respecto a las simulaciones con expansiones de tramos (en ambas se alcanza el máximo disponible). Además, se percibe un aumento importante en la generación de carboneras y centrales de biomasa, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel (El GNL aumenta en este caso).

**Tabla 5.25: Generación anual por tipo de central, escenario 5**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Total Disponible	DCOP F	DCOPF expansiones	DCOPF expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.318	27.923	27.923	0,0	0,00
Solar	8.190	8.190	8.190	8.190	0,0	0,00
Eólica	5.953	5.953	5.953	5.953	0,0	0,00
Petróleo Diésel	2.374	2.374	2.249	1.827	-421,7	-23,09
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	12.553	12.553	12.172	12.179	7,5	0,06
Desechos Forestales	146	146	143	144	1,2	0,83
Carbón	39.472	39.472	39.363	39.717	354,1	0,89
Biomasa-Petróleo N°6	270	270	267	280	13,0	4,63
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.038	1.038	1.072	1.071	-1,3	-0,12
Biomasa	1.298	1.298	1.283	1.323	40,3	3,05
Petróleo IFO-180	551	551	551	558	7,0	1,25
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	1.310	1.310	1.310	1.310	0,0	0,00

En la Tabla 5.26 se muestra el nivel de utilización y tiempos de saturación promedio para cada tramo. Al comparar con el escenario 4 (eólica +50%), se observan tiempos de saturación superiores en los tramos Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220 (pasa de 5,5 [%]) y en Pan de Azúcar 500-Polpaico 500 (pasa de 8,5 [%] a 14,1 [%]).

**Tabla 5.26: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 5**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	4,97	0,00
Lagunas 220-Crucero 220	76,58	0,00
Crucero 220-Encuentro 220	50,30	0,00
Encuentro 220-Atacama 220	26,71	0,00
Crucero 220-Atacama 220	20,01	0,00
Atacama 220-Domeyko 220	13,79	0,00
Crucero 220-Domeyko 220	38,00	0,00
Lagunas 220-Encuentro 220	3,35	0,00
Crucero 500-Cardones 500	55,72	2,91
Diego de Almagro 220-Cardones 220	15,07	0,00
Cardones 220-Maitencillo 220	12,93	0,00
Cardones 500-Maitencillo 500	46,42	0,00
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	26,94	0,00
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	57,91	13,89
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	56,61	8,49
Los Vilos 220-Nogales 220	48,13	1,10
Nogales 220-Quillota 220	73,05	33,89
Quillota 220-Polpaico 220	24,72	0,00
Nogales 220-Polpaico 220	30,62	0,00
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	62,47	14,09
Rapel 220-Melipilla 220	19,14	0,00
Melipilla 220-Cerro Navia 220	21,94	0,00
Polpaico 220-Cerro Navia 220	29,49	0,00
Cerro Navia 220-Chena 220	25,76	0,00
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,31	0,00
Polpaico 500-Cerro Navia 500	42,98	0,00
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	31,42	0,00
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	60,14	35,06
Tinguiririca 220-Itahue 220	41,25	4,54
Itahue 220-Ancoa 220	75,36	34,10
Ancoa 500-Charrúa 500	39,70	0,00
Charrúa 220-Temuco 220	17,02	0,00
Temuco 220-Los ciruelos 220	14,05	0,00
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	25,70	0,00
Valdivia 220-Barro Blanco 220	25,56	0,00
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	25,56	0,00
Colbún 220-Ancoa 220	9,59	0,00
Colbún 220-Alto Jahuel 220	23,09	0,00
Hualpén 220-Charrúa 220	40,34	0,00
Lagunillas 220-Charrúa 220	15,52	0,00
Lagunillas 220-Hualpen 220	10,35	0,00
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	20,87	0,00
Charrúa 500-Valdivia 500	7,03	0,00
Valdivia 500-Puerto Montt 500	3,90	0,00
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	71,11	27,73
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	38,95	0,00
Valdivia 220-Valdivia 500	7,69	0,00
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	7,80	0,00
Crucero 220-Crucero 500	37,14	0,00
Cardones 220-Cardones 500	17,36	0,00
Maitencillo 220-Maitencillo 500	28,69	0,00
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	15,49	0,00
Polpaico 220-Polpaico 500	57,09	0,00
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	45,47	0,00
Ancoa 220-Ancoa 500	14,57	0,00
Charrúa 220-Charrua 500	39,84	0,00

Las expansiones óptimas a realizar para las simulaciones sin considerar FACTS son las que se muestran en la Tabla 5.27, se observa que son las mismas a las del escenario 1 y 4 (ver Tabla 5.3).

**Tabla 5.27: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 5**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Nogales 220-Quillota 220	1	1.798.905
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	3	5.500.734

En la Tabla 5.28 se presentan las expansiones óptimas a realizar para las simulaciones que consideran equipos FACTS, se observa que son las mismas a las del escenario 1 (ver Tabla 5.4). Por lo tanto, se obtiene un sobrecosto de 3.805 [MUS\$] en las inversiones de líneas al considerar FACTS.

**Tabla 5.28: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 5**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	1	3.579.195
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Total	3	9.306.670

Para este escenario lo óptimo es instalar 7 equipos FACTS, cuyos costos y localizaciones se encuentran en la Tabla 5.29. Se puede apreciar que son los mismos a los del escenario 1 (ver Tabla 5.5).

**Tabla 5.29: FACTS a instalar, escenario 5**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Polpaico 220-Cerro Navia 220	480.756
Cerro Navia 220-Chena 220	436.147
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Total	7.384.650

En la Tabla 5.30 se muestran los vertimientos para todas las simulaciones. Solamente se tiene energía hidráulica vertida, en las mismas barras del escenario 1. Se observa que los vertimientos del DCOPF son levemente superiores a los de los escenarios anteriores.

**Tabla 5.30: Vertimientos renovables, escenario 5**

Vertimientos [ <i>MWh</i> ]				
Barra	Vertimientos DCOPF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con FACTS y líneas	Tecnología
Ancoa_220	20.905	0	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	583.889	0	0	Hidráulica
Total	604.794	0	0	

Al expandir tramos los vertimientos disminuyen en un 100 [%] para ambas barras. Al agregar FACTS al sistema, los vertimientos también son nulos.

En la Figura 5.11 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

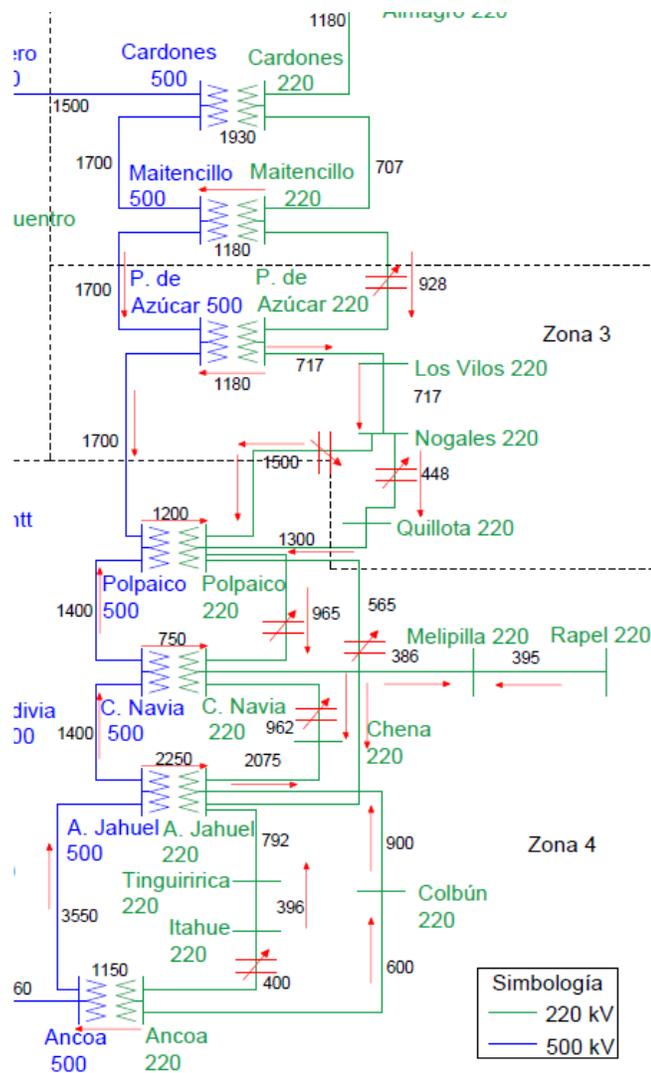


Figura 5.11: Direcciones normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 5

La operación de los FACTS normalmente responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.12 y en la Figura 5.13. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Polpaico 220-Cerro Navia 220), ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220 cuando este se congestiona, realizando compensaciones capacitivas.

El quinto FACTS (Cerro Navia 220-Chena 220) también ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220, realizando compensaciones capacitivas.

El sexto FACTS (Polpaico 220-Alto Jahuel 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El séptimo FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

Se siguen obteniendo compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema, como por ejemplo el tramo Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220, el cual ayuda a descongestionar el tramo Nogales 220-Quillota 220.

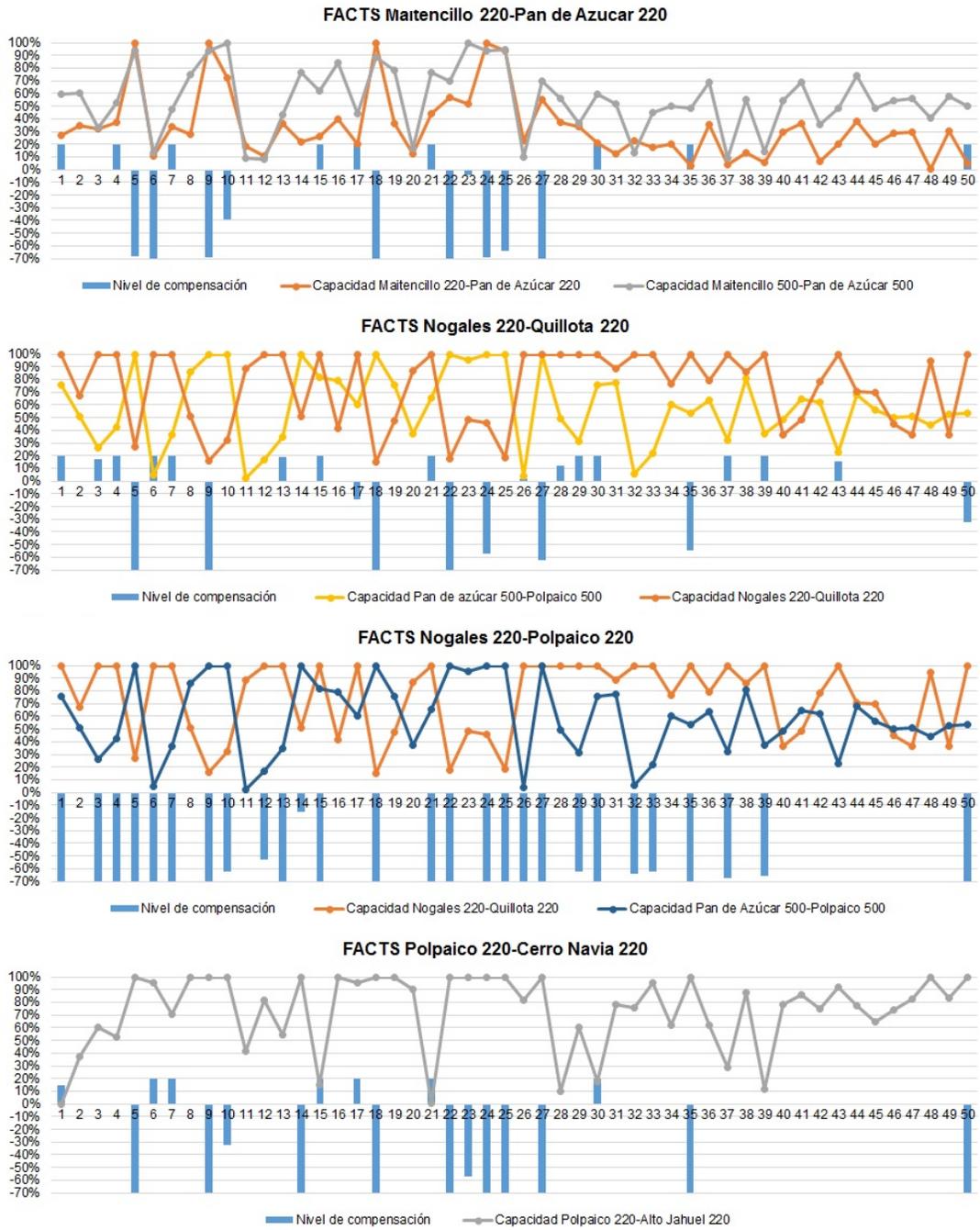


Figura 5.12: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 5

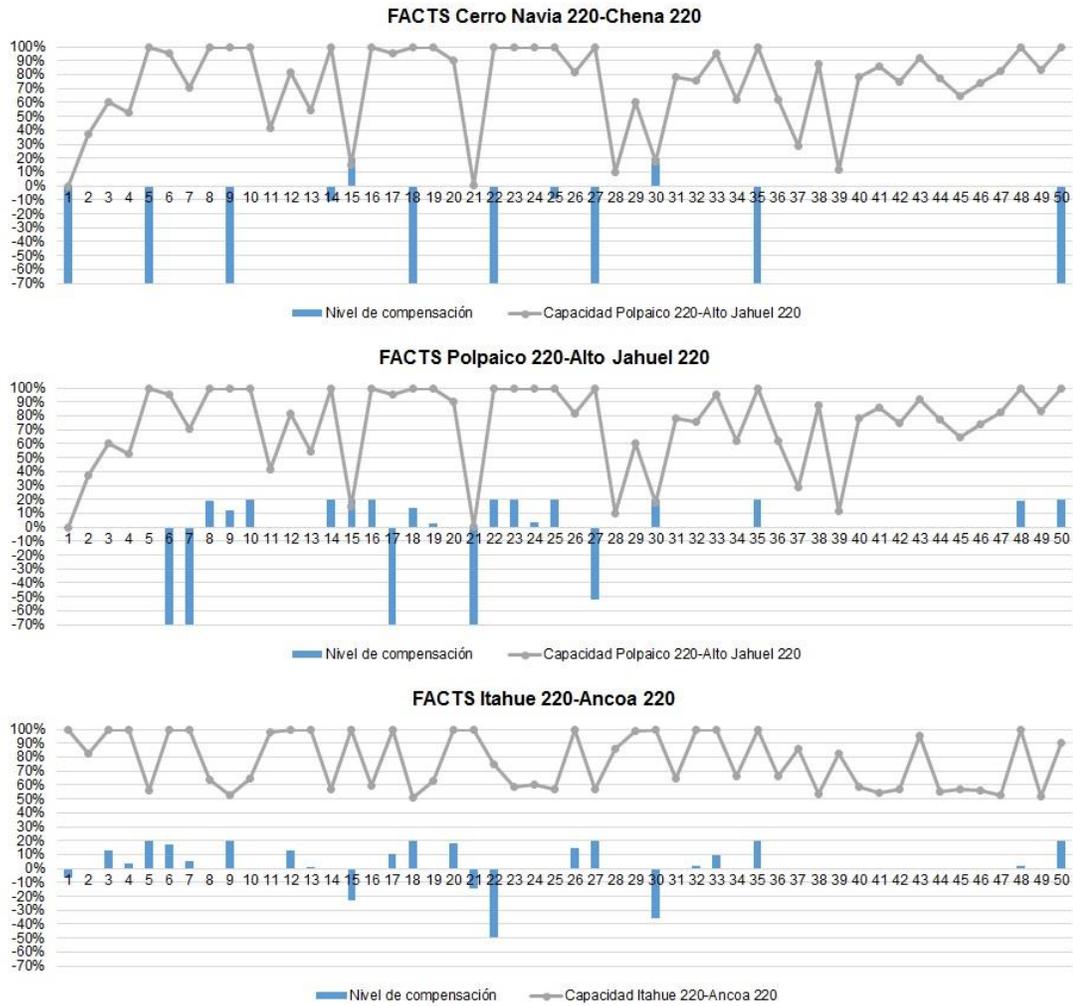


Figura 5.13: Compensaciones de los 3 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 5

## 5.6. Escenario 6

El escenario 6 considera un incremento del 16 [%] en la potencia instalada de las centrales eólicas, esto equivale a un incremento de 1.113 [MW] en la capacidad total.

En la Tabla 5.31 se presenta la energía generada por cada tipo de central para los distintos problemas corridos (sin infraestructura, con expansiones de tramos, y con expansiones de tramos y FACTS). La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa un incremento de 4.333 [GWh] en la energía hídrica disponible. Para el DCOPF se observa que no se aprovecha toda la energía disponible (Hay 1.103 [GWh] vertidos). Además, se observa que la instalación

de infraestructura (expansiones de tramos y/o FACTS) ayuda a incrementar la inyección de energía por parte de centrales hidroeléctricas, alcanzando la energía máxima disponible.

Al tener mayor disponibilidad de generación hidráulica, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al expandir tramos, disminuye la generación de diésel, GNL, desechos forestales. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de carbón, Biomasa-Petróleo N°6, Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6 y Biomasa.

Al considerar FACTS, se percibe un aumento importante en la generación de carboneras y centrales de GNL, disminuyendo la inyección por parte de centrales diésel.

**Tabla 5.31: Generación anual por tipo de central, escenario 6**

Tecnología	Energía [GWh]					
	Total Disponible	DCOPF	DCOPF expansiones	DCOPF expansiones + FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	32.256	31.153	32.256	32.256	0,0	0,00
Solar	8.190	8.190	8.190	8.190	0,0	0,00
Eólica	4.200	4.200	4.200	4.200	0,0	0,00
Petróleo Diésel	30.745	1.857	1.796	1.557	-	238,6
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	12.504	11.176	11.277	100,5	0,89
Desechos Forestales	226	141	139	140	0,7	0,52
Carbón	43.517	38.109	38.193	38.380	186,4	0,49
Biomasa-Petróleo N°6	403	237	276	258	-18,4	-7,13
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	966	1.052	1.026	-26,0	-2,53
Biomasa	1.674	1.232	1.311	1.293	-18,1	-1,40
Petróleo IFO-180	1.836	544	544	557	13,4	2,40
Otro	153	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	1.343	1.343	1.343	0,0	0,00

En la Tabla 5.32 se presentan los niveles de utilización promedio y tiempos de saturación para cada tramo. Si se comparan con el escenario 1, en este escenario los tiempos de saturación aumentan para aquellos tramos que están al sur de Alto Jahuel, también se percibe una disminución del tiempo de saturación en algunos tramos que están al norte de Alto Jahuel (Crucero 500-Cardones 500, Nogales 220-Quillota 220).

**Tabla 5.32: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario 6**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	4,9	0,00
Lagunas 220-Crucero 220	76,5	0,00
Crucero 220-Encuentro 220	49,7	0,00
Encuentro 220-Atacama 220	26,6	0,00
Crucero 220-Atacama 220	19,9	0,00
Atacama 220-Domeyko 220	13,9	0,00
Crucero 220-Domeyko 220	38,0	0,00
Lagunas 220-Encuentro 220	3,3	0,00
Crucero 500-Cardones 500	56,2	1,31
Diego de Almagro 220-Cardones 220	14,8	0,00
Cardones 220-Maitencillo 220	12,5	0,00
Cardones 500-Maitencillo 500	47,7	0,00
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	27,6	0,00
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	58,1	13,89
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	52,8	2,80
Los Vilos 220-Nogales 220	44,6	0,00
Nogales 220-Quillota 220	72,7	31,75
Quillota 220-Polpaico 220	25,6	0,00
Nogales 220-Polpaico 220	28,4	0,00
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	60,1	6,45
Rapel 220-Melipilla 220	23,8	0,00
Melipilla 220-Cerro Navia 220	23,6	0,00
Polpaico 220-Cerro Navia 220	28,3	0,00
Cerro Navia 220-Chena 220	24,7	0,00
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,8	0,00
Polpaico 500-Cerro Navia 500	42,3	0,00
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	32,4	0,00
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	64,1	41,92
Tinguiririca 220-Itahue 220	46,2	14,49
Itahue 220-Ancoa 220	76,8	35,06
Ancoa 500-Charrúa 500	38,9	0,00
Charrúa 220-Temuco 220	17,4	0,00
Temuco 220-Los ciruelos 220	15,1	0,00
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	26,0	0,00
Valdivia 220-Barro Blanco 220	28,0	0,00
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	28,0	0,00
Colbún 220-Ancoa 220	11,0	0,00
Colbún 220-Alto Jahuel 220	23,9	0,00
Hualpén 220-Charrúa 220	48,7	0,00
Lagunillas 220-Charrúa 220	18,7	0,00
Lagunillas 220-Hualpen 220	12,5	0,00
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	20,3	0,00
Charrúa 500-Valdivia 500	8,5	0,00
Valdivia 500-Puerto Montt 500	4,8	0,00
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	72,8	17,01
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	37,9	0,00
Valdivia 220-Valdivia 500	8,2	0,00
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	9,6	0,00
Crucero 220-Crucero 500	37,4	0,00
Cardones 220-Cardones 500	17,2	0,00
Maitencillo 220-Maitencillo 500	26,8	0,00
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	11,8	0,00
Polpaico 220-Polpaico 500	54,1	0,00
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	43,5	0,00
Ancoa 220-Ancoa 500	15,9	0,00
Charrúa 220-Charrua 500	39,0	0,00

Las expansiones óptimas resultantes para las simulaciones que no consideran FACTS se muestran en la Tabla 5.33. Se evidencia que las expansiones se realizan en aquellos tramos que más tiempo se saturan.

**Tabla 5.33: Expansiones a realizar sin FACTS, escenario 6**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	2	2.976.487
Tinguiririca 220-Itahue 220	1	1.957.423
Itahue 220-Ancoa 220	1	3.019.153
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1	2.213.586
Total	5	10.166.649

Las expansiones óptimas resultantes para las simulaciones que consideran equipos FACTS se muestran en la Tabla 5.34. Se observa que estas no se realizan necesariamente en aquellos tramos que se saturan durante más tiempo, además se observa un ahorro de 859.979 [US\$] en la infraestructura cuando se instalan equipos FACTS, correspondiente a un 8,46 [%]

**Tabla 5.34: Expansiones a realizar considerando FACTS, escenario 6**

Tramo	Cantidad	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	1	3.579.195
Los Vilos 220-Nogales 220	1	4.239.232
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1	1.488.243
Total	3	9.306.670

Los equipos FACTS a instalar se presentan en la Tabla 5.35. A diferencia del escenario 1, se obtiene 1 FACTS adicional en el tramo Tinguiririca 220-Itahue 220. Además, se instala un FACTS en el tramo Polpaico 500-Cerro Navia 500 en vez del tramo Cerro Navia 220-Chena 220.

**Tabla 5.35: FACTS a instalar, escenario 6**

Tramo	AVI [US\$]
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	2.400.482
Nogales 220-Quillota 220	375.175
Nogales 220-Polpaico 220	2.817.366
Polpaico 220-Cerro Navia 220	480.756
Polpaico 500-Cerro Navia 500	1.017.409
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Tinguiririca 220-Itahue 220	210.714
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Total	8.176.626

En la Tabla 5.36 se muestran los vertimientos que se producen durante el año de estudio. Se observa que, para el flujo sin infraestructura, solo hay vertimientos para las centrales hidráulicas en las barras Ancoa 220, Itahue 220 y Tinguiririca 220. Al instalar líneas en el sistema, los vertimientos se vuelven nulos en todas las barras. Lo mismo ocurre al instalar líneas y FACTS.

**Tabla 5.36: Vertimientos renovables, escenario 6**

Vertimientos [ <i>MWh</i> ]				
Barra	Vertimientos del DCOPF	Vertimientos al expandir con líneas	Vertimientos al expandir con líneas e instalar FACTS	Tecnología
Ancoa_220	259.380	0	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	809.919	0	0	Hidráulica
Itahue_220	33.120	0	0	Hidráulica
Total	1.102.419	0	0	

En la Figura 5.14 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

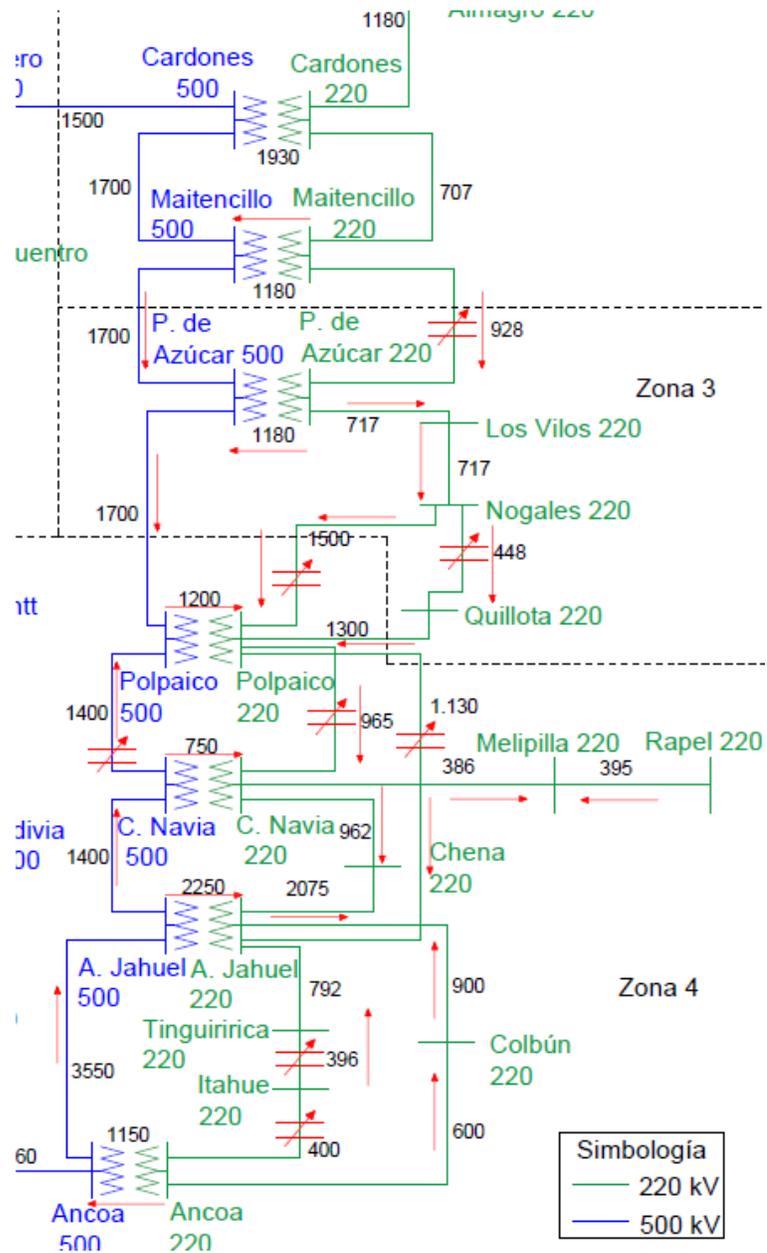


Figura 5.14: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario 6

La operación de los FACTS normalmente responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.15 y en la Figura 5.16. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220), se observa que actúa de manera capacitiva cuando el tramo Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500 está cerca de su límite térmico.

Para el segundo FACTS (Nogales 220-Quillota 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Polpaico 220), solo realiza compensaciones capacitivas cuando una de las dos líneas paralelas se satura (Nogales 220-Quillota 220 y Pan de Azúcar 500-Polpaico 500).

El cuarto FACTS (Polpaico 220-Cerro Navia 220), ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220 cuando este se congestiona, realizando compensaciones capacitivas.

El quinto FACTS (Polpaico 500-Cerro Navia 500) también ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220, realizando compensaciones capacitivas.

El sexto FACTS (Polpaico 220-Alto Jahuel 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El séptimo FACTS (Tinguiririca 220-Itahue 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El octavo FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

A veces se obtienen compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema.

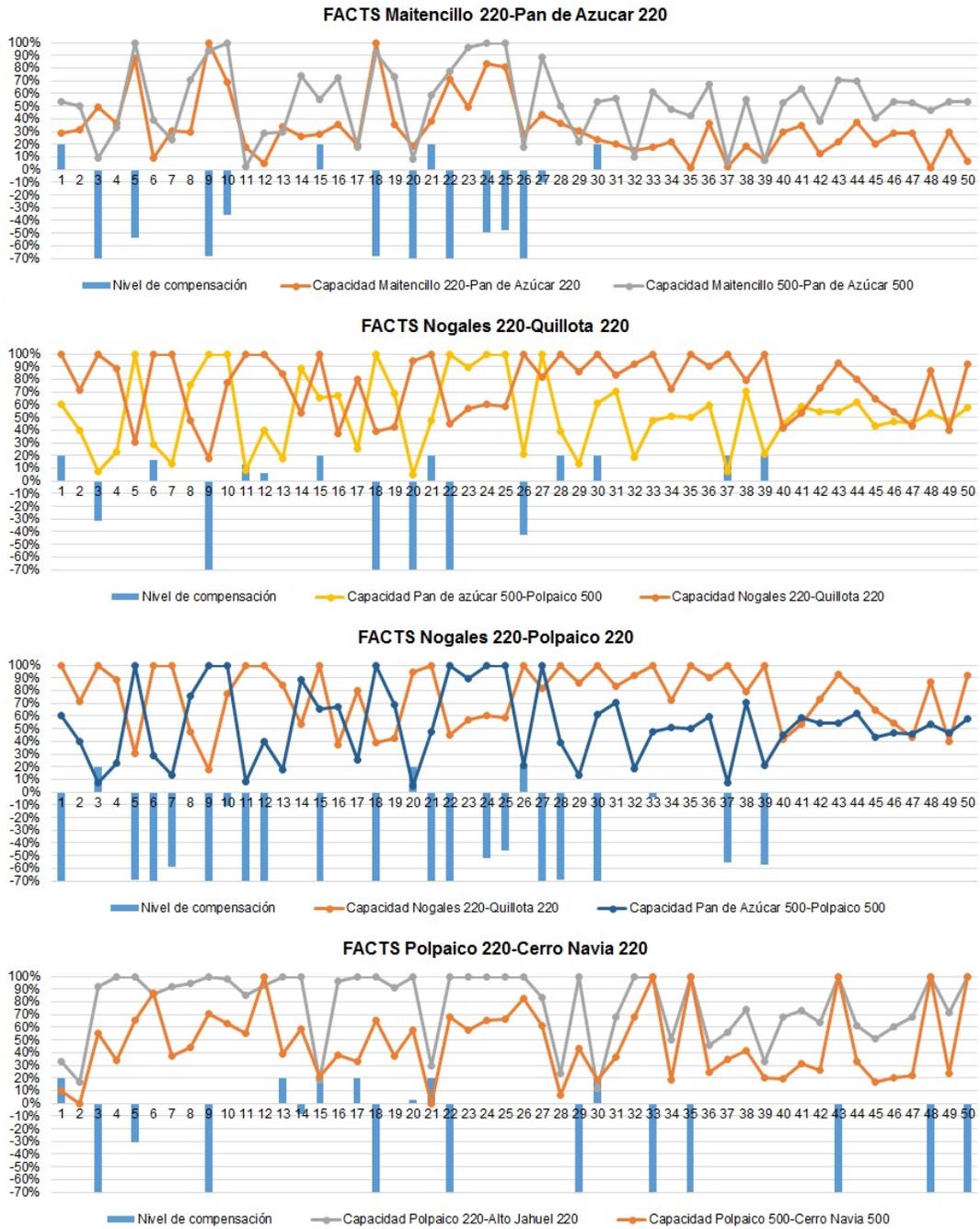


Figura 5.15: Compensaciones de los 4 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 6

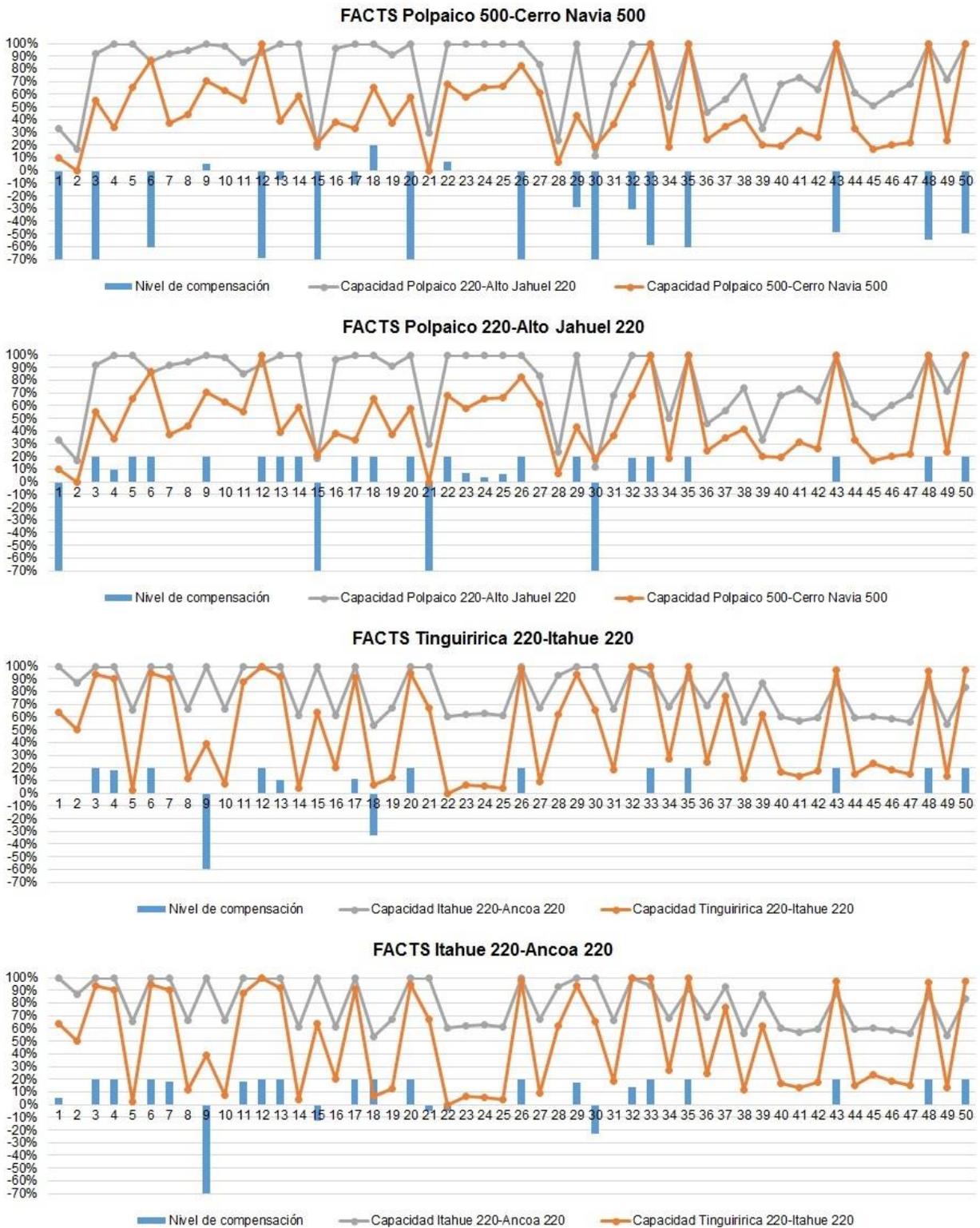


Figura 5.16: Compensaciones de los 4 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario 6

## 5.7. Escenario alternativo

Este considera un incremento del 100% de la capacidad instalada de las centrales solares y eólicas. Las centrales solares quedan con una capacidad final de 6.294 [MW], mientras que las centrales eólicas quedan con una capacidad final de 3.033 [MW].

En la Tabla 5.37 se presenta la energía generada por cada tipo de central para los distintos problemas corridos (sin infraestructura y con instalación de FACTS). La columna DIF indica la diferencia de energía entre el DCOPF con FACTS y expansiones, y el DCOPF con expansiones. En otras palabras, la variación de generación entre ambos tipos de simulación.

Con respecto al escenario 1, se observa un incremento de 8.190 [GWh] en la energía solar disponible y 4.200 [GWh] en la energía eólica disponible. Para el DCOPF se observa que no se aprovecha toda la energía eólica e hidráulica disponible. Además, se observa que la instalación de FACTS ayuda a disminuir los vertimientos de estas centrales.

Al tener mayor disponibilidad de generación eólica y solar, la generación térmica disminuye respecto del escenario base, dependiendo que tan económica sea la tecnología. Al instalar FACTS, disminuye la generación de diésel, GNL, desechos forestales y Carbón. Mientras que se produce un ligero aumento de generación por parte de las centrales de Biomasa-Petróleo N°6, Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6, gas natural y Biomasa.

**Tabla 5.37: Generación anual por tipo de central, escenario alternativo**

Tecnología	Energía [GWh]				
	Total Disponible	DCOPF	DCOPF instalación FACTS	DIF	DIF [%]
Hidráulica	27.923	27.331	27.858	527,5	1,89
Solar	16.380	16.380	16.380	0,0	0,00
Eólica	8.400	8.272	8.385	113,3	1,35
Petróleo Diésel	30.745	2.063	1.619	-	443,2
Licor Negro-Petróleo N°6	324	324	324	0,0	0,00
GNL	21.039	9.932	9.674	-	258,1
Desechos Forestales	226	141	138	-3,8	-2,79
Carbón	43.517	32.477	32.470	-7,3	-0,02
Biomasa-Petróleo N°6	403	257	261	3,8	1,48
Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1.393	975	982	6,9	0,70
Biomasa	1.674	1.246	1.274	28,7	2,25
Petróleo IFO-180	1.836	441	463	21,9	4,74
Otro	153	153	153	0,0	0,00
Geotermia	420	420	420	0,0	0,00
Gas Natural	4.529	961	972	10,2	1,05

En la Tabla 5.38 se presentan los niveles de utilización promedio y tiempos de saturación para cada tramo para el escenario alternativo. Si se comparan con el escenario 1, en este escenario se obtienen tiempos de saturación superiores en los tramos que están al norte de Alto Jahuel. Lo que indica que se está transportando más flujo por esas líneas producto de un aumento de la generación económica en las barras que están al norte del centro de la demanda.

**Tabla 5.38: Nivel de utilización y tiempo de saturación para cada tramo, escenario alternativo**

Tramo	Nivel de utilización [%]	Tiempo de saturación en cada tramo [%]
Tarapacá 220-Lagunas 220	14,7	0,0
Lagunas 220-Crucero 220	75,1	0,0
Crucero 220-Encuentro 220	42,5	0,0
Encuentro 220-Atacama 220	28,1	0,0
Crucero 220-Atacama 220	21,3	0,0
Atacama 220-Domeyko 220	13,1	0,0
Crucero 220-Domeyko 220	38,6	0,0
Lagunas 220-Encuentro 220	3,2	0,0
Crucero 500-Cardones 500	46,6	5,8
Diego de Almagro 220-Cardones 220	29,0	0,0
Cardones 220-Maitencillo 220	12,1	0,0
Cardones 500-Maitencillo 500	41,7	0,0
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	28,1	0,0
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	56,7	0,0
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	68,6	24,1
Los Vilos 220-Nogales 220	61,3	5,0
Nogales 220-Quillota 220	79,9	35,9
Quillota 220-Polpaico 220	23,5	0,0
Nogales 220-Polpaico 220	27,8	0,0
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	65,6	22,0
Rapel 220-Melipilla 220	19,1	0,0
Melipilla 220-Cerro Navia 220	22,0	0,0
Polpaico 220-Cerro Navia 220	29,6	0,0
Cerro Navia 220-Chena 220	25,2	0,0
Chena 220-Alto Jahuel 220	7,6	0,0
Polpaico 500-Cerro Navia 500	42,0	0,0
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	30,7	0,0
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	59,5	35,1
Tinguiririca 220-Itahue 220	40,1	4,5
Itahue 220-Ancoa 220	76,1	24,5
Ancoa 500-Charrúa 500	38,9	0,0
Charrúa 220-Temuco 220	15,3	0,0
Temuco 220-Los ciruelos 220	17,2	0,0
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	26,6	0,0
Valdivia 220-Barro Blanco 220	29,2	0,0
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	29,2	0,0
Colbún 220-Ancoa 220	9,9	0,0
Colbún 220-Alto Jahuel 220	23,1	0,0
Hualpén 220-Charrúa 220	44,0	0,0
Lagunillas 220-Charrúa 220	16,9	0,0
Lagunillas 220-Hualpen 220	11,3	0,0
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	21,5	0,0
Charrúa 500-Valdivia 500	7,4	0,0
Valdivia 500-Puerto Montt 500	4,3	0,0
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	70,9	28,8
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	40,1	0,0
Valdivia 220-Valdivia 500	7,7	0,0
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	8,7	0,0
Crucero 220-Crucero 500	31,1	0,0
Cardones 220-Cardones 500	31,7	0,0
Maitencillo 220-Maitencillo 500	36,0	0,0
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	22,0	0,0
Polpaico 220-Polpaico 500	60,6	0,0
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	46,5	0,0
Ancoa 220-Ancoa 500	15,2	0,0
Charrúa 220-Charrúa 500	38,4	0,0

Los equipos FACTS a instalar se presentan en la Tabla 5.39. Se obtienen 9 equipos FACTS, cuya localización coincide con los bucles en los que se satura uno de los tramos.

**Tabla 5.39: FACTS a instalar, escenario alternativo**

Tramo	AVI [US\$]
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	638.937
Los Vilos 220-Nogales 220	320.080
Nogales 220-Quillota 220	375.174
Polpaico 500-Cerro Navia 500	1.017.409
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	217.124
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	122.157
Tinguiririca 220-Itahue 220	210.714
Itahue 220-Ancoa 220	657.600
Colbún 220-Alto Jahuel 220	3.247.438
Total	6.806.633

Los vertimientos renovables se presentan en la Tabla 5.40, se observan vertimientos hidráulicos y eólicos para las tres barras que se muestran en la tabla.

**Tabla 5.40: Vertimientos renovables para las barras del sistema**

Barra	Vertimientos DCOFF [MWh]	Vertimientos al instalar FACTS [MWh]	Tecnología
Pan_de_Azúcar_220	128.198	14.849	Eólica
Ancoa_220	26.698	0	Hidráulica
Tinguiririca_220	565.831	65.016	Hidráulica
Total	720.726	79.865	

Al instalar FACTS, se reducen los vertimientos eólicos en un 88 [%] y los vertimientos hidráulicos en un 76 [%].

En la Figura 5.17 se observan las localizaciones de los FACTS en el sistema y las direcciones promedio de los flujos por los distintos tramos del sistema. Se puede observar que estos se instalan en tramos no radiales, en los cuales existen bucles o caminos alternativos, con el fin de descongestionar estos tramos o el mismo tramo en donde se instalan.

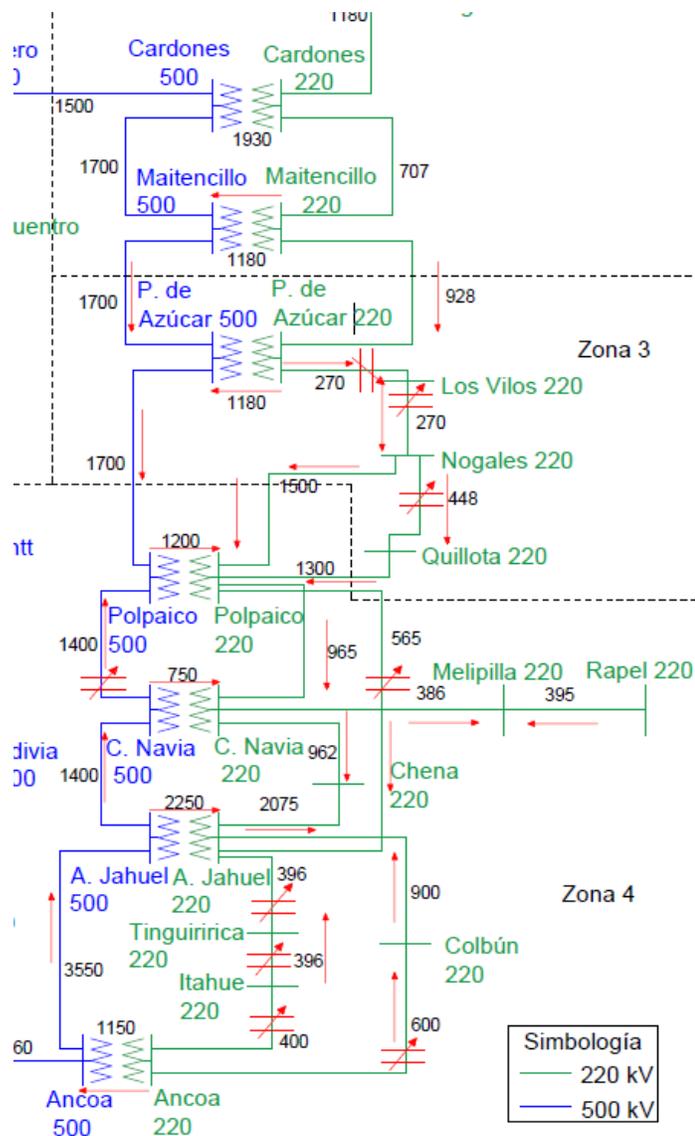


Figura 5.17: Dirección normal de los flujos y FACTS instalados, escenario alternativo

La operación de los FACTS normalmente responde a las congestiones que se producen en las líneas de transmisión. Es lo que se observa en la Figura 5.18 y en la Figura 5.19. Se han ilustrado las compensaciones de los FACTS y nivel de utilización de las líneas que se saturan, en [%].

En el caso del primer FACTS (Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220), se observa que actúa tanto de manera inductiva cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota o el mismo tramo Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220. Y actúa de manera capacitiva cuando el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500 se satura.

Para el segundo FACTS (Los Vilos 220-Nogales 220), se observa un compartamiento tanto capacitivo como inductivo. Las compensaciones inductivas, las realiza cuando se satura el tramo Nogales 220-Quillota 220. Por otro lado, las

compensaciones capacitivas, las realiza cuando se satura el tramo Pan de Azúcar 500-Polpaico 500.

El tercer FACTS (Nogales 220-Quillota 220), solo realiza compensaciones inductivas cuando se satura Nogales 220-Quillota 220 o Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220.

El cuarto FACTS (Polpaico 500-Cerro Navia 500), ayuda a descongestionar el tramo Polpaico 220-Alto Jahuel 220 cuando este se congestiona, realizando compensaciones capacitivas.

El quinto FACTS (Polpaico 220-Alto Jahuel 220) realiza compensaciones inductivas, ayudando a descongestionar el propio tramo.

El sexto FACTS (Alto Jahuel 220-tinguiririca 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones inductivas.

El séptimo FACTS (Tinguiririca 220-Itahue 220) ayuda a descongestionar el tramo Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220, realizando compensaciones inductivas.

El octavo FACTS (Itahue 220-Ancoa 220) ayuda a descongestionar el tramo Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220, a través de compensaciones inductivas.

El noveno FACTS (Colbún 220-Alto Jahuel 220) ayuda a descongestionar el propio tramo, realizando compensaciones capacitivas.

A veces se obtienen compensaciones que no necesariamente ayudan a descongestionar los tramos cercanos a los del FACTS, más bien ayudan a descongestionar tramos localizados en otros bucles del sistema.

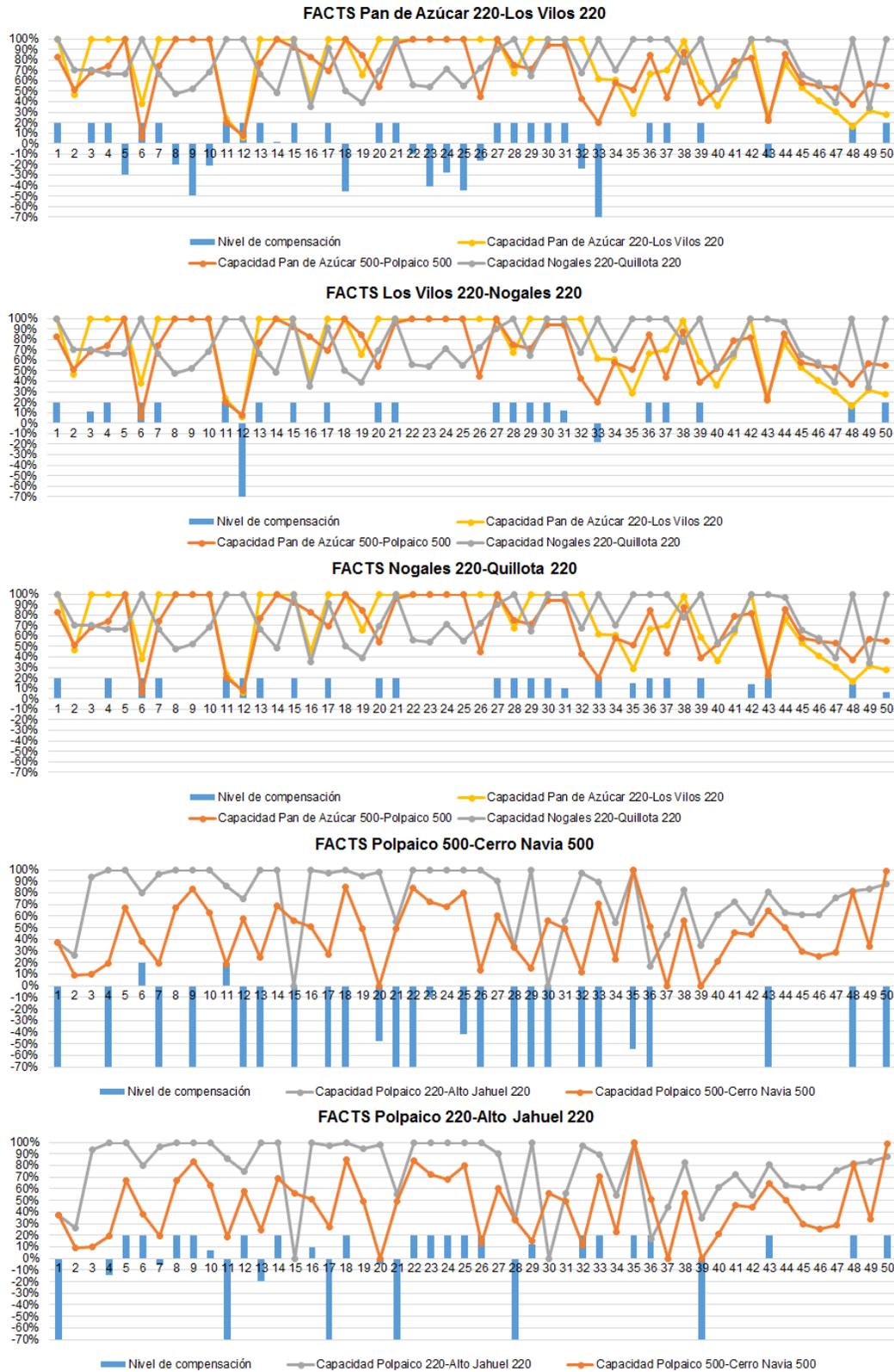


Figura 5.18: Compensaciones de los 5 primeros FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario alternativo

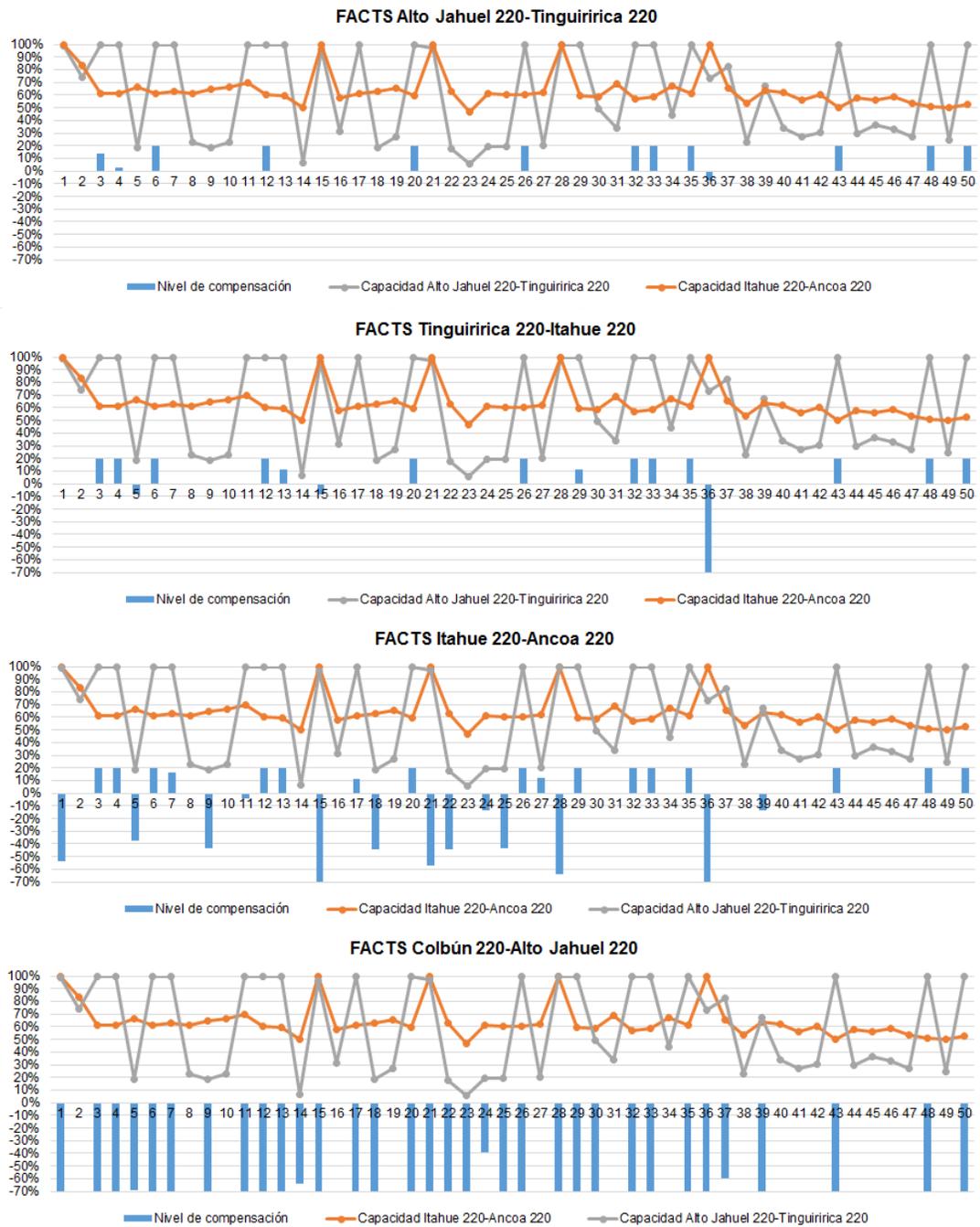


Figura 5.19: Compensaciones de los 4 últimos FACTS y nivel de carga en de las líneas, escenario alternativo

## 5.8. Discusión

En todos los escenarios estudiados, se comprobó que incluir FACTS siempre es mejor a solo expandir los tramos. Los costos de la función objetivo siempre son menores.

Además, en todos los escenarios los FACTS ayudan a incrementar la potencia inyectada por centrales hidroeléctricas, y provocan un aumento de inyección por parte de centrales termoeléctricas económicas, como lo son las carboneras. Normalmente estas centrales económicas están en barras alejadas del centro de consumo (Alto Jahuel-Chena), como en Charrúa o en Crucero (ir al Anexo IV). Esto explica las ubicaciones obtenidas de la infraestructura.

Como se vio en el capítulo 4 y en las secciones anteriores, en los escenarios en los que se instalan menos cantidad de FACTS son en el escenario 2 y 3, es decir, cuando se aumenta la capacidad instalada solar. Sin embargo, en estos escenarios es justamente donde se produce el mayor ahorro en la función objetivo, ya que estos equipos reemplazan la necesidad de instalar infraestructura tradicional, disminuyendo los costos de infraestructura clásica en más del 50 [%].

Por otro lado, para los escenarios base, 4 (eólico +50%) y 5 (eólico +100%), se obtiene un ahorro menor en la función objetivo, y es muy similar entre los distintos escenarios, ya que los FACTS no reemplazan las expansiones de tramos (instalaciones de líneas). En cambio, en estos escenarios se obtienen los mayores ahorros en los costos de operación (ver Figura 4.5).

También hay que considerar que la potencia en la que incrementan las centrales solares en los escenarios 2 y 3, es mayor al incremento en potencia de los demás escenarios, lo que nos indica que entre mayor potencia instalada de ERNC, mayor es el beneficio económico que nos traen en estos equipos.

Por otro lado, en el escenario 6 (+100% hidráulico) se tiene un incremento de potencia en centrales hidráulicas similar al escenario 2 (+50% solar), cercano a 1.000 [MW]. Sin embargo, los ahorros en la función objetivo no son los mismos (ver Anexo IV). Por el contrario, los ahorros en los costos de operación si se asemejan bastante. Con esto se puede deducir que el ahorro en infraestructura tradicional, depende de los lugares en los que se concentran los incrementos de potencia instalada, ya que eso definirá en parte, las líneas que se tengan que instalar, cuyos costos varían de acuerdo al largo y la potencia.

Con respecto al escenario alternativo, se demuestra que, ante la necesidad urgente de infraestructura, los FACTS resultan una muy buena alternativa, reduciendo los vertimientos ERNC en un 88 [%] y los vertimientos hidráulicos en un 76 [%]. Además, se reduce el costo de la función objetivo en un 2,04 [%] y el costo de operación en un 6,56 [%], al instalar FACTS en el sistema.

Respecto a las operaciones de los FACTS, en todos los escenarios son muy similares entre sí, se suelen repetir los tramos que se saturan, y en función de eso los FACTS actúan realizando compensaciones inductivas o capacitivas.

## 6. Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo era demostrar que, ante escenarios de mayor penetración renovable, los FACTS resultan una opción más atractiva a las líneas de transmisión.

De los resultados obtenidos, se vio que en los escenarios de mayor penetración renovable (escenarios solares), el ahorro obtenido en la función objetivo era mayor al considerar FACTS como opción complementaria a la expansión de líneas de transmisión. Estos permitían reducir la inversión en expansiones en más del 50 [%] y también reducían los costos de operación entre el 0,6 y 0,74 [%].

Por el contrario, en los escenarios con menor penetración renovable (base y eólicos), no se percibieron ahorros en los costos de infraestructura tradicional al considerar FACTS, esto es porque al ser menor el aumento de energía renovable, no se requiere gastar tanto en infraestructura tradicional, por lo que al instalar FACTS, las expansiones se mantienen (incluso aumenta el gasto en infraestructura tradicional). En estos escenarios, se percibe un mayor ahorro en los costos de operación.

Por lo tanto, se podría confirmar que los FACTS disminuyen más los costos totales al haber mayor generación renovable. Aunque esto igual depende de donde se concentre los nuevos focos de generación renovable. Al incrementar la potencia hidroeléctrica, la reducción de costos no es tan grande en comparación a un escenario solar de la misma potencia incrementada. Esto se debe a que la infraestructura de Alto Jahuel al sur es de mayor capacidad a la de Alto Jahuel hacia el norte. Por lo tanto, no se requiere gastar tanto en líneas para aprovechar los recursos hídricos. En ese caso, los FACTS no disminuyen tanto los costos de infraestructura tradicional.

Sin embargo, estos resultados son algo preliminares, por lo que hay que mirarlos con cuidado. Dado que este sistema es una versión reducida del SIC-SING, mucha generación renovable se concentra en barras equivalentes, las cuales son bastante importantes en el sistema y además algunas se autoabastecen con la misma energía barata. Esta explica en parte del porqué los vertimientos renovables son nulos en los 6 escenarios.

En la realidad la generación renovable está mucho más distribuida en el sistema, conectada a distintas barras, algunas alejadas de los consumos. Por lo tanto, al hacer este ejercicio en un sistema más grande, se podrían obtener resultados muy distintos. Dada la función de costos del FACTS, este empieza a convenir para líneas más pequeñas, por lo que, en sistemas medianos o más pequeños, saturados en determinadas horas del año, podría ser mucho mejor opción instalar un equipo FACTS.

Se demostró que, ante la necesidad urgente de infraestructura, los FACTS resultan ser una opción bastante atractiva, reduciendo los costos totales en un 2,04 [%] y los vertimientos ERNC en un 88 [%].

Como trabajo futuro, se propone realizar distintos estudios con este modelo:

- Analizar el comportamiento de los resultados para una mayor cantidad de bloques/condiciones de operación. Al aumentar la cantidad de bloques, se representan de mejor forma las condiciones de operación más extremas (generación, demanda). Por lo que pueden aparecer bloques en los que se saturan ciertos tramos, los cuales no se saturaban para una cantidad menor de bloques. En esos bloques, los FACTS podrían redirigir los flujos produciendo un ahorro más que aceptable.
- Estudiar más escenarios, con incrementos de capacidad instalada tanto de eólica, como solar e hidráulica. También serviría, basarse en los resultados de las próximas licitaciones, y en base a esto construir escenarios más representativos para los años 2025-2030.
- Utilizar un sistema con mayor cantidad de barras y líneas, con el fin de hacer una representación más precisa del sistema eléctrico chileno, lo cual podría entregar resultados más fieles a la realidad. En efecto, al considerar más líneas las congestiones aumentarían (tramos paralelos con distinta reactancia), pudiendo aumentar la necesidad de instalar estos equipos. En ese caso aumentarían los vertimientos.
- Cotizar costos de equipos reales para incluirlos en la optimización. La fórmula de costos es solo referencial y los costos pueden variar en el tiempo.
- Hacer simulaciones para distintos tiempos de vida de los FACTS. Probablemente en un tiempo más, se tenga más certeza de este valor y, por ende, de la anualidad asociada.
- Evaluar el factor tiempo de la instalación de la infraestructura. Un FACTS toma mucho menos tiempo que instalar una nueva línea de transmisión.
- Evaluar los FACTS para años en donde se pronostique considerablemente mayor potencia instalada en centrales solares y eólicas.

## Bibliografía

- [1] CNE, «Comisión Nacional de Energía, fijación de precios de nudo de corto plazo.,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>. [Último acceso: mayo 2016].
- [2] CNE, «Comisión Nacional de Energía, fijación de precios de nudo de octubre del 2015,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>. [Último acceso: mayo 2016].
- [3] *Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia.*, Otoño 2015.
- [4] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Días, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santiago : Pearson Education, 2008.
- [5] «FACTS - Flexible AC Transmission Systems,» [En línea]. Available: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno99/FACTS/FACTS2.html>.
- [6] J. Muñoz, «Prototipo de equipos FACTS de baja potencia,» Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2006.
- [7] *Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos*, Otoño 2015.
- [8] N. G. Hingorani y L. Gyugyi, *Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press.
- [9] S. Meikandasivam, R. K. Nema y S. K. Jain, «Selection of TCSC Parameters: Capacitor and Inductor,» *India International Conference on Power Electronics 2010 (IICPE2010)*, nº 1 - 5, 2011.
- [10] S. A. Jumaat, I. M. M. M. Othman y H. M. , «Placement and Sizing of Thyristor Controlled Placement and Sizing of Thyristor Controlled Technique

for Loss Minimization,» *Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) Melaka, Malaysia, 2012 Ieee International*, nº 285 - 290, 2012.

- [11] E. B. Fisher, R. P. P. O'Neill y M. C. Ferris, «Optimal Transmission Switching,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1346 - 1355, 2008.
  
- [12] R. K. Suman, C. Lal, M. Kumar, I. Alam y A. K. Goswami, «Cost-Benefit Analysis of TCSC Installation to Power System Operation,» *Energy, Automation, and Signal (ICEAS), 2011 International Conference on*, pp. 1 - 6, 2011.
  
- [13] R. Moreno, Y. Chen y G. Strbac, «Evaluation of Benefits of Coordinated DC & AC Flexible Transmission Systems with Probabilistic Security and Corrective Control,» *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, pp. 1 - 6, 2015.
  
- [14] J. Mutale y G. Strbac, «Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment,» *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference*, pp. 279 - 285, 1999.
  
- [15] F. Fernández, G. Blanco, M. Dávalos , U. Häger y C. Rehtanz, «Inversiones Flexibles en el Sistema de Transmisión bajo Incertidumbre basado en Opciones Reales y Teoría de Juego contra la Naturaleza,» *Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2014 IEEE*, pp. 780 - 785, 2014.
  
- [16] S. Sreejith, S. Shriram, M. Ambili, P. Sujyothi y V. G. Nithya, «Enhancing the power transfer capability in a power system network using series connected FACTS devices for increased renewable penetration,» *Advances in Electrical Engineering (ICAEE), 2014 International Conference on*, pp. 1 - 6, 2014.
  
- [17] Universidad de Chile, «EXPLORADOR DE ENERGÍA SOLAR,» 2012. [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>.

- [18] Pontificia Universidad Católica de Chile, «EFECTO DEL PAGO DE REDES EN EL ANÁLISIS DE OFERTAS,» [En línea]. Available: <http://power.sitios.ing.uc.cl/alumno06/Subastas/14.htm>.
- [19] Comisión Nacional de Energía, «Proceso de tarificación troncal,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/proceso-de-tarificacion-troncal/>. [Último acceso: Junio 2016].
- [20] K. Habur y D. O'Leary, «FACTS-Flexible Alternating Current Transmission Systems, For cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy».
- [21] J. Morsali, K. Zare y M. Tarafdar Hagh, «Performance comparison of TCSC with TCPS and SSSC controllers in AGC of realistic interconnected multi-source power system,» 2015.
- [22] L. J. Cai, I. Erlich y G. Stamtsis, «Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms,» *Power Systems Conference and Exposition*, vol. 1, nº 201 - 207, 2004.
- [23] Working Group (WG) B4-49, «Performance Evaluation and Applications Review of Existing Thyristor Control Series Capacitor Devices-TCSC,» 2013.
- [24] REALISEGRID, «Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems,» 2010.
- [25] H. Chen, *Power Grid Operation in a Market Environment: Economic Efficiency and Risk Mitigation*, IEEE Press, 2016, p. 248.
- [26] R. K. Suman, «Cost-Benefit Analysis of TCSC Installation to Power System Operation,» *Energy, Automation, and Signal (ICEAS), 2011 International Conference on*, pp. 1-6, 2011.
- [27] M. Sahraei-Ardakani y K. W. Hedman, «A Fast LP Approach for Enhanced Utilization of Variable Impedance Based FACTS Devices,» *IEEE*

*Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 2204 - 2213, 2015.

- [28] Centro de Energía, «Base de datos PLP Centro de Energía,» Universidad de Chile, Santiago, 2016.
- [29] Universidad de Chile, «EXPLORADOR DE ENERGÍA EÓLICA,» 2012. [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [30] SEA, «Servicio de Evaluación Ambiental,» [En línea]. Available: <http://www.sea.gob.cl/>.

## **Anexo I**

En este anexo se detallan las características y parámetros del sistema de 42 barras utilizado en el presente trabajo.

En la tabla de abajo se mencionan las barras representadas por cada una de las barras del sistema de 42 barras. Esta reducción se aplicó al sistema utilizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile en conjunto de las líneas proyectadas por la CNE. A partir de esta representación, se determinaron los parámetros de las líneas viendo todas las líneas entre las barras representadas para un cierto tramo (ejemplo Atacama-Domeyko), de este modo, la capacidad de esa línea corresponde a la suma de todas esas líneas comprendidas entre barras representadas (suma de capacidades de las líneas Atacama-Domeyko con Mejillones-Domeyko).

### Barras representadas por cada barra equivalente del sistema

Barra equivalente	Barras representadas
Tarapacá 220	Alto Hospicio 110 kV; Cerro Dragón 110 kV; Tap Off Quiani 66 kV; Tarapacá 220
Lagunas 220	Arica 110 kV; Arica 13,8 kV; CD Arica 13.8 kV; CD Iquique 13.8 kV; Chapiquiña 66 kV; Collahuasi 220 kV; Dolores 110 kV; El Águila 66 kV; Iquique 13,8 kV; Lagunas 220 kV; Pozo Almonte 220 kV; Pozo Almonte 23 kV; Pozo Almonte 66 kV; Tamarugal 66 kV
Crucero 220	Angamos 220 kV; Barrilles 220 kV; Calama 110 kV; Chuquicamata 220 kV; Crucero 220 kV; El Cobre 220 kV; El Loa 220 kV; KM6 100 kV; La Cruz 220 kV; Laberinto 220 kV; Nva.Victoria 220 kV; Oeste 220 kV; Salar 110 kV; Tocopilla 5 kV; Nueva Crucero Encuentro 220 kV; Los Changos 220; Kapatur 220
Encuentro 220	Chacaya 110 kV; Chacaya 220 kV; Encuentro 220 kV
Atacama_220	Alto Norte 110 kV; Antofagasta 110 kV; C. Atacama 220 kV; Capricornio 110 kV; Centro 110 kV; Desalant 110 kV; El Negro 110 kV; Enaex 220 kV; Inacesa 23 kV; La Negra 23 kV; Mantos Blancos 220 kV; Mantos Blancos 23 kV; Mejillones 110 kV; Mejillones 220 kV; Mejillones 23 kV; Tap Off Enlace 220 kV; Uribe 110 kV; O'Higgins
Domeyko_220	Aguas Blancas 13 kV; Zaldívar 220 kV; Nueva Zaldívar 220 kV; Andes 220 kV; Palestina 220 kV
Cardones_220	Cardones 110 kV; Cardones 220 kV; Carrera Pinto 220 kV; Llano de Llampos 220 kV; Cumbre 220 kV
Diego_de_Almagro_220	Diego de Almagro 220 kV; Diego de Almagro 110 kV; Paposo 220 kV
Maitencillo_220	Huasco 110; Maitencillo 110 kV; Maitencillo 220 kV
Pan_de_Azucar_220	El Indio 110 kV; El Penon 110 kV; Monte Patria 66 kV; Ovale 66 kV; Pan de Azúcar 110 kV; Pan de Azúcar 220 kV; Punitaqui 66 kV; Punta Colorada 220 kV; Las palmas 220 kV
Los_Vilos_220	Los Vilos 220 kV
Nogales_220	Nogales 220 kV; Ventanas 110 kV
Quillota_220	Las Vegas 110 kV; Miraflores 110 kV; Pachacama 110 kV; Quillota 110 kV; Quillota 220 kV; Torquemada 110 kV; A Santa 110 kV; Quintero 220 kV; San Luis 220 kV
Polpaico_220	Lampa 220 kV; Polpaico 220 kV; El Salto 110 kV; San Cristóbal 110 kV
Melipilla_220	Alto Melipilla 220 kV
Rapel_220	Rapel 220 kV
Cerro_Navia_220	Cerro Navia 220 kV; Cerro Navia 110 kV; Punta Peuco 110 kV; Renca 110 kV; Batuco 110 kV; Lo Aguirre 220 kV
Chena 220	Chena 110 kV; Chena 220 kV; Lo Espejo 110 kV
Alto Jahuel 220	Dole 66 kV; Graneros 66 kV; Indura 66 kV; Malloa 154 kV; Paine 154 kV; Punta de Cortes 154 kV; Rancagua 66 kV; Rancagua 154 kV; Sauzal 110 kV; San Fco. De Mostazal 66 kV; Tilcoco 154 kV; Almendros 110 kV; Ochagavia 110 kV; Buin 110 kV; Florida 110 kV; Almendros 220 kV; Santa Rosa 110 kV; Apoquindo 110 kV; Alto Jahuel 110 kV; Alto Jahuel 220 kV; Candela 220 kV
Ancoa 220	Ancoa 220 kV
Tinguiririca 220	Tinguiririca 220 kV
Itahue 220	Constitución 66 kV; Itahue 154 kV; Linares 154 kV; Maule 154 kV; San Fernando 154 kV; San Javier 66 kV; San Miguel 66 kV; Talca 66 kV; Teno 154 kV; Cipreses 154 kV;
Charrúa 220	Charrúa 66 kV; Charrúa 154 kV; Charrúa 220 kV; Chillan 154 kV; Cholguán 66 kV; Cholguán 220 kV; Concepción 154 kV; Parral 154 kV; Santa Elvira 66 kV; Rucúe 220 kV; Concepción 66 kV
Temuco 220	Temuco 220 kV; Mulchén 220 kV; Pillanlelun 66 kV; Lautaro 66 kV; Temuco 66 kV
Los Ciruelos 220	Los Ciruelos 220
Valdivia 220	Valdivia 220 kV; Rahue 220 kV; Pichirropulli 220 kV
Barro Blanco 220	Barro Blanco 220 kV
Puerto Montt 220	Puerto Montt 220 kV; Degan 110 kV; Ancud 110 kV; Chonchi 110 kV; Pid-Pid 110 kV; Molinos 110 kV
Colbun_220	Colbún 220 kV
Hualpén 220	Fopaco 154 kV; Hualpén 154 kV; Mapal 154 kV; Petroquim 154 kV; San Vicente 154 kV; Coronel 66 kV; Horcones 66 kV;
Lagunillas_220	Lagunillas 220 kV
Cerro Navia 500	Lo Aguirre 500 kV
Valdivia 500	Pichirropulli 500
Puerto_Montt_500	Puerto Montt 500
Crucero_500	Nueva Crucero Encuentro 500; Los Changos 500
Cardones_500	Cardones 500 kV; Cumbre 500 kV
Maitencillo_500	Maitencillo 500 kV
Pan_de_Azucar_500	Pan de Azúcar 500 kV
Polpaico_500	Polpaico 500 kV
Alto_Jahuel_500	Alto Jahuel 500 kV
Ancoa_500	Ancoa 500 kV
Charrua_500	Charrúa 500 kV

Los parámetros de los tramos se determinaron de distintas maneras, para ello es importante definir los tipos de tramos que se tienen en el sistema:

- Tramos que representan a más de una línea: Este es el caso de gran parte de las líneas de 220 [kV], un ejemplo sería Atacama-Domeyko, el cual representa a las líneas Atacama-Domeyko y Mejillones-Domeyko.
- Tramos que representan una línea/transformador particular: Este es el caso de la mayoría de los tramos de 500 [kV], a excepción del tramo Crucero-Cardones, el cual representa a varias líneas de 500 [kV].

Para el primer caso, se calculó la reactancia usando los valores de la Tabla 3.2, modelando el tramo como una línea de doble circuito. La capacidad máxima del tramo se estimó sumando las capacidades N-1 de las líneas que componen ese tramo.

Para el segundo caso, se determinó la reactancia del tramo utilizando valores del PLP del centro de energía de la Universidad de Chile.

Las capacidades N-1 de cada línea se obtuvieron del PLP y de las bases de cálculo de la CNE de los informes de precio de nudo.

Además, para los tramos que representan una línea particular, se investigaron las capacidades nominales de los circuitos que conforman la línea, usándolos como capacidades máximas para las líneas candidatas a instalar (notar que la capacidad N-1 no siempre coincide con el valor de uno o más circuitos). Por ejemplo, el tramo Alto-Jahuel tiene una capacidad N-1 de 3.550 [MW], de acuerdo a los cálculos realizados por el CDEC. Sin embargo, los circuitos que conforman este tramo son de 1.400 [MW] de acuerdo a la CNE. Entonces, las expansiones de este tramo se hacen con líneas doble circuito de 1.400 [MW], aumentando en 2.800 la capacidad de este tramo cuando el problema decide instalar una línea. Esto no será necesariamente cierto, ya que las capacidades máximas de un tramo pueden estar limitadas por las subestaciones y también, las expansiones no necesariamente pueden ser en dos circuitos, pueden ser en uno, o en un valor distinto, si es que se decide cambiar los conductores de una línea por unos de mayor capacidad. Pero en este trabajo se decidió expandir los tramos en líneas de doble circuito, ya que se quiere dimensionar cuántas líneas y FACTS se instalan para un determinado escenario.

Para los casos en que el tramo representa más de una línea, la expansión se realiza considerando una línea de doble circuito con capacidad igual al del tramo. Por ejemplo, el tramo Lagunas-Crucero tiene una capacidad N-1 de 366 [MW], por lo tanto, si el problema decide expandir el tramo, este aumenta en valores discretos de 732 [MW] (se consideran hasta 2 expansiones, por lo tanto, podría llegar a aumentar hasta en 1.464 [MW]).

Por último, las reactancias de los transformadores corresponden a las determinadas en el PLP. Mientras que las capacidades máximas de los transformadores corresponden a las determinadas por los respectivos CDEC (ajustadas ante posibles contingencias). Finalmente, dado que los transformadores existentes y en

construcción (500/220 [kV]) son de 750 [MVA], las expansiones consideran aumentar en valores discretos de 750 [MW] la capacidad de los transformadores. La reactancia se calcula en base a la información proporcionada por el PLP.

En la tabla se observan los parámetros de cada uno de los tramos. Notar que se agregaron los valores de los circuitos, utilizados para definir los valores de las expansiones.

#### Parámetros del sistema utilizado

N° de tramo	Nodo origen	Nodo destino	Descripción	Largo [km]	X [p.u]	Capacidad [MW]	N° circuitos	Capacidad por circuito [MW]
1	1	2	Tarapacá 220-Lagunas 220	56	0,01	366	2	366
2	2	3	Lagunas 220-Crucero 220	16	0,00	366	2	366
3	3	4	Crucero 220-Encuentro 220	1	0,00	1545	2	845
4	4	5	Encuentro 220-Atacama 220	66	0,02	1077	2	386
5	3	5	Crucero 220-Atacama 220	70	0,02	1295	2	305
6	5	6	Atacama 220-Domeyko 220	128	0,03	741	2	512
7	3	6	Crucero 220-Domeyko 220	90	0,02	912	2	473
8	2	4	Lagunas 220-Encuentro 220	175	0,04	920	2	460
9	32	33	Crucero 500-Cardones 500	600	0,03	1500	2	1500
10	8	7	Diego de Almagro 220-Cardones 220	76	0,02	1180	2	580
11	7	9	Cardones 220-Maintencillo 220	133	0,03	707	2	567
12	33	34	Cardones 500-Maintencillo 500	133	0,00	1700	2	1700
13	9	10	Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	115	0,03	928	2	428
14	34	35	Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	208	0,01	1700	2	1700
15	10	11	Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	78	0,06	270	2	270
16	11	12	Los Vilos 220-Nogales 220	97	0,03	270	2	270
17	12	13	Nogales 220-Quillota 220	27	0,01	448	2	448
18	13	14	Quillota 220-Polpaico 220	50	0,01	1300	2	1300
19	12	14	Nogales 220-Polpaico 220	74	0,01	1500	2	1500
20	35	36	Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	405	0,01	1700	2	1700
21	16	15	Rapel 220-Melipilla 220	59	0,01	395	3	395
22	15	17	Melipilla 220-Cerro Navia 220	48	0,01	386	3	386
23	14	17	Polpaico 220-Cerro Navia 220	14	0,00	965	2	540
24	17	18	Cerro Navia 220-Chena 220	13	0,00	962	2	962
25	18	19	Chena 220-Alto Jahuel 220	28	0,01	2075	2	2075
26	36	37	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	29	0,00	1400	2	1400
27	37	38	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	257	0,00	3550	4	3550
28	19	21	Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	20	0,00	396	2	396
29	21	22	Tinguiririca 220-Itahue 220	35	0,01	396	2	396
30	22	20	Itahue 220-Ancoa 220	68	0,03	400	2	300
31	38	39	Ancoa 500-Charrua 500	206	0,00	2660	3	2660
32	23	24	Charrúa 220-Temuco 220	207	0,05	764	2	764
33	24	25	Temuco 220-Los ciruelos 220	121	0,03	146	2	146
34	25	26	Los Ciruelos 220-Valdivia 220	36	0,01	320	2	466
35	26	27	Valdivia 220-Barro Blanco 220	109	0,03	146	2	146
36	27	28	Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	111	0,03	146	2	146
37	29	20	Colbún 220-Ancoa 220	0	0,00	600	1	600
38	29	19	Colbún 220-Alto Jahuel 220	214	0,05	900	2	900
39	30	23	Hualpén 220-Charrua 220	76	0,02	326	2	326
40	31	23	Lagunillas 220-Charrua 220	160	0,04	300	1	150

41	31	30	Lagunillas 220-Hualpen 220	26	0,01	450	1	450
42	40	37	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	48	0,00	1400	2	1400
43	39	41	Charrúa 500-Valdivia 500	365	0,01	1500	2	1500
44	41	42	Valdivia 500-Puerto Montt 500	219	0,02	1500	2	1500
45	14	19	Polpaico 220-Alto Jahuel 220	18	0,00	565	2	565
46	17	40	Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	0	0,02	750	1	750
47	26	41	Valdivia 220-Valdivia 500	0	0,02	750	1	750
48	28	42	Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	0	0,02	750	1	750
49	3	32	Crucero 220-Crucero 500	0	0,01	2250	3	1500
50	7	33	Cardones 220-Cardones 500	0	0,00	1930	3	430
51	9	34	Maitencillo 220-Maitencillo 500	0	0,01	1180	2	430
52	10	35	Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	0	0,01	1180	2	430
53	14	36	Polpaico 220-Polpaico 500	0	0,01	1200	2	1200
54	19	37	Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	0	0,01	2250	3	2250
55	20	38	Ancoa 220-Ancoa 500	0	0,01	1150	2	1150
56	23	39	Charrúa 220-Charrua 500	0	0,01	2680	4	2680

En la tabla de abajo se presentan los valores en los que es posible aumentar cada tramo. Notar que estos corresponden a las capacidades usadas para penalizar la función objetivo, el tramo realmente se expande en dos veces esta capacidad (se consideró que cada tramo se expande en una línea de doble circuito).

**Valores en los que es posible aumentar cada tramo**

N° de tramo	Nombre del tramo	Expansión N°1	Expansión N°2
1	Tarapacá 220-Lagunas 220	183	366
2	Lagunas 220-Crucero 220	183	366
3	Crucero 220-Encuentro 220	1545	3090
4	Encuentro 220-Atacama 220	1077	2154
5	Crucero 220-Atacama 220	1295	2590
6	Atacama 220-Domeyko 220	741	1482
7	Crucero 220-Domeyko 220	912	1824
8	Lagunas 220-Encuentro 220	920	1840
9	Crucero 500-Cardones 500	1500	3000
10	Diego de Almagro 220-Cardones 220	1180	2360
11	Cardones 220-Maintencillo 220	707	1413
12	Cardones 500-Maintencillo 500	1700	3400
13	Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	928	1856
14	Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	1700	3400
15	Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	224	447
16	Los Vilos 220-Nogales 220	224	447
17	Nogales 220-Quillota 220	224	447
18	Quillota 220-Polpaico 220	1300	2600
19	Nogales 220-Polpaico 220	1500	3000
20	Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	1700	3400
21	Rapel 220-Melipilla 220	197	395
22	Melipilla 220-Cerro Navia 220	193	386
23	Polpaico 220-Cerro Navia 220	965	1930
24	Cerro Navia 220-Chena 220	962	1924
25	Chena 220-Alto Jahuel 220	2075	4150
26	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	1400	2800
27	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	1400	2800
28	Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	198	396
29	Tinguiririca 220-Itahue 220	198	396
30	Itahue 220-Ancoa 220	200	400
31	Ancoa 500-Charrua 500	1368	2736
32	Charrúa 220-Temuco 220	764	1528
33	Temuco 220-Los ciruelos 220	146	292
34	Los Ciruelos 220-Valdivia 220	320	640
35	Valdivia 220-Barro Blanco 220	146	292
36	Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	146	292
37	Colbún 220-Ancoa 220	600	1200
38	Colbún 220-Alto Jahuel 220	900	1800
39	Hualpén 220-Charrua 220	326	652
40	Lagunillas 220-Charrua 220	300	600
41	Lagunillas 220-Hualpen 220	450	900
42	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	1400	2800
43	Charrúa 500-Valdivia 500	1500	3000
44	Valdivia 500-Puerto Montt 500	1500	3000
45	Polpaico 220-Alto Jahuel 220	565	1130
46	Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	750	1500
47	Valdivia 220-Valdivia 500	750	1500
48	Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	750	1500
49	Crucero 220-Crucero 500	750	1500
50	Cardones 220-Cardones 500	750	1500
51	Maitencillo 220-Maitencillo 500	750	1500
52	Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	750	1500
53	Polpaico 220-Polpaico 500	750	1500

54	Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	750	1500
55	Ancoa 220-Ancoa 500	750	1500
56	Charrúa 220-Charrua 500	750	1500

Las demandas horarias del sistema para el año 2014 (obtenidas del PLP) se agruparon en las barras equivalentes del sistema reducido que se construyó. Luego, se obtuvieron 50 valores de demanda por barra a partir del proceso de clusterización. Una vez obtenida la demanda por zona producto del proceso de clusterización, esta se multiplicó por los factores de la tabla de abajo para obtener la demanda por barra para cada bloque. Estos factores se obtuvieron de dividir la energía de cada barra por la energía de cada zona para el año 2025. Básicamente es el porcentaje de la energía de la zona que consume cada barra.

#### Factor de demanda por barra

Barra	Factor de demanda
Tarapaca_220	0,05
Lagunas_220	0,12
Crucero_220	0,39
Encuentro_220	0,09
Atacama_220	0,20
Domeyko_220	0,15
Cardones_220	0,51
Diego_de_Almagro_220	0,21
Maitencillo_220	0,28
Pan_de_Azucar_220	0,29
Los_Vilos_220	0,04
Nogales_220	0,08
Quillota_220	0,59
Polpaico_220	0,16
Melipilla_220	0,02
Rapel_220	0,01
Cerro_Navia_220	0,08
Chena_220	0,06
Alto_Jahuel_220	0,34
Ancoa_220	0,00
Tinguiririca_220	0,00
Itahue_220	0,06
Charrua_220	0,09
Temuco_220	0,03
Los_Ciruelos_220	0,00
Valdivia_220	0,03
Barro_Blanco_220	0,00
Puerto_Montt_220	0,04
Colbun_220	0,01
Hualpen_220	0,07
Lagunillas_220	0,00

En las siguientes tablas se presentan los valores de demanda por barra para el año 2025.

**Demanda por barra año 2025, primeros 10 bloques (MW)**

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tarapaca_220	158	164	158	158	157	164	159	164	158	158
Lagunas_220	360	374	362	360	359	376	362	374	360	361
Crucero_220	1.184	1.229	1.190	1.184	1.182	1.235	1.192	1.230	1.183	1.188
Encuentro_220	271	281	272	270	270	282	272	281	270	271
Atacama_220	608	631	610	607	607	634	612	631	607	610
Domeyko_220	443	459	445	443	442	462	446	460	442	444
Cardones_220	438	457	455	451	448	465	462	457	450	448
Diego_de_Almagro_220	176	184	183	182	180	187	186	184	181	180
Maitencillo_220	243	254	252	250	248	258	256	253	249	248
Pan_de_Azucar_220	399	416	399	401	408	406	402	413	409	396
Los_Vilos_220	53	55	53	53	54	54	54	55	54	53
Nogales_220	103	107	103	103	105	105	103	106	105	102
Quillota_220	811	846	811	815	829	826	818	839	831	805
Polpaico_220	1.119	1.074	1.092	1.088	1.085	1.048	1.066	1.046	1.068	1.069
Melipilla_220	117	113	115	114	114	110	112	110	112	112
Rapel_220	98	94	96	95	95	92	94	92	94	94
Cerro_Navia_220	596	572	581	579	577	558	567	557	568	569
Chena_220	455	436	444	442	441	426	433	425	434	434
Alto_Jahuel_220	2.430	2.331	2.370	2.361	2.355	2.276	2.314	2.270	2.318	2.320
Ancoa_220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tinguiririca_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue_220	418	401	408	407	405	392	398	391	399	400
Charrua_220	666	639	650	648	646	624	635	623	636	636
Temuco_220	234	224	228	227	227	219	223	218	223	223
Los_Ciruelos_220	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Valdivia_220	235	225	229	228	227	220	224	219	224	224
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	252	241	245	244	244	236	240	235	240	240
Colbun_220	75	72	73	73	73	70	71	70	72	72
Hualpen_220	474	455	462	461	459	444	451	443	452	453
Lagunillas_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [MW]	12.425	12.345	12.298	12.254	12.248	12.181	12.160	12.155	12.151	12.123

**Demandas por barras año 2025, segundos 10 bloques (MW)**

Nombre	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Tarapaca_220	163	163	156	164	159	164	154	158	161	156
Lagunas_220	371	373	356	375	362	375	352	361	368	356
Crucero_220	1.221	1.227	1.169	1.232	1.192	1.232	1.157	1.186	1.209	1.170
Encuentro_220	279	280	267	281	272	281	264	271	276	267
Atacama_220	626	629	600	632	612	632	594	609	621	600
Domeyko_220	456	459	437	461	446	461	433	443	452	437
Cardones_220	442	464	461	457	451	459	455	447	454	453
Diego_de_Almagro_220	178	187	185	184	181	185	183	180	183	182
Maitencillo_220	245	257	255	254	250	255	252	247	252	251
Pan_de_Azucar_220	403	406	399	409	394	414	392	400	410	391
Los_Vilos_220	54	54	53	54	52	55	52	53	55	52
Nogales_220	104	104	103	105	101	106	101	103	105	100
Quillota_220	819	826	811	832	801	841	798	812	834	794
Polpaico_220	1.049	1.037	1.064	1.033	1.059	1.030	1.070	1.057	1.034	1.061
Melipilla_220	110	109	112	108	111	108	112	111	108	111
Rapel_220	92	91	93	91	93	90	94	93	91	93
Cerro_Navia_220	558	552	566	550	564	548	570	562	550	564
Chena_220	426	421	432	420	430	418	435	429	420	431
Alto_Jahuel_220	2.277	2.250	2.310	2.243	2.300	2.235	2.323	2.293	2.245	2.302
Ancoa_220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tinguiririca_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue_220	392	387	398	386	396	385	400	395	386	396
Charrua_220	625	617	634	615	631	613	637	629	616	631
Temuco_220	219	217	222	216	221	215	224	221	216	221
Los_Ciruelos_220	10	10	10	10	10	9	10	10	10	10
Valdivia_220	220	217	223	217	222	216	224	222	217	222
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	236	233	239	232	238	231	241	237	232	238
Colbun_220	70	69	71	69	71	69	72	71	69	71
Hualpen_220	444	439	451	438	449	436	453	447	438	449
Lagunillas_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [MW]	12.090	12.080	12.078	12.069	12.069	12.065	12.053	12.046	12.012	12.012

**Demandas por barras año 2025, terceros 10 bloques (MW)**

Nombre	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Tarapaca_220	157	157	160	156	158	158	158	157	158	157
Lagunas_220	358	358	365	357	362	361	360	360	360	358
Crucero_220	1.179	1.178	1.200	1.175	1.189	1.186	1.184	1.183	1.185	1.178
Encuentro_220	269	269	274	268	272	271	271	270	271	269
Atacama_220	605	604	616	603	610	609	608	607	608	605
Domeyko_220	441	440	449	439	445	443	443	442	443	440
Cardones_220	449	447	451	448	453	455	453	438	449	448
Diego_de_Almagro_220	181	180	182	180	182	183	182	176	181	180
Maitencillo_220	249	248	250	248	251	252	251	243	249	249
Pan_de_Azucar_220	392	398	394	400	396	383	390	381	386	377
Los_Vilos_220	52	53	52	53	53	51	52	51	51	50
Nogales_220	101	102	101	103	102	99	100	98	99	97
Quillota_220	797	808	802	812	806	779	793	774	785	767
Polpaico_220	1.056	1.053	1.035	1.041	1.034	1.034	1.028	1.038	1.022	1.000
Melipilla_220	111	110	109	109	108	108	108	109	107	105
Rapel_220	93	92	91	91	91	91	90	91	90	88
Cerro_Navia_220	562	561	551	554	550	550	547	553	544	532
Chena_220	429	428	420	423	420	420	418	422	415	406
Alto_Jahuel_220	2.291	2.286	2.246	2.260	2.244	2.244	2.232	2.253	2.218	2.170
Ancoa_220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tinguiririca_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue_220	395	394	387	389	386	386	384	388	382	374
Charrua_220	628	627	616	620	615	615	612	618	608	595
Temuco_220	220	220	216	217	216	216	215	217	213	209
Los_Ciruelos_220	10	10	10	10	10	10	9	10	9	9
Valdivia_220	221	221	217	218	217	217	216	218	214	210
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	237	237	233	234	232	232	231	233	230	225
Colbun_220	71	71	69	70	69	69	69	70	68	67
Hualpen_220	447	446	438	441	438	438	435	440	433	423
Lagunillas_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [MW]	12.002	11.998	11.933	11.923	11.909	11.860	11.840	11.837	11.780	11.588

**Demandas por barras año 2025, cuartos 10 bloques (MW)**

Nombre	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Tarapaca_220	163	159	163	165	162	158	159	162	161	161
Lagunas_220	373	363	372	376	370	361	362	370	368	369
Crucero_220	1.228	1.194	1.222	1.236	1.217	1.186	1.192	1.217	1.209	1.213
Encuentro_220	280	273	279	282	278	271	272	278	276	277
Atacama_220	630	613	627	634	624	608	612	624	620	622
Domeyko_220	459	446	457	462	455	443	446	455	452	454
Cardones_220	454	459	460	457	458	448	448	455	441	453
Diego_de Almagro_220	182	185	185	184	184	180	180	183	177	182
Maitencillo_220	251	254	255	253	254	248	248	252	245	251
Pan_de_Azucar_220	385	374	374	375	366	361	361	363	350	359
Los_Vilos_220	51	50	50	50	49	48	48	48	47	48
Nogales_220	99	96	96	97	94	93	93	93	90	92
Quillota_220	783	760	761	763	744	734	733	738	712	729
Polpaico_220	969	985	950	939	933	933	919	895	902	888
Melipilla_220	102	103	100	98	98	98	96	94	95	93
Rapel_220	85	86	83	82	82	82	81	79	79	78
Cerro_Navia_220	516	524	506	500	497	497	489	477	480	473
Chena_220	394	400	386	381	379	379	373	364	367	361
Alto_Jahuel_220	2.103	2.138	2.063	2.037	2.026	2.025	1.995	1.943	1.959	1.927
Ancoa_220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Tinguiririca_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue_220	362	368	355	351	349	349	343	335	337	332
Charrua_220	577	586	566	559	556	555	547	533	537	529
Temuco_220	202	206	199	196	195	195	192	187	188	185
Los_Ciruelos_220	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8
Valdivia_220	203	206	199	197	196	196	193	188	189	186
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	218	221	214	211	210	210	207	201	203	200
Colbun_220	65	66	64	63	63	63	62	60	60	59
Hualpen_220	410	417	402	397	395	395	389	379	382	376
Lagunillas_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [MW]	11.554	11.541	11.399	11.354	11.242	11.124	11.048	10.982	10.936	10.905

**Demandas por barras año 2025, quintos 10 bloques (MW)**

Nombre	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Tarapaca_220	160	162	161	156	161	159	160	160	159	160
Lagunas_220	365	369	369	357	367	364	365	366	364	365
Crucero_220	1.199	1.214	1.212	1.174	1.206	1.196	1.202	1.205	1.198	1.202
Encuentro_220	274	277	277	268	276	273	275	275	274	275
Atacama_220	615	623	622	602	619	614	617	618	615	617
Domeyko_220	448	454	453	439	451	447	449	450	448	449
Cardones_220	446	458	465	452	460	454	456	452	457	467
Diego_de_Almagro_220	180	184	187	182	185	183	184	182	184	188
Maitencillo_220	247	254	258	251	255	252	253	250	253	259
Pan_de_Azucar_220	354	357	349	353	350	353	352	342	351	343
Los_Vilos_220	47	47	46	47	47	47	47	45	47	46
Nogales_220	91	92	90	91	90	91	91	88	90	88
Quillota_220	720	725	710	719	711	718	716	694	713	698
Polpaico_220	884	873	871	879	858	861	850	854	846	839
Melipilla_220	93	92	91	92	90	90	89	90	89	88
Rapel_220	78	77	76	77	75	76	75	75	74	74
Cerro_Navia_220	470	465	464	468	457	458	452	455	451	447
Chena_220	359	355	354	357	349	350	345	347	344	341
Alto_Jahuel_220	1.919	1.895	1.891	1.908	1.862	1.870	1.845	1.855	1.838	1.821
Ancoa_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tinguiririca_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue_220	330	326	326	329	321	322	318	319	316	314
Charrua_220	526	520	519	523	511	513	506	509	504	499
Temuco_220	185	182	182	184	179	180	178	178	177	175
Los_Ciruelos_220	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Valdivia_220	185	183	183	184	180	181	178	179	178	176
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	199	196	196	198	193	194	191	192	190	189
Colbun_220	59	59	58	59	57	58	57	57	57	56
Hualpen_220	374	370	369	372	363	365	360	362	358	355
Lagunillas_220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [MW]	10.817	10.816	10.788	10.729	10.681	10.675	10.618	10.608	10.584	10.538

## Anexo II

En las siguientes tablas se muestran las centrales utilizadas para el escenario 1, es decir, el parque generador con obras existentes y en construcción actualizado hasta agosto de 2016 (De acuerdo a la información de la CNE). También se agregaron las obras indicativas del informe de fijación de precios de nudo de abril de 2016.

**Centrales hidroeléctricas del escenario base**

N° de la central	Nombre de la central	Barra de Conexión	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
1	Abanico	Charrua_220	136	0
2	Antuco	Charrua_220	320	0
3	Canutillar	Puerto_Montt_220	169	0
4	Chiburgo	Colbun_220	19	0
5	Cipreses	Itahue_220	105	0
6	Colbún	Colbun_220	376	0
7	Curillinque	Itahue_220	89	0
8	El Toro	Charrua_220	368	0
9	Isla	Itahue_220	68	0
10	Loma Alta	Itahue_220	38	0
11	Machicura	Colbun_220	97	0
12	Palmucho	Charrua_220	32	0
13	Pangue	Charrua_220	472	0
14	Pehuenche	Ancoa_220	457	0
15	Quilleco	Charrua_220	70	0
16	Ralco	Charrua_220	539	0
17	Rapel	Rapel_220	350	0
18	Rucúe	Charrua_220	169	0
19	San Ignacio	Itahue_220	37	0
20	Angostura	Charrua_220	316	0
21	Eq_MiniHidro_SIC_CentroNorte	Pan_de_Azucar_220	33	0
22	Eq_MiniHidro_SIC_Centro	Alto_Jahuel_220	48	0
23	Eq_Pasada_SIC_Centro_Tinguiririca	Tinguiririca_220	318	0
24	Eq_Pasada_SIC_Centro	Alto_Jahuel_220	779	0
25	Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Ancoa_220	25	0
26	Eq_MiniHidro_SIC_CentroSurA	Ancoa_220	57	0
27	Eq_Pasada_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	178	0
28	Eq_MiniHidro_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	115	0
29	CenPas_SING_Norte	Lagunas_220	14	0
30	Eq_Pasada_SIC_CentroSurC	Charrua_220	126	0
31	Eq_MiniHidro_SIC_CentroSurC	Charrua_220	8	0
32	El Paso	Itahue_220	60	0
33	Carilafquen_Malalcahuello	Temuco_220	29	0
34	Panguipulli	Valdivia_220	0	0
35	Picoiquen_Itata	Charrua_220	39	0
36	LaMontana01	Itahue_220	3	0
37	Rio Colorado	Ancoa_220	15	0
38	Ancoa	Ancoa_220	27	0
39	La Mina	Ancoa_220	34	0
40	Las Nieves	Temuco_220	7	0
41	Nuble	Ancoa_220	136	0
42	Los Cóndores	Ancoa_220	150	0
43	Las Lajas	Alto_Jahuel_220	267	0
44	Alfalfa2	Alto_Jahuel_220	264	0
45	San Pedro	Los_Ciruelos_220	170	0
46	Hidroeléctrica VII Región 02	Ancoa_220	20	0
47	Hidroeléctrica VII Región 03	Ancoa_220	20	0

Centrales solares del escenario base

N° de la central	Nombre de la central	Barra de Conexión	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
1	Eq_Solar_1_SIC_Centro	Los_Vilos_220	8	6
2	Eq_Solar_1_SIC_CentroNorte	Cardones_220	311	6
3	Eq_Solar_1_SIC_Norte	Diego_de_Almagro_220	488	6
4	Eq_Solar_1_SING_Centro	Crucero_220	144	6
5	Eq_Solar_1_SING_Norte	Lagunas_220	115	6
6	San Pedro I	Crucero_220	0	6
7	Jama	Crucero_220	60	6
8	San Pedro IV	Crucero_220	0	6
9	Salín	Crucero_220	60	6
10	PMGD Pica I	Lagunas_220	1	6
11	Andes Solar	Atacama_220	42	6
12	Finis Terrae I	Encuentro_220	138	6
13	Atacama I	Encuentro_220	0	6
14	Jama II	Crucero_220	45	6
15	Paruma	Crucero_220	43	6
16	Pular	Crucero_220	58	6
17	Pampa Camarones	Lagunas_220	12	6
18	Bolero I	Encuentro_220	84	6
19	Bolero II	Encuentro_220	84	6
20	Finis Terrae II	Encuentro_220	138	6
21	Lascar	Crucero_220	60	6
22	Lascar II	Crucero_220	69	6
23	Bolero III	Encuentro_220	43	6
24	Uribe Solar	Encuentro_220	100	6
25	Blue Sky 1	Encuentro_220	68	6
26	Blue Sky 2	Encuentro_220	103	6
27	Bolero IV	Encuentro_220	82	6
28	PV Cerro Dominador	Encuentro_220	200	6
29	Arica Solar 1_E1	Tarapaca_220	40	6
30	Arica Solar 1_E2	Tarapaca_220	44	6
31	Quillagua I	Crucero_220	46	6
32	Cerro Dominador	Encuentro_220	220	6
33	Huatacondo	Lagunas_220	196	6
34	Quillagua II	Crucero_220	54	6
35	Usya	Crucero_220	50	6
36	Quillagua III	Crucero_220	100	6
37	Lalackama Etapa II	Diego_de_Almagro_220	33	6
38	Luz del Norte Etapa I	Cardones_220	72	6
39	El Pilar Los Amarillos	Diego_de_Almagro_220	6	6
40	Luz del Norte Etapa II	Cardones_220	76	6
41	Luz del Norte Etapa III	Cardones_220	72	6
42	Luz del Norte Etapa IV	Cardones_220	62	6
43	Lagunilla	Pan_de_Azucar_220	134	6
44	Solar Carrera Pinto 01	Cardones_220	40	6
45	Conejo Etapa I	Diego_de_Almagro_220	209	6
46	Pampa Solar Norte	Diego_de_Almagro_220	138	6
47	La Silla	Pan_de_Azucar_220	4	6
48	Chuchini	Los_Vilos_220	6	6
49	Santa Julia	Quillota_220	6	6
50	Solar Carrera Pinto 02	Cardones_220	154	6
51	Los Loros	Cardones_220	100	6
52	Abasol	Maitencillo_220	123	6
53	Quilapilún	Polpaico_220	206	6
54	El Romero	Maitencillo_220	392	6
55	Divisadero	Maitencillo_220	130	6
56	Chaka 01	Diego_de_Almagro_220	46	6

57	Chaka 02	Diego_de_Almagro_220	54	6
58	Pelicano	Maitencillo_220	200	6
59	Guanaco Solar	Diego_de_Almagro_220	100	6
60	PFV Olmué	Polpaico_220	288	6
61	Valleland	Cardones_220	135	6
62	Malgarida	Diego_de_Almagro_220	56	6
63	Valle Solar	Maitencillo_220	148	6

#### Centrales termoeléctricas del escenario base

Las centrales termoeléctricas se obtuvieron de las bases de cálculo del informe de precio de nudo de la CNE de abril de 2016.

#### Centrales eólicas del escenario base.

N° de la central	Nombre de la central	Barra de Conexión	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
1	Eq_Eolica_1_SIC_CentroNorte	Pan_de_Azucar_220	1.196	7,7
2	Eq_Eolica_1_SIC_Centro	Los_Vilos_220	36	7,7
3	Eq_Eolica_1_SIC_CentroSurC	Charrua_220	86	7,7
4	Eq_Eolica_1_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	72	7,7
5	Eq_Eolica_1_SIC_Norte	Diego_de_Almagro_220	198	7,7
6	Eq_Eolica_1_SING_Centro	Crucero_220	178	7,7
7	Renaico	Temuco_220	176	7,7
8	LosBuenosAires	Charrua_220	48	7,7
9	La Esperanza	Charrua_220	21	7,7
10	Eq Coronel (Las peñas, Raki, Huajacha)	Hualpen_220	67	7,7
11	San Juan	Pan_de_Azucar_220	370	7,7
12	Sierra Gorda	Encuentro_220	224	7,7
13	San Pedro II	Puerto_Montt_220	130	7,7
14	Cabo Leonos I	Maitencillo_220	231	7,7

Potencia instalada de cada tecnología por barra.

Barra	Térmica [MW]	Hidráulica [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	Total [MW]
Tarapaca_220	160	0	84	0	244
Lagunas_220	69	14	324	0	408
Crucero_220	2.512	0	789	178	3.478
Encuentro_220	1.427	0	1.260	224	2.911
Atacama_220	383	0	42	0	425
Domeyko_220	2	0	0	0	2
Cardones_220	310	0	1.022	0	1.331
Diego_de_Almagro_220	431	0	1.130	198	1.758
Maitencillo_220	694	0	993	231	1.918
Pan_de_Azucar_220	115	33	137	1.566	1.852
Los_Vilos_220	390	0	14	36	440
Nogales_220	820	0	0	0	820
Quillota_220	1.812	0	6	0	1.818
Polpaico_220	0	0	494	0	494
Melipilla_220	5	0	0	0	5
Rapel_220	0	350	0	0	350
Cerro_Navia_220	433	0	0	0	433
Chena_220	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_220	363	1.358	0	0	1.721
Ancoa_220	0	942	0	0	942
Tinguiririca_220	0	318	0	0	318
Itahue_220	127	400	0	0	527
Charrua_220	1.040	2.595	0	155	3.791
Temuco_220	60	36	0	176	271
Los_Ciruelos_220	0	170	0	0	170
Valdivia_220	195	0	0	0	195
Barro_Blanco_220	0	0	0	0	0
Puerto_Montt_220	141	462	0	202	805
Colbun_220	0	492	0	0	492
Hualpen_220	641	0	0	67	708
Lagunillas_220	0	0	0	0	0
Crucero_500	0	0	0	0	0
Cardones_500	0	0	0	0	0
Maitencillo_500	0	0	0	0	0
Pan_de_Azucar_500	0	0	0	0	0
Polpaico_500	0	0	0	0	0
Alto_Jahuel_500	0	0	0	0	0
Ancoa_500	0	0	0	0	0
Charrua_500	0	0	0	0	0
Total	12.130	7.170	6.294	3.033	28.628

## **Anexo III**

En este anexo se especifican los costos totales y anualidades para las posibles instalaciones (expansiones) de FACTS y tramos. Es decir, para cada tramo se calcula el costo de instalar un FACTS y el costo de expandirlo. Esta información se utiliza como entrada al problema de optimización, el cual decidirá qué es lo más óptimo: Expandir el tramo, instalar un FACTS o dejarlo tal cual.

En la siguiente tabla se presentan los costos de una de las posibles expansiones para cada tramo. Como ya se dijo, se asumió un máximo de 3 expansiones idénticas para cada tramo, por lo cual, este costo se debe multiplicar por 3 si es que un tramo se obtienen 3 expansiones como resultado de las simulaciones.

**Costo total y anualidad (tasa del 10%, 40 años de vida útil) para cada expansión**

Tramo	Costo total [US\$]	Anualidad [US\$]
Tarapacá 220-Lagunas 220	24.709.832	2.526.813
Lagunas 220-Crucero 220	13.118.201	1.341.460
Crucero 220-Encuentro 220	10.531.696	1.076.965
Encuentro 220-Atacama 220	98.958.138	10.119.401
Crucero 220-Atacama 220	122.878.924	12.565.527
Atacama 220-Domeyko 220	131.615.908	13.458.966
Crucero 220-Domeyko 220	113.852.637	11.642.504
Lagunas 220-Encuentro 220	215.417.228	22.028.440
Crucero 500-Cardones 500	649.600.000	66.427.716
Diego de Almagro 220-Cardones 220	121.783.931	12.453.553
Cardones 220-Maitencillo 220	131.067.920	13.402.929
Cardones 500-Maitencillo 500	181.220.140	18.531.465
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	145.045.377	14.832.255
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	269.185.600	27.526.762
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	35.001.131	3.579.195
Los Vilos 220-Nogales 220	41.455.668	4.239.232
Nogales 220-Quillota 220	17.591.586	1.798.905
Quillota 220-Polpaico 220	89.795.486	9.182.434
Nogales 220-Polpaico 220	146.837.250	15.015.491
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	499.321.000	51.060.273
Rapel 220-Melipilla 220	26.517.433	2.711.657
Melipilla 220-Cerro Navia 220	22.932.876	2.345.102
Polpaico 220-Cerro Navia 220	25.540.454	2.611.752
Cerro Navia 220-Chena 220	23.899.539	2.443.953
Chena 220-Alto Jahuel 220	79.494.070	8.129.017
Polpaico 500-Alto Jahuel 500	54.808.384	5.604.673
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	276.961.840	28.321.956
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	14.553.608	1.488.243
Tinguiririca 220-Itahue 220	19.141.743	1.957.423
Itahue 220-Ancoa 220	29.524.450	3.019.153
Ancoa 500-Charrúa 500	223.011.310	22.805.006
Charrúa 220-Temuco 220	214.503.539	21.935.006
Temuco 220-Los ciruelos 220	38.292.520	3.915.771
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	25.021.294	2.558.663
Valdivia 220-Barro Blanco 220	35.122.996	3.591.657
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	35.640.168	3.644.543
Colbún 220-Ancoa 220	8.535.218	872.806
Colbún 220-Alto Jahuel 220	256.696.640	26.249.648
Hualpén 220-Charrúa 220	43.767.011	4.475.589
Lagunillas 220-Charrúa 220	77.718.540	7.947.452
Lagunillas 220-Hualpen 220	24.131.961	2.467.720
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	72.815.296	7.446.050
Charrúa 500-Valdivia 500	405.435.000	41.459.546
Valdivia 500-Puerto Montt 500	253.865.680	25.960.156
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	21.646.765	2.213.586
Cerro Navia 220-Cerro Navia 500	33.300.000	3.405.238
Valdivia 220-Valdivia 500	33.300.000	3.405.238
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	33.300.000	3.405.238
Crucero 220-Crucero 500	33.300.000	3.405.238
Cardones 220-Cardones 500	33.300.000	3.405.238
Maitencillo 220-Maitencillo 500	33.300.000	3.405.238
Pan de Azúcar 220-Pan de Azúcar 500	33.300.000	3.405.238
Polpaico 220-Polpaico 500	33.300.000	3.405.238
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500	33.300.000	3.405.238
Ancoa 220-Ancoa 500	33.300.000	3.405.238
Charrúa 220-Charrúa 500	33.300.000	3.405.238

En la próxima tabla se presentan los costos de instalar un equipo FACTS en cada uno de los tramos del sistema reducido. Notar que en el cálculo se hicieron las consideraciones que se explicaron en la metodología, es decir, se considera que se instala un FACTS por circuito, de modo que en los tramos más grandes (como Alto Jahuel-Ancoa) se obtiene un costo mucho menor a considerar un FACTS por tramo. Si bien los costos pueden distar a lo estimado acá, suponer que los FACTS se instalan por circuitos es más apropiado a que se instalan por tramo (así se hace en la realidad).

Recordar que los tramos que representan más de una línea se modelan como dos circuitos. Por lo que el costo de instalar un FACTS en aquel tramo, se calcula como la instalación de dos TCSC, cada uno con la capacidad nominal y las reactancias de cada circuito. En esos casos, se obtiene una variación muy pequeña a considerar un FACTS por el tramo completo, ya que esos tramos normalmente son de baja capacidad (menores a 1000 [MW]).

**Costo total y anualidad (tasa del 10%, 20 años de vida útil) por la instalación de FACTS.**

Tramo	Costo total [US\$]	Anualidad [US\$]
Tarapacá 220-Lagunas 220	2.020.673	237.348
Lagunas 220-Crucero 220	727.035	85.397
Crucero 220-Encuentro 220	877.708	103.095
Encuentro 220-Atacama 220	17.591.559	2.066.298
Crucero 220-Atacama 220	22.404.011	2.631.567
Atacama 220-Domeyko 220	16.616.887	1.951.813
Crucero 220-Domeyko 220	17.335.563	2.036.229
Lagunas 220-Encuentro 220	25.250.679	2.965.935
Crucero 500-Cardones 500	55.015.889	6.462.146
Diego de Almagro 220-Cardones 220	21.186.148	2.488.517
Cardones 220-Maintencillo 220	16.017.965	1.881.464
Cardones 500-Maintencillo 500	11.780.255	1.383.704
Maitencillo 220-Pan de Azúcar 220	20.436.659	2.400.482
Maitencillo 500-Pan de Azúcar 500	15.680.564	1.841.833
Pan de Azúcar 220-Los Vilos 220	5.439.633	638.937
Los Vilos 220-Nogales 220	2.725.022	320.080
Nogales 220-Quillota 220	3.194.073	375.175
Quillota 220-Polpaico 220	19.618.065	2.304.331
Nogales 220-Polpaico 220	23.985.825	2.817.366
Pan de Azúcar 500-Polpaico 500	23.817.212	2.797.561
Rapel 220-Melipilla 220	2.023.753	237.709
Melipilla 220-Cerro Navia 220	1.586.336	186.330
Polpaico 220-Cerro Navia 220	4.092.950	480.756
Cerro Navia 220-Chena 220	3.713.163	436.147
Chena 220-Alto Jahuel 220	22.536.197	2.647.093
Polpaico 500-Alto Jahuel 500	8.661.776	1.017.409
Alto Jahuel 500-Ancoa 500	37.491.583	4.403.747
Alto Jahuel 220-Tinguiririca 220	1.039.992	122.157
Tinguiririca 220-Itahue 220	1.793.928	210.714
Itahue 220-Ancoa 220	5.598.518	657.600
Ancoa 500-Charrua 500	27.573.459	3.238.768
Charrúa 220-Temuco 220	22.766.294	2.674.120
Temuco 220-Los ciruelos 220	862.708	101.333
Los Ciruelos 220-Valdivia 220	1.238.284	145.448
Valdivia 220-Barro Blanco 220	772.315	90.716
Barro Blanco 220-Puerto Montt 220	787.082	92.450
Colbún 220-Ancoa 220	49.740	5.842
Colbún 220-Alto Jahuel 220	27.647.268	3.247.438
Hualpén 220-Charrua 220	2.632.211	309.179
Lagunillas 220-Charrua 220	4.580.117	537.979
Lagunillas 220-Hualpen 220	2.432.253	285.692
Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	9.508.399	1.116.853
Charrúa 500-Valdivia 500	22.394.916	2.630.498
Valdivia 500-Puerto Montt 500	30.537.723	3.586.949
Polpaico 220-Alto Jahuel 220	1.848.495	217.124

## Anexo IV

En la tabla de abajo se muestra la cantidad de infraestructura obtenida de la optimización para los distintos escenarios que se simularon. Se instalan más FACTS cuando el parque se expande con centrales hidroeléctricas, incluso estas atrasan la inversión de expandir uno de los tramos.

### Infraestructura instalada para cada simulación.

Simulación	FACTS	Expansiones
1- CNE sin FACTS	0	3
2- CNE	7	3
3- Solar + 50 % sin FACTS	0	7
4- Solar + 50 %	4	5
5- Solar + 100 % sin FACTS	0	8
6- Solar + 100 %	4	5
7- Eólico + 50 % sin FACTS	0	3
8- Eólico + 50 %	7	3
9- Eólico + 100 % sin FACTS	0	3
10- Eólico + 100 %	7	3
11- Hidráulico +100% sin FACTS	0	5
12- Hidráulico +100	8	3

También se presentan los costos totales y operacionales obtenidos en todas las simulaciones realizadas. Se observa que los niveles de ahorros son muy similares entre sí, siendo un poco mayores para el escenario 3 (5,5 *MMUS*\$)

### Costos totales para las distintas simulaciones realizadas

Escenario	Costos de la función objetivo [ <i>MMUS</i> \$]		Ahorro [%]
	DCOPF con expansiones	DCOPF con expansiones y FACTS	
Escenario 1	2.447	2.426	0,83
Escenario 2 (+50% solar)	2.327	2.300	1,17
Escenario 3 (+100% solar)	2.227	2.199	1,25
Escenario 4 (+50% eólico)	2.400	2.379	0,85
Escenario 5 (+100% eólico)	2.355	2.335	0,87
Escenario 6 (+100% hidráulico)	2.211	2.200	0,51

**Costos de operación para las distintas simulaciones realizadas**

Escenario	Costos de operación [ <i>MMUS</i> ]		Ahorro [%]
	DCOPF con expansiones	DCOPF con expansiones y FACTS	
Escenario 1	2.441	2.410	1,29
Escenario 2 (+50% solar)	2.296	2.279	0,74
Escenario 3 (+100% solar)	2.191	2.178	0,60
Escenario 4 (+50% eólico)	2.394	2.363	1,32
Escenario 5 (+100% eólico)	2.350	2.318	1,35
Escenario 6 (+100% hidráulico)	2.201	2.182	0,85

A continuación, se presenta la diferencia de generación por tecnología entre ambos tipos de simulación, para cada escenario. Efacts - Efacts corresponde a la diferencia de energía entre las simulaciones con FACTS y las simulaciones sin FACTS. DifCosto es básicamente la diferencia de energía multiplicada por su respectivo costo.

**Cambios de generación escenario 1**

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Hidráulica	Ancoa_220	2.700	0	0
Taltal 01 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	12.577	107,24314 27	1.348.761
Taltal 02 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	-2.957	107,24314 27	-317.100
Punta Colorada 01 Fuel	Petróleo Diésel	Pan_de_Azucar_220	-15.125	87,99058	-1.330.881
Los Vientos	Petróleo Diésel	Quillota_220	-190.994	106,59169 74	-20.358.341
Colmito Diésel	Petróleo Diésel	Quillota_220	-29.951	115,85645 12	-3.470.073
Laguna Verde TG	Petróleo Diésel	Quillota_220	-9.300	113,39591 14	-1.054.578
Placilla	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	113,59286	-176.864
Quintay	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	114,24016	-177.872
Colihues	Petróleo Diésel	Alto_Jahuel_220	-5.026	77,103198 72	-387.485
Teno	Petróleo Diésel	Itahue_220	-30.560	115,60574 47	-3.532.884
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-10.959	67,442406	-739.086
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-105.652	107,78393 18	-11.387.612
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-26.269	99,806865 34	-2.621.787
Los Guindos	Petróleo Diésel	Charrua_220	-5.765	117,27946 8	-676.076
Trapen	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-77.636	113,35638 46	-8.800.547
Calle-Calle	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-8.762	109,82054 94	-962.248
Andes Generación	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	40.721	77,103198 72	3.139.725
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-61.231	81,27584	-4.976.598
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-10.804	60,738266 42	-656.203
San Isidro FA GNL	GNL	Quillota_220	-1.933	66,700265 11	-128.954
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-109.408	45,966982 9	-5.029.151
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-209.338	44,187258 7	-9.250.075
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-10.552	36,8959	-389.331
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-2.462	92,600000 02	-227.950
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	252.518	59,349343 74	14.986.774
Energía Pacífico	Desechos Forestales	Alto_Jahuel_220	-3.843	53,3596	-205.079
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	2.127	44,423064 72	94.489
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-91.358	35,07705	-3.204.556
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-19.813	32,85019	-650.867
Campiche	Carbón	Nogales_220	-41.435	33,2292	-1.376.842
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-7.841	32,6288	-255.829
Curicó	Carbón	Itahue_220	-3.341	35,333824 5	-118.039
Santa María	Carbón	Charrua_220	127.434	29,3648	3.742.067
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	254.078	33,771907 07	8.580.697
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	66.076	36,990749 7	2.444.208
Cholguán 01	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-2.696	108,84495 2	-293.446
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	13.763	32,25	443.859

Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.074	10	10.743
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.854	40,23	-114.802
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-3.118	103,16	-321.620
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-932	63	-58.716
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	2.388	16	38.208
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-18.777	38	-713.518
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-5.814	45	-261.630
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	4.760	40	190.400
Arauco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-967	70	-67.667
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-2.372	100	-237.200
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	18.743	34,4464	645.616
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	2.132	40,565	86.499
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	7.576	32,218550 58	244.088
valdivia 04	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	-2.223	68,438074 23	-152.161
Tamm	Biomasa	Itahue_220	72	22,7	1.639
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	147	22,7	3.343
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	10.813	36,85	398.445
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	6.193	36,9	228.534
Masisa	Biomasa	Charrua_220	2.541	41,1268	104.503
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	5.928	38,62	228.945
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	360	41,1268	14.820
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	1.155	41,1268	47.501
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	1.361	41,1268	55.958
HBS	Biomasa	Charrua_220	508	41,1268	20.901
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	26.581	35,185	935.249
MSIQ	Petróleo IFO-180	Lagunas_220	570	58,538385 49	33.386
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	11.997	60,473510 27	725.529
U16 GNL	GNL	Crucero_220	-13.154	33,250211 57	-437.385
CC1 GNL	GNL	Atacama_220	201.080	58,861780 56	11.835.900
U12	Carbón	Crucero_220	-6.717	33,55135	-225.358
U13	Carbón	Crucero_220	17.396	32,23465	560.749
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	6.080	31,98222	194.444
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	63.818	42,547540 99	2.715.294
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	46.411	42,547540 99	1.974.664
Infraestructura Energética Mejillones	Carbón	Encuentro_220	-56.628	40,139702 99	-2.273.040
					-31.543.509

En el escenario 1, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales diésel. Las que reducen más su generación son las centrales Los Vientos, ubicada en Quillota, y Nueva Renca, ubicada en Cerro Navia.

Las que aumentan más su generación, son CTM3, ubicada en Crucero y Bocamina 02, ubicada en Hualpén

**Cambios de generación escenario 2**

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Hidráulica	Ancoa_220	2.850	0	0
Colihues	Petróleo Diésel	Alto_Jahuel_220	-4.397	77,10319872	-338.998
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-7.779	67,44240618	-524.618
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-77.143	107,7839318	-8.314.801
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-22.277	99,80686534	-2.223.446
Calle-Calle	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-6.682	109,8205494	-733.863
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-155.326	81,2758460	-12.624.290
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-11.638	60,73826642	-706.855
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-52.569	45,9669829	-2.416.426
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-140.453	44,1872587	-6.206.248
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-2.915	36,895992	-107.539
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-2.867	92,60000002	-265.453
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	6.725	59,34934374	399.101
Energía Pacífico	Desechos Forestales	Alto_Jahuel_220	-3.843	53,359644	-205.079
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	2.127	44,42306472	94.489
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-30.069	35,0770535	-1.054.731
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-89.671	32,8501932	-2.945.724
Campiche	Carbón	Nogales_220	-76.812	33,229233	-2.552.393
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-113.442	32,628835	-3.701.477
Curicó	Carbón	Itahue_220	-1.202	35,3338245	-42.471
Santa María	Carbón	Charrua_220	179.075	29,364829	5.258.513
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	269.518	33,77190707	9.102.146
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	98.119	36,9907497	3.629.481
Cholguán 01	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-2.076	108,844952	-225.962
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	13.376	32,2532	431.374
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.074	10	10.743
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.000	40,23	-80.460
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-1.420	103,16	-146.487
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-794	63	-50.001
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	2.388	16	38.208
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-12.303	38	-467.531
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-3.140	45	-141.300
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	4.760	40	190.400
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-819	100	-81.867
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	26.113	34,446434	899.515
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-	Temuco_220	4.394	40,565	178.241

	Petróleo N°6				
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro- Petróleo N°6	Valdivia_220	7.006	32,218550 58	225.723
Tamm	Biomasa	Itahue_220	72	22,7	1.639
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	147	22,7	3.343
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	176	26,5	4.664
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	17.949	36,85	661.415
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	10.173	36,9	375.396
Masisa	Biomasa	Charrua_220	5.236	41,1268	215.340
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	5.928	38,62	228.945
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	743	41,1268	30.539
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	2.380	41,1268	97.882
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	2.804	41,1268	115.308
HBS	Biomasa	Charrua_220	1.047	41,1268	43.068
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	31.943	35,185	1.123.899
MSIQ	Petróleo IFO-180	Lagunas_220	262	58,538385 49	15.328
U16 GNL	GNL	Crucero_220	86.901	33,250211 57	2.889.484
CC1 GNL	GNL	Atacama_220	48.245	58,861780 56	2.839.771
U13	Carbón	Crucero_220	22.797	32,23465	734.856
CTH	Carbón	Encuentro_22 0	-10.283	30,9072	-317.815
ANG I	Carbón	Crucero_220	-20.460	31,55353	-645.585
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_22 0	94.307	42,547540 99	4.012.517
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_22 0	89.768	42,547540 99	3.819.426
Infraestructura Energética Mejillones (IEM)	Carbón	Encuentro_22 0	-186.024	40,139702 99	-7.466.933
					-16.917.599

En el escenario 2, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales GNL. Las que reducen más su generación son las centrales IEM, ubicada en Encuentro, y Nehuenco 01, ubicada en Quillota.

Las que aumentan más su generación, son Bocamina 02, ubicada en Hualpén y Santa María, ubicada en Charrúa.

**Cambios de generación escenario 3**

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo US\$ [MWh]	DifCosto [US\$]
Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Hidráulica	Ancoa_220	1.500	0	0
Colihues	Petróleo Diésel	Alto_Jahuel_220	-3.295	77,103198 72	-254.046
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-11.455	67,442406	-772.550
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-21.447	107,78393 18	-2.311.667
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-24.294	99,806865 34	-2.424.747
Andes Generación	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro 220	3.716	77,103198 72	286.503
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-110.329	81,27584	-8.967.091
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-4.035	60,738266 42	-245.049
San Isidro FA GNL	GNL	Quillota_220	-5.433	66,700265 11	-362.405
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-60.439	45,966982 9	-2.778.196
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-134.097	44,187258 7	-5.925.389
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-2.915	36,8959	-107.539
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-2.595	92,600000 02	-240.297
Energía Pacífico	Desechos Forestales	Alto_Jahuel_220	-3.843	53,3596	-205.079
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	2.127	44,423064 72	94.489
Guacolda 05	Carbón	Maitencillo_220	-13.099	29,12576	-381.531
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-17.512	35,07705	-614.259
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-52.240	32,85019	-1.716.093
Campiche	Carbón	Nogales_220	-79.220	33,2292	-2.632.423
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-50.298	32,6288	-1.641.157
Curicó	Carbón	Itahue_220	-1.744	35,333824 5	-61.622
Santa María	Carbón	Charrua_220	221.678	29,3648	6.509.537
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	379.267	33,771907 07	12.808.570
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	85.697	36,990749 7	3.170.007
Cholguán 00	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	420	25,477969 9	10.689
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	6.834	32,25	220.406
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.074	10	10.743
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-1.089	40,23	-43.797
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.363	103,16	-243.767
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-1.065	63	-67.116
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	2.388	16	38.208
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-13.615	38	-517.377
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-3.680	45	-165.600
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	4.760	40	190.400
Arauco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-2.717	70	-190.167
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-2.076	100	-207.600
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	29.392	34,4464	1.012.432

Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	4.394	40,565	178.241
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	3.762	32,218550 58	121.206
valdivia 04	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	-6.248	68,438074 23	-427.624
Tamm	Biomasa	Itahue_220	72	22,7	1.639
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	147	22,7	3.343
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	1599	26,5	42.370
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	18.011	36,85	663.692
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	10.173	36,9	375.396
Masisa	Biomasa	Charrua_220	5.236	41,1268	215.340
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	5.928	38,62	228.945
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	743	41,1268	30.539
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	2.380	41,1268	97.882
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	2.804	41,1268	115.308
HBS	Biomasa	Charrua_220	1.047	41,1268	43.068
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	26.240	35,185	923.254
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	1.642	60,473510 27	99.292
U16 GNL	GNL	Crucero_220	52.591	33,250211 57	1.748.650
CTM1	Carbón	Encuentro_220	-22.336	29,83935	-666.480
U12	Carbón	Crucero_220	41.028	33,55135	1.376.530
U13	Carbón	Crucero_220	-886	32,23465	-28.569
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	-17.179	31,98222	-549.414
CTA	Carbón	Encuentro_220	-13.978	29,46401	-411.834
CTH	Carbón	Encuentro_220	-33.801	30,9072	-1.044.697
ANG I	Carbón	Crucero_220	-37.021	31,55353	-1.168.133
ANG II	Carbón	Crucero_220	-1.305	30,14353	-39.345
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	-10.630	42,547540 99	-452.299
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	10.864	42,547540 99	462.228
Infraestructura Energética Mejillones	Carbón	Encuentro_220	-159.233	40,139702 99	-6.391.585
					-13.177.638

En el escenario 3, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales GNL. Las que reducen más su generación son las centrales IEM, ubicada en Encuentro, y Nueva Renca, ubicada en Cerro Navia.

Las que aumentan más su generación, son Bocamina 02, ubicada en Hualpén y Santa María, ubicada en Charrúa.

### Cambios de generación escenario 4

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Taltal 02 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	19.949	107,24314 27	2.139.440
Punta Colorada 01 Fuel	Petróleo Diésel	Pan_de_Azucar_220	-20.028	87,99058	-1.762.315
Espinos 01	Petróleo Diésel	Los_Vilos_220	-2639	114,01987	-300.862
Los Vientos	Petróleo Diésel	Quillota_220	-173.966	106,59169 74	-18.543.284
Colmito Diésel	Petróleo Diésel	Quillota_220	-29.051	115,85645 12	-3.365.699
Laguna Verde TG	Petróleo Diésel	Quillota_220	-9.300	113,39591 14	-1.054.578
Placilla	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	113,59286	-176.864
Quintay	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	114,24016	-177.872
Teno	Petróleo Diésel	Itahue_220	-30.560	115,60574 47	-3.532.884
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-10.571	67,442406	-712.960
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-108.731	107,78393 18	-11.719.460
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-38.838	99,806865 34	-3.876.270
Trapen	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-70.761	113,35638 46	-8.021.177
Calle-Calle	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-7.292	109,82054 94	-800.849
Andes Generación	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	32.078	77,103198 72	2.473.347
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-81.258	81,27584	-6.604.350
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-17.513	60,738266 42	-1.063.701
San Isidro FA GNL	GNL	Quillota_220	-1.933	66,700265 11	-128.954
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-151.409	45,966982 9	-6.959.828
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-198.539	44,187258 7	-8.772.892
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-8.880	36,8959	-327.636
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-3.992	92,600000 02	-369.628
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	245.937	59,349343 74	14.596.220
Energía Pacífico	Desechos Forestales	Alto_Jahuel_220	-1.837	53,3596	-98.036
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	1.190	44,423064 72	52.872
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-94.528	35,07705	-3.315.762
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-31.627	32,85019	-1.038.964
Campiche	Carbón	Nogales_220	-43.474	33,2292	-1.444.612
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-23.654	32,6288	-771.800
Curicó	Carbón	Itahue_220	-3.380	35,333824 5	-119.423
Santa María	Carbón	Charrua_220	184.564	29,3648	5.419.676
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	240.480	33,771907 07	8.121.469
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	58.694	36,990749 7	2.171.142
Cholguán 01	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-3.001	108,84495 2	-326.680
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	12.728	32,25	410.464

Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.074	10	10.743
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.262	40,23	-90.986
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.885	103,16	-297.617
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-932	63	-58.716
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	2.388	16	38.208
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-17.895	38	-680.007
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-6.384	45	-287.280
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	3.873	40	154.933
Arauco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-753	70	-52.725
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-3.847	100	-384.667
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	16.171	34,4464	557.029
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	2.132	40,565	86.499
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	7.576	32,218550 58	244.088
valdivia 04	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	-2.223	68,438074 23	-152.161
Tamm	Biomasa	Itahue_220	72	22,7	1.639
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	147	22,7	3.343
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	1471	26,5	38.971
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	9.996	36,85	368.354
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	6.193	36,9	228.534
Masisa	Biomasa	Charrua_220	2.541	41,1268	104.503
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	4.824	38,62	186.299
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	360	41,1268	14.820
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	1.155	41,1268	47.501
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	1.361	41,1268	55.958
HBS	Biomasa	Charrua_220	508	41,1268	20.901
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	18.675	35,185	657.076
MSIQ	Petróleo IFO-180	Lagunas_220	1.208	58,538385 49	70.687
U10	Petróleo IFO-180	Crucero_220	-1695	62,605419 37	-106.132
U11	Petróleo IFO-180	Crucero_220	1695	62,605419 37	106.132
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	7.424	60,473510 27	448.973
U16 GNL	GNL	Crucero_220	-10.836	33,250211 57	-360.305
CC1 GNL	GNL	Atacama_220	213.481	58,861780 56	12.565.854
U12	Carbón	Crucero_220	5.405	33,55135	181.338
U13	Carbón	Crucero_220	13.559	32,23465	437.086
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	12.910	31,98222	412.894
ANG I	Carbón	Crucero_220	18727	31,55353	590.899
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	70.576	42,547540 99	3.002.844
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	103.825	42,547540 99	4.417.517
Infraestructura Energética	Carbón	Encuentro_220	-105.361	40,139702	-4.229.158

Mejillones				99	
					-31.648.839

En el escenario 4, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales Diésel. Las que reducen más su generación son las centrales Nueva renca, ubicada en Cerro Navia, y Los Vientos, ubicada en Quillota.

Las que aumentan más su generación, son Bocamina 02, ubicada en Hualpén, y CTM3, ubicada en Crucero.

Cambios de generación escenario 5

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Efacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Taltal 01 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	7.907	107,24314 27	847.987
Taltal 02 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	23.675	107,24314 27	2.538.985
Punta Colorada 01 Fuel	Petróleo Diésel	Pan_de_Azucar_220	-18.164	87,99058	-1.598.270
Espinos 01	Petróleo Diésel	Los_Vilos_220	-2.305	114,01987	-262.776
Los Vientos	Petróleo Diésel	Quillota_220	-148.618	106,59169 74	-15.841.490
Colmito Diésel	Petróleo Diésel	Quillota_220	-22.292	115,85645 12	-2.582.694
Laguna Verde TG	Petróleo Diésel	Quillota_220	-9.300	113,39591 14	-1.054.578
Placilla	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	113,59286	-176.864
Quintay	Petróleo Diésel	Quillota_220	-1.557	114,24016	-177.872
Teno	Petróleo Diésel	Itahue_220	-30.560	115,60574 47	-3.532.884
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-10.098	67,442406	-681.066
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-130.177	107,78393 18	-14.030.956
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-42.489	99,806865 34	-4.240.648
Trapen	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-60.646	113,35638 46	-6.874.559
Calle-Calle	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-7.085	109,82054 94	-778.079
Andes Generación	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	26.414	77,103198 72	2.036.613
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-128.288	81,27584	-10.426.677
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-24.059	60,738266 42	-1.461.322
San Isidro FA GNL	GNL	Quillota_220	-1.933	66,700265 11	-128.954
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-133.834	45,966982 9	-6.151.954
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-195.539	44,187258 7	-8.640.313
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-10.027	36,8959	-369.943
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-3.992	92,600000 02	-369.628
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	243.048	59,349343 74	14.424.768
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	1.190	44,423064 72	52.872
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-113.198	35,07705	-3.970.647
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-49.707	32,85019	-1.632.878
Campiche	Carbón	Nogales_220	-40.459	33,2292	-1.344.411
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-55.345	32,6288	-1.805.832
Curicó	Carbón	Itahue_220	-3.738	35,333824 5	-132.078
Santa María	Carbón	Charrua_220	237.849	29,3648	6.984.382
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	206.017	33,771907 07	6.957.599
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	48.811	36,990749 7	1.805.543
Cholguán 00	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	1935	25,477969 9	49.290
Cholguán 01	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-2.180	108,84495 2	-237.282
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	13.197	32,25	425.614
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.074	10	10.743
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-	Itahue_220	-2.574	40,23	-103.565

	Petróleo N°6				
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.885	103,16	-297.617
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-1.022	63	-64.386
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	2.388	16	38.208
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-19.571	38	-743.693
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-6.384	45	-287.280
Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Charrua_220	2.590	25	64.750
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	2.310	40	92.400
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-3.847	100	-384.667
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	18.905	34,4464	651.212
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	692	40,565	28.084
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	7.006	32,218550 58	225.723
Tamm	Biomasa	Itahue_220	72	22,7	1.639
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	147	22,7	3.343
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	5442	26,5	144.205
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	7.683	36,85	283.105
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	4.760	36,9	175.644
Masisa	Biomasa	Charrua_220	2.545	41,1268	104.654
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	2.877	38,62	111.106
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	361	41,1268	14.842
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	1.157	41,1268	47.570
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	1.363	41,1268	56.039
HBS	Biomasa	Charrua_220	509	41,1268	20.931
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	13.428	35,185	472.448
MSIQ	Petróleo IFO-180	Lagunas_220	1.208	58,538385 49	70.687
U10	Petróleo IFO-180	Crucero_220	-1782	62,605419 37	-111.584
U11	Petróleo IFO-180	Crucero_220	1.782	62,605419 37	111.584
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	5.774	60,473510 27	349.147
GMAR	Petróleo Diésel	Lagunas_220	1174	101,05746 34	118.616
M1AR	Petróleo Diésel	Lagunas_220	517	103,23713 2	53.339
M2AR	Petróleo Diésel	Lagunas_220	504	102,92575 07	51.884
SUIQ	Petróleo Diésel	Lagunas_220	719	107,01740 76	76.905
ZOFRI_1	Petróleo Diésel	Lagunas_220	159	104,70264 95	16.679
ZOFRI_2-5	Petróleo Diésel	Lagunas_220	913	101,84950 15	93.021
ESTANDARTES (13)	Petróleo Diésel	Lagunas_220	283	101,61950 15	28.779
ESTANDARTES (7-12)	Petróleo Diésel	Lagunas_220	842	102,83014 37	86.600
U16 GNL	GNL	Crucero_220	45.599	33,250211 57	1.516.174
CC1 GNL	GNL	Atacama_220	216.546	58,861780 56	12.746.299
U12	Carbón	Crucero_220	7.767	33,55135	260.594
U13	Carbón	Crucero_220	11.814	32,23465	380.835
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	16.933	31,98222	541.569
CTH	Carbón	Encuentro_220	13.378	30,9072	413.469
ANG I	Carbón	Crucero_220	18.445	31,55353	581.990

ANG II	Carbón	Crucero_220	203	30,14353	6.129
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	80.866	42,547540 99	3.440.630
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	76.229	42,547540 99	3.243.366
Infraestructura Energética Mejillones	Carbón	Encuentro_220	-101.797	40,139702 99	-4.086.083
					-31.724.933

En el escenario 5, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales Diésel. Las que reducen más su generación son las centrales Los Vientos, ubicada en Quillota, y San Isidro 02, ubicada en Quillota.

Las que aumentan más su generación, son CTM03, ubicada en Crucero, y Santa María, ubicada en Charrúa.

Cambios de generación escenario 6

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Punta Colorada 01 Fuel	Petróleo Diésel	Pan_de_Azucar_22 0	-12.030	87,99058	-1.058.566
Los Vientos	Petróleo Diésel	Quillota_220	-86.049	106,59169 74	-9.172.107
Colihues	Petróleo Diésel	Alto_Jahuel_220	-3.405	77,103198 72	-262.550
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-108.570	107,78393 18	-11.702.090
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-51.132	99,806865 34	-5.103.337
Andes Generación	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro _220	22.582	77,103198 72	1.741.179
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	-257.338	81,27584	-20.915.377
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-31.386	60,738266 42	-1.906.344
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-266.429	45,966982 9	-12.246.946
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	75.856	44,187258 7	3.351.854
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-709	36,8959	-26.171
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-5.462	92,600000 02	-505.750
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	255.126	59,349343 74	15.141.586
Laja 01	Desechos Forestales	Charrua_220	726	44,423064 72	32.239
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	92.610	35,07705	3.248.486
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	16.055	32,85019	527.408
Campiche	Carbón	Nogales_220	55.946	33,2292	1.859.035
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	20.403	32,6288	665.710
Curicó	Carbón	Itahue_220	277	35,333824 5	9.776
Santa María	Carbón	Charrua_220	-304.884	29,3648	-8.952.853
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	-25.572	36,990749 7	-945.944
Cholguán 00	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-2039	25,477969 9	-51.951
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-16.321	32,25	-526.350
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-138	40,23	-5.552
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-3.277	103,16	-338.055
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-482	16	-7.711
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.383	38	52.567
Viñales 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	1.668	45	75.081
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-8	40	-336
Arauco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-2.717	70	-190.167
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-4.369	100	-436.933
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	-4.394	40,565	-178.241
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	-8.984	32,218550 58	-289.451
valdivia 04	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	-4.638	68,438074 23	-317.434

Tamm	Biomasa	Itahue_220	-48	22,7	-1.082
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	-97	22,7	-2.206
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	-9.609	26,5	-254.630
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	-1.431	36,85	-52.735
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	-887	36,9	-32.718
Masisa	Biomasa	Charrua_220	-1.771	41,1268	-72.836
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	-1.943	38,62	-75.032
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	-251	41,1268	-10.329
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	-805	41,1268	-33.107
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	-948	41,1268	-39.001
HBS	Biomasa	Charrua_220	-354	41,1268	-14.567
MSIQ	Petróleo IFO-180	Lagunas_220	1.534	58,538385 49	89.798
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	11.825	60,473510 27	715.081
U16 GNL	GNL	Crucero_220	132.369	33,250211 57	4.401.283
CC1 GNL	GNL	Atacama_220	198.509	58,861780 56	11.684.603
U12	Carbón	Crucero_220	66.041	33,55135	2.215.749
U13	Carbón	Crucero_220	-12.178	32,23465	-392.549
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	-12.231	31,98222	-391.162
ANG I	Carbón	Crucero_220	-11.513	31,55353	-363.283
ANG II	Carbón	Crucero_220	8.597	30,14353	259.139
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	38.364	42,547540 99	1.632.286
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	130.175	42,547540 99	5.538.643
Infraestructura Energética Mejillones	Carbón	Encuentro_220	124.355	40,139702 99	4.991.592
					-18.642.362

En el escenario 6, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales Diésel. Las que reducen más su generación son las centrales San Isidro, ubicada en Quillota, y Santa María, ubicada en Charrúa.

Las que aumentan más su generación, son CTM03, ubicada en Crucero, y CC1 GNL, ubicada en Atacama.

**Cambios de generación escenario alternativo**

Nombre Central	Tecnología	Barra	Efacts-Esfacts [MWh]	Costo [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]	DifCosto [US\$]
Eq_Pasada_SIC_Centro_Tinguiririca	Hidráulica	Tinguiririca_220	500.815	0	0
Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Hidráulica	Ancoa_220	2.978	0	0
Eq_MiniHidro_SIC_CentroSurA	Hidráulica	Ancoa_220	10.066	0	0
RioColorado	Hidráulica	Ancoa_220	2.566	0	0
Ancoa	Hidráulica	Ancoa_220	5.523	0	0
LaMina	Hidráulica	Ancoa_220	316	0	0
Hidroeléctrica VII Región 02	Hidráulica	Ancoa_220	2.372	0	0
Hidroeléctrica VII Región 03	Hidráulica	Ancoa_220	2.876	0	0
Taltal 01 Diésel	Petróleo Diésel	Diego_de_Almagro_220	2.974	107,24314 27	318.965
Cardones	Petróleo Diésel	Cardones_220	4.390	120,5012	528.944
Espinosa 01	Petróleo Diésel	Los_Vilos_220	-6.713	114,01987	-765.367
Los Vientos	Petróleo Diésel	Quillota_220	80.468	106,59169 74	8.577.207
Las Vegas	Petróleo Diésel	Quillota_220	684	118,5026	81.086
Con Con	Petróleo Diésel	Quillota_220	750	119,77888	89.810
Colmito Diésel	Petróleo Diésel	Quillota_220	8.520	115,85645 12	987.145
Totoral	Petróleo Diésel	Quillota_220	978	119,70182	117.068
Estancilla	Petróleo Diésel	Alto_Jahuel_220	-2.433	144,78450 5	-352.195
Teno	Petróleo Diésel	Itahue_220	-78.531	115,60574 47	-9.078.624
Cementos Bio Bio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-501	67,442406	-33.763
Linares	Petróleo Diésel	Itahue_220	-805	121,65823	-97.975
San Gregorio	Petróleo Diésel	Itahue_220	-805	121,65823	-97.975
Santa Lidia	Petróleo Diésel	Charrua_220	-140.926	107,78393 18	-15.189.569
Coronel TG Diésel	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-37.236	99,806865 34	-3.716.436
Los Guindos	Petróleo Diésel	Charrua_220	-115.134	117,27946 8	-13.502.870
Orafti	Petróleo Diésel	Charrua_220	-260	125,91823	-32.676
Lebu	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-1.246	125,91823	-156.844
Eagon	Petróleo Diésel	Temuco_220	-1.246	125,91823	-156.844
JCE	Petróleo Diésel	Charrua_220	-415	125,91823	-52.281
Los Alamos	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-415	125,91823	-52.281
Tirúa	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-986	125,91823	-124.168
Trongol	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-1.453	125,91823	-182.984
Cañete	Petróleo Diésel	Hualpen_220	-2.076	125,91823	-261.406
Lonquimay	Petróleo Diésel	Temuco_220	-623	125,91823	-78.422
Chufken	Petróleo Diésel	Temuco_220	-830	125,91823	-104.562
Curacautin	Petróleo Diésel	Temuco_220	-1.246	125,91823	-156.844
Los Sauces 2	Petróleo Diésel	Temuco_220	-779	125,91823	-98.027
Chuyaca	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-5.865	118,54531 65	-695.233
Degañ	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-30.420	123,24283 36	-3.749.047
Quellon 02	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-3.633	127,51576 83	-463.265
Trapen	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-77.885	113,35638 46	-8.828.777
Contulmo	Petróleo Diésel	Charrua_220	-415	125,91823	-52.281
Louisiana Pacific 2	Petróleo Diésel	Temuco_220	-1.661	125,91823	-209.125
Los Sauces 1	Petróleo Diésel	Charrua_220	-779	125,91823	-98.027
Biomar	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-2.028	123,28313 41	-250.018
Multiexport II	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-1.352	123,28313 41	-166.679

Louisiana Pacific	Petróleo Diésel	Temuco_220	-2.451	123,28313 41	-302.105
Multiexport I	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-676	123,28313 41	-83.339
Salmofood I	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-1.352	123,28313 41	-166.679
Salmofood II	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-1.352	123,28313 41	-166.679
Skretting	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-2.282	123,28313 41	-281.270
Skretting Osorno	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-2.535	123,28313 41	-312.523
Watt	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-676	123,28313 41	-83.339
Watt II	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-1.352	123,28313 41	-166.679
Danisco	Petróleo Diésel	Puerto_Montt_220	-676	123,28313 41	-83.339
Calle-Calle	Petróleo Diésel	Valdivia_220	-9.954	109,82054 94	-1.093.117
Nehuenco 01 GNL	GNL	Quillota_220	390.871	81,27584	31.768.403
San Isidro GNL	GNL	Quillota_220	-59.600	60,738266 42	-3.619.993
San Isidro FA GNL	GNL	Quillota_220	1.333	66,700265 11	88.934
San Isidro 02 GNL	GNL	Quillota_220	-303.395	45,966982 9	-13.946.165
Tapihue	GNL	Quillota_220	2.086	119,29448 24	248.896
Bio Cruz	GNL	Quillota_220	587	119,29448 24	70.002
Tomaval 2	GNL	Quillota_220	522	119,29448 24	62.224
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro_Navia_220	-138.280	44,187258 7	-6.110.222
Cordillera 02	GNL	Alto_Jahuel_220	-11.885	36,8959	-438.520
Cordillera 03	GNL	Alto_Jahuel_220	-2.542	156,1854	-396.999
CMPC Tissue	GNL	Melipilla_220	-1.906	92,600000 02	-176.475
CTM3 SING	GNL	Crucero_220	13.958	59,349343 74	828.398
Energía Pacífico	Desechos Forestales	Alto_Jahuel_220	-3.843	53,3596	-205.079
Guacolda 01	Carbón	Maitencillo_220	51.780	28,88236	1.495.530
Guacolda 02	Carbón	Maitencillo_220	46.542	28,95674	1.347.705
Guacolda 03	Carbón	Maitencillo_220	10.378	25,50132	264.643
Guacolda 04	Carbón	Maitencillo_220	32.372	29,06432	940.865
Guacolda 05	Carbón	Maitencillo_220	40.247	29,12576	1.172.214
Ventanas 01	Carbón	Nogales_220	-14.639	35,07705	-513.480
Ventanas 02	Carbón	Nogales_220	-134.704	32,85019	-4.425.059
Campiche	Carbón	Nogales_220	2.851	33,2292	94.725
Nueva Ventanas	Carbón	Nogales_220	-265.286	32,6288	-8.655.976
Curicó	Carbón	Itahue_220	-265	35,333824 5	-9.375
Santa María	Carbón	Charrua_220	252.449	29,3648	7.413.111
Bocamina 02	Carbón	Hualpen_220	128.883	33,771907 07	4.352.625
Bocamina 01	Carbón	Hualpen_220	43.707	36,990749 7	1.616.750
Cholguán 00	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	4.044	25,477969 9	103.033
Cholguán 01	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	-3.063	108,84495 2	-333.356
Pacífico CMPC 02	Biomasa-Petróleo N°6	Charrua_220	2.863	32,25	92.334
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-1.322	10	-13.217
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	116	40,23	4.667

Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.738	103,16	-282.452
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-97	63	-6.090
Viñales 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-848	16	-13.569
Viñales 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Itahue_220	-2.088	38	-79.343
Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Charrua_220	6.291	25	157.267
Arauco 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	2.652	40	106.080
Arauco 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Hualpen_220	-3.248	100	-324.800
Lautaro 01	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	2.417	34,4464	83.267
Lautaro 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Temuco_220	2.169	40,565	87.997
valdivia 02	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	1.995	18	35.910
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Valdivia_220	1.576	32,218550 58	50.776
Tamm	Biomasa	Itahue_220	42	22,7	951
Santa Irene	Biomasa	Itahue_220	85	22,7	1.940
Santa Fe 02	Biomasa	Charrua_220	7.562	26,5	200.400
Santa Fe 03	Biomasa	Charrua_220	5.773	36,85	212.725
Laja CMPC 02	Biomasa	Charrua_220	3.577	36,9	131.979
Laja CMPC 03	Biomasa	Charrua_220	-5.190	131,9	-684.561
Masisa	Biomasa	Charrua_220	3.887	41,1268	159.846
Escuadron	Biomasa	Hualpen_220	4.454	38,62	172.030
Ancali 1	Biomasa	Charrua_220	551	41,1268	22.669
CMPC Santa Fe	Biomasa	Charrua_220	1.767	41,1268	72.657
Coelemu	Biomasa	Charrua_220	2.081	41,1268	85.593
HBS	Biomasa	Charrua_220	777	41,1268	31.969
Lautaro 2	Biomasa	Temuco_220	3.355	35,185	118.052
TAMAYA	Petróleo IFO-180	Crucero_220	21.942	60,473510 27	1.326.934
U16 GNL	GNL	Crucero_220	-149.827	33,250211 57	-4.981.777
KELAR	Gas Natural	Crucero_220	10.218	70,16232	716.902
CTM1	Carbón	Encuentro_220	-16.913	29,83935	-504.660
CTM2	Carbón	Encuentro_220	-48.184	29,04215	-1.399.362
U12	Carbón	Crucero_220	-16.092	33,55135	-539.917
U14	Carbón	Crucero_220	-19.080	28,99235	-553.182
NTO1	Carbón	Crucero_220	16.011	25,06637	401.348
NTO2	Carbón	Crucero_220	32.903	24,80289	816.093
CTTAR	Carbón	Tarapaca_220	3.073	31,98222	98.292
CTA	Carbón	Encuentro_220	-12.325	29,46401	-363.140
CTH	Carbón	Encuentro_220	16.664	30,9072	515.023
ANG I	Carbón	Crucero_220	25.813	31,55353	814.492
ANG II	Carbón	Crucero_220	34.682	30,14353	1.045.426
COCHRANE 1	Carbón	Encuentro_220	1.066	42,547540 99	45.346
COCHRANE 2	Carbón	Encuentro_220	4.135	42,547540 99	175.925
Infraestructura Energética Mejillones	Carbón	Encuentro_220	-223.372	40,139702 99	-8.966.101
Eq_Eolica_1_SIC_CentroNorte	Eólica	Pan_de_Azucar_220	12.135	7,7	93.442
San Juan	Eólica	Pan_de_Azucar_220	101.213	7,7	779.339
					-47.860.553

En el escenario alternativo, se observa que las principales reducciones de generación al instalar FACTS se dan en centrales Diésel. Las que reducen más su

generación son las centrales San Isidro, ubicada en Quillota, y Nuevas Ventanas, ubicada en Nogales.

Las que aumentan más su generación, son Eq\_Pasada\_SIC\_Centro\_Tinguiririca, ubicada en Tinguiririca, y Nehuenco 01, ubicada en Quillota.