



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

**ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS FACTS EN LA
OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
BAJO ESCENARIOS DE DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

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

FERNANDO ANDRÉS LLAITUL SÁNCHEZ

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
EDUARDO PEREIRA BONVALLET**

**SANTIAGO DE CHILE
2017**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Fernando Andrés Llaitul Sánchez
FECHA: 06/01/2017
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS FACTS EN LA OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL BAJO ESCENARIOS DE DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Ante la necesidad de dar una mayor flexibilidad al sistema eléctrico de transmisión, surge la alternativa de la utilización de equipos FACTS. Estos dispositivos presentan una gran variedad de funciones que permiten tener un amplio control sobre la red eléctrica. En particular en este trabajo se estudia el efecto de implementar equipos FACTS de tipo compensación en serie los cuales permiten tener un manejo sobre los flujos de las líneas. Este estudio se limita al análisis en estado estacionario del sistema.

El estudio aquí realizado se centra en la operación del sistema. Para esto se realiza un modelo simplificado de 42 barras del sistema chileno para el año 2025, considerando la conexión SING-SIC, una proyección de demanda y distintos escenarios de expansión de generación ERNC, en particular expansión de tipo solar y eólica.

El problema a resolver se presenta como un problema de optimización el cual tiene como objetivo minimizar los costos operacionales del sistema. Se utiliza un modelo de flujo DC para el estudio de la operación y se consideran restricciones de *unit commitment* para centrales térmicas como mínimos técnicos, rampas, horas mínimas de encendido/apagado y restricciones que modelan adecuadamente el comportamiento de centrales hidroeléctricas, solares y eólicas.

De los resultados obtenidos se observa que al instalar los equipos FACTS, en las localizaciones que se muestran en este trabajo, se logra reducir los costos operacionales del sistema. Dependiendo del caso de estudio, esta reducción de costos puede ir desde un 2% hasta un poco más de un 6%. Y en comparación a utilizar un modelo simplificado (bloques horarios y sin restricciones de *unit commitment*) para obtener la ubicación de los equipos, el modelo aquí propuesto permite evitar una pérdida de eficiencia de hasta un 3,23%.

Para los distintos escenarios solo en algunos casos la implementación de FACTS de tipo compensación en serie permiten un mejor aprovechamiento del recurso renovable, el cual se ve restringido por la capacidad de transmisión del sistema y las restricciones operacionales.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia. A mis papás y a mi hermana por estar siempre ahí para mí. Por apoyarme desde siempre y por el inmenso cariño que permanentemente me entregan.

Gracias a mi profesor guía Rodrigo Moreno por ser un muy buen docente, por el apoyo que me dio durante el desarrollo de mi memoria y por darse el tiempo de ayudarme cuando lo necesité.

A mi profesor co-guía Patricio Mendoza, una excelente persona gracias por apoyarme en este trabajo y a Eduardo Pereira, que me ayudó bastante a resolver algunas dudas y se dio el tiempo de explicarme y guiarme cuando se lo solicité.

Un especial agradecimiento a Francisco Latorre que me ayudó bastante cuando comencé con este trabajo, apoyándome con información y ayudándome a resolver varias dudas que tuve al comienzo.

Gracias también a mis amigos. A aquellos que conocí durante mi paso por la universidad y que estuvieron ahí para hacer de esta un lugar mejor. A aquellos que conocí al entrar a la universidad hasta con los que compartí en el departamento de eléctrica. A aquellos que me ayudaron a estudiar, a pasar el rato o a compartir buenas experiencias en la terraza.

Agradecer en general a todos aquellos que me han apoyado y han sido parte de mi vida.

Muchas gracias.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Motivación.....	1
1.2.	Objetivos.....	1
1.2.1.	Objetivo general	1
1.2.2.	Objetivos específicos	2
1.3.	Alcances.....	2
1.4.	Estructura.....	3
2.	Antecedentes.....	4
2.1.	Sistema eléctrico en Chile	4
2.1.1.	Proyección de Demanda	4
2.1.2.	Planificación energética.....	5
2.2.	Potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile	6
2.2.1.	Potencial recurso eólico.....	6
2.2.2.	Potencial recurso solar	8
2.3.	Transmisión de Potencia.....	11
2.4.	Equipos FACTS.....	13
2.4.1.	Compensación en Serie	14
2.4.2.	Compensación en Paralelo	22
2.4.3.	Compensación Combinada.....	26
2.5.	Incorporación de dispositivos FACTS en el despacho económico	27
3.	Metodología.....	29
3.1.	Modelamiento matemático	29
3.1.1.	Resolución en dos etapas	31
3.1.2.	Restricciones de Unit Commitment.....	32
3.1.3.	Datos utilizados para la modelación.....	35
3.1.4.	Perfiles de hidrología.....	42
3.1.5.	Perfiles de disponibilidad de recursos solares y eólicos.....	44
3.1.6.	Fijación de equipos FACTS	46
4.	Resultados y Análisis	48
4.1.	Caso Base	48
4.2.	Expansión de la capacidad instalada de ERNC	56
4.2.1.	Expansión de capacidad solar.....	56
4.2.2.	Expansión de capacidad eólica.....	60

4.2.3. Expansión conjunta solar y eólica	63
4.3. Efecto de las restricciones en el uso de ERNC.....	66
5. Conclusiones y Trabajo futuro	68
5.1. Conclusiones del trabajo.....	68
5.2. Trabajo Futuro	69
6. Bibliografía.....	70
7. Anexos.....	72
7.1. Datos operacionales de las centrales	72
7.1.1. Centrales térmicas.....	72
7.1.2. Centrales hidráulicas de pasada.....	74
7.1.3. Centrales hidráulicas de embalse.....	76
7.1.4. Centrales de generación solar	76
7.1.5. Centrales de generación eólica	78
7.2. Ubicación equipos FACTS.....	78
7.3. Total de horas líneas saturadas	79
7.3.1. Caso base: Hidrología seca.....	79
7.3.2. Caso base: Hidrología media.....	79
7.3.3. Caso base: Hidrología húmeda.....	80
7.3.4. Expansión de capacidad solar 50%	80
7.3.5. Expansión de capacidad solar 100%	81
7.3.6. Expansión de capacidad eólica 50%.....	81
7.3.7. Expansión de capacidad eólica 100%.....	82
7.3.8. Expansión de capacidad ERNC 50%	82
7.4. Energía generada [MWh] por barra.....	83
7.4.1. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología seca	83
7.4.2. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología media	86
7.4.3. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología húmeda	89
7.4.4. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad solar 50%	92
7.4.5. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad solar 100%	95
7.4.6. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad eólica 50%.....	98
7.4.7. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad eólica 100%.....	101
7.4.8. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad ERNC 50%	104

Índice de tablas

Tabla 1: Previsión de demanda SIC-SING [GWh]. Fuente: CNE	5
Tabla 2: Costos y potencias generadas para distintos valores de reactancias	28
Tabla 3: Capacidad instalada por barra.	38
Tabla 4: Parámetros de líneas de transmisión modelo simplificado	40
Tabla 5: Costo total del sistema para el Caso Base.	48
Tabla 6: Líneas con equipos FACTS caso hidrología seca	48
Tabla 7: Energía anual generada [GWh] hidrología seca.	50
Tabla 8: Uso de ERNC hidrología seca.....	51
Tabla 9: Líneas con equipos FACTS caso hidrología media	51
Tabla 10: Energía anual generada [GWh] hidrología media.....	52
Tabla 11: Uso de ERNC hidrología media.....	53
Tabla 12: Líneas con equipos FACTS caso hidrología húmeda	53
Tabla 13: Energía anual generada [GWh] hidrología húmeda.....	54
Tabla 14: Uso de ERNC hidrología húmeda.....	54
Tabla 15: Costo anual del sistema para distintos escenarios de expansión de ERNC.....	56
Tabla 16: Líneas con equipos FACTS. Expansión solar 50%.....	56
Tabla 17: Energía anual generada [GWh] capacidad solar aumentada en un 50%	57
Tabla 18: Uso de ERNC capacidad solar aumentada en un 50%	58
Tabla 19: Líneas con equipos FACTS. Expansión solar 100%.....	58
Tabla 20: Energía anual generada [GWh] capacidad solar aumentada en un 100%	59
Tabla 21: Uso de ERNC capacidad solar aumentada en un 100%	60
Tabla 22: Líneas con equipos FACTS. Expansión eólica 50%.....	60
Tabla 23: Energía anual generada [GWh] capacidad eólica aumentada en un 50%	61
Tabla 24: Uso de ERNC capacidad eólica aumentada en un 50%	61
Tabla 25: Líneas con equipos FACTS. Expansión eólica 100%.....	62
Tabla 26: Energía anual generada [GWh] capacidad eólica aumentada en un 100%	63
Tabla 27: Uso de ERNC capacidad eólica aumentada en un 100%	63
Tabla 28: Líneas con equipos FACTS. Expansión ERNC 50%.....	63
Tabla 29: Energía anual generada [GWh] capacidad solar y eólica aumentada en un 50%	64
Tabla 30: Uso de ERNC capacidad solar y eólica aumentada en un 50%	65
Tabla 31: Costos operacionales casos de restricciones en capacidad solar aumentada 100%	66
Tabla 32: Uso de ERNC para casos de restricciones en capacidad solar aumentada 100%	67

Índice de figuras

Figura 1: Estimación del factor de planta anual de central eólica para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente: [17].	7
Figura 2: Estimación del factor de planta anual PV fijo para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente [17].	9
Figura 3: Estimación del factor de planta anual PV con seguimiento para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente [17].	10
Figura 4: Sistema de Potencia de dos barras	11
Figura 5: Potencia Activa y Reactiva transmitida en función de la diferencia angular	12
Figura 6: Efecto de la compensación sobre el modelo de flujo de potencia AC	13
Figura 7: Compensación en serie ideal. Fuente: [2]	15
Figura 8: Elemento básico de un TSSC	16
Figura 9: Compensación en Serie Conmutada por Tiristores (TSSC). Fuente: [2]	16
Figura 10: Potencia activa transmitida distintos valores de compensación	17
Figura 11: Capacitor en Serie controlado por Tiristores (TCSC). Fuente: [2]	17
Figura 12: Capacitor en Serie Controlado por Conmutación Forzada. Fuente [2]	18
Figura 13: Compensador de Reactivos Serie Estático. Fuente [2]	19
Figura 14: Compensador en Serie Sincrónico Estático. Fuente: [2]	20
Figura 15: Compensación por ángulo de fase. Fuente [2]	21
Figura 16: Potencia transmitida en función del ángulo de fase con compensador de ángulo	22
Figura 17: Compensación en paralelo ideal. Fuente: [2]	22
Figura 18: a) TCR; b) TSC. Fuente: [2]	23
Figura 19: a) Compensador Estático de Reactivos (SVC); b) Sistema con SVC. Fuente: [2]	24
Figura 20: Potencia activa versus ángulo de fase con SVC	25
Figura 21: STATCOM. Fuente: [2]	26
Figura 22: Estructura del UPFC. Fuente [2]	27
Figura 23: Sistema de 3 nodos	28
Figura 24: Sistema eléctrico chileno simplificado.	36
Figura 25: Curva de duración año 2025.	37
Figura 26: Distribución de demanda por barra año 2025.	38
Figura 27: Capacidad instalada por zona.	39
Figura 28: Capacidad instalada por tecnología.	39
Figura 29: Curva de oferta o lista de mérito de centrales térmicas.	40
Figura 30: Hidrología seca (2007).	42
Figura 31: Hidrología media (1973).	43
Figura 32: Hidrología húmeda (1969).	44
Figura 33: Disponibilidad del recurso SING	45
Figura 34: Disponibilidad del recurso SIC-Norte	45
Figura 35: Disponibilidad del recurso SIC-Centro	45
Figura 36: Disponibilidad del recurso SIC-Sur	46
Figura 37: Diagrama de flujo de metodología utilizada	47
Figura 38: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología Seca.	49
Figura 39: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología Media.	52
Figura 40: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología húmeda.	53
Figura 41: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad solar aumentada en 50%	57

Figura 42: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad solar aumentada 100%.	59
Figura 43: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad eólica aumentada en 50%.	61
Figura 44: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad eólica aumentada en 100%.	62
Figura 45: Cantidad de horas de líneas saturadas. Aumento generación ERNC 50%.	64

1. Introducción

1.1. Motivación

Desde hace algunos años, el negocio de la transmisión y distribución de energía eléctrica han estado enfrentando varios desafíos con respecto al continuo aumento de generación y demanda, a la construcción de nuevas líneas, inserción de nuevas tecnologías renovables y nuevos rubros del negocio de la energía.

Los altos costos y exigencias asociados a la construcción de nuevas líneas de transmisión hacen que el sistema se vea limitado en su capacidad. Por otro lado, un crecimiento del sistema de transmisión hace que este se vuelva más complejo de supervisar.

Sumado a esto, se deben considerar los factores ambientales, como son el ingreso de energías renovables y emisiones de carbón, los cuales tienen un gran impacto en el desarrollo y planificación de la transmisión.

Para lograr responder bien ante las demandas que estos desafíos conllevan, es necesario que las tecnologías aplicadas permitan un mejor uso de la infraestructura presente y que además incorporen flexibilidad, solidez ambiental, orientación de negocio y competitividad.

La implementación de equipos flexibles de transmisión (FACTS, por la abreviación en inglés de *Flexible Alternating Current Transmission System*) es una solución que permite, tal como su nombre lo dice, dar mayor flexibilidad a la red permitiendo manejar su operación, aprovechando al máximo su capacidad y mejorando la confiabilidad de ésta. Incluir estos equipos le da la posibilidad al operador de manejar los parámetros del sistema permitiendo mejorar la estabilidad de los voltajes, manejar los flujos y ángulos de fases como se explica en mayor detalle más adelante. El tener control sobre estos parámetros aumenta la estabilidad y confiabilidad del sistema además de permitir una operación a menores costos.

La inclusión y ubicación de los equipos FACTS se hace en la etapa de planificación. En este trabajo se estudiará el comportamiento del sistema al aplicar los equipos FACTS de compensación en serie en la etapa de operación considerando restricciones operacionales de las centrales (como rampas, mínimos técnicos, etc.) y las variaciones de demanda características de una operación real horaria.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal es analizar el impacto, en los costos operacionales, de implementar equipos FACTS en la operación a mínimo costo del sistema eléctrico chileno, considerando la conexión SING-SIC, bajo distintos escenarios de inserción de energías renovables para el año 2025.

1.2.2. Objetivos específicos

En particular, se analizarán los efectos de los equipos FACTS en la operación del sistema para distintos escenarios de hidrologías y de expansión de generación de ERNC para el sistema eléctrico chileno en el año 2025. Los casos que se analizarán son los siguientes:

a) Caso Base

Se analizará en primera instancia un caso base, el cual contempla como capacidad instalada las centrales existentes y las que actualmente se encuentran en proceso de construcción (datos obtenidos del Centro de Energía). Para el Caso Base se plantean 3 escenarios hidrológicos: año seco (2007), año medio (1973) y año húmedo (1969).

Se busca comparar los efectos que tiene la inclusión de equipos FACTS ante el mismo escenario de capacidad para distintas hidrologías. Se analizarán los costos del sistema al no aplicar los equipos FACTS, los costos al fijar 6 equipos ubicados en el sistema de transmisión localizados en etapa de planificación, resultados obtenidos del trabajo de memoria “Localización óptima de equipos FACTS y líneas de transmisión para futuros escenarios de generación en el sistema eléctrico chileno”[19] , y los costos de operar el sistema con el mismo número de FACTS, pero localizados en una aproximación de la etapa de operación (el proceso de ubicación en este caso se explica con mayor detalle en la sección de metodología).

b) Escenarios de inserción de ERNC

Se analizará el caso de inserción de ERNC, en particular de tipo solar y eólico, para lo cual se estudiarán los siguientes escenarios:

- Aumento de la capacidad solar en un 50%
- Aumento de la capacidad solar en un 100%
- Aumento de la capacidad eólica en un 50%
- Aumento de la capacidad eólica en un 100%
- Aumento de la capacidad solar y eólica en un 50%

Al igual que para los escenarios de distintas hidrologías se consideran 3 casos: sin equipos FACTS, los fijados en etapa de planificación y los fijados en etapa de operación.

Se pretende hacer una comparación de los resultados obtenidos con respecto a los costos finales de operación al implementar los equipos FACTS.

1.3. Alcances

Este trabajo trata sobre el análisis de los costos de operación asociados al sistema. Para el estudio se presenta un modelo de optimización que cuenta con un modelo de flujo DC para distintos escenarios bajo la instalación de equipos FACTS.

Se modelan solo equipos de compensación en serie los cuales son capaces de variar la reactancia aparente de las líneas y permiten manejar el flujo de potencia.

Los efectos que tiene la variación de flujos en los niveles de tensión y estabilidad del sistema, además del uso de equipos de compensación combinada que presentan mayores funcionalidades quedan fuera del alcance de este trabajo.

1.4. Estructura

Este trabajo cuenta con 5 capítulos. El capítulo 1 corresponde a la introducción la cual presenta la motivación del trabajo, el alcance que lo delimita y los objetivos que se pretenden lograr.

El capítulo 2 corresponde a los antecedentes, los que le dan contexto al trabajo que se realiza. Se comienza el capítulo presentando el sistema eléctrico nacional, las proyecciones de demanda y planes de generación. Luego se da cuenta del potencial de energía renovable no convencional (en particular, generación solar y eólica) en las zonas correspondientes al SING y SIC. Se sigue con un breve resumen de los conceptos de transmisión de energía y del uso del modelo de flujo DC. Finalmente, se hace una descripción de los equipos FACTS, cada una de sus funciones de acuerdo al tipo de compensación y los efectos que tiene el implementar estos equipos al sistema.

El capítulo 3 trata sobre la metodología aplicada. Se explica en detalle el modelamiento matemático utilizado para el modelo de optimización, el método de resolución para el problema de aplicación de los equipos FACTS, las restricciones que se consideran en la operación, los datos utilizados y el procedimiento para obtener la ubicación óptima para los equipos FACTS en la etapa de operación.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos y el análisis de estos. Aquí se exponen los resultados para los tres casos de hidrologías y los distintos escenarios de expansión de energía renovable. Se muestran también como afecta a los costos finales las restricciones de transmisión y de *unit commitment* en el sistema.

Finalmente, el capítulo 5 corresponde a las conclusiones y trabajo futuro, en donde se señala lo más importante que se rescata de los resultados y del análisis obtenido del estudio de la operación de equipos FACTS. Se termina el capítulo con algunas propuestas de mejoras que se podrían hacer al trabajo aquí presentado.

2. Antecedentes

2.1. Sistema eléctrico en Chile

En Chile existen 4 grandes sistemas eléctricos interconectados:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el cual cubre el territorio comprendido entre las zonas de Arica y Antofagasta. En este sistema hay actualmente una capacidad instalada de 5.933 [MW]¹, correspondiente al 25% de la capacidad total en el país, la principal tecnología instalada es termoeléctrica (más del 90%). La demanda en esta zona está constituida principalmente por minería e industrias, no sometidos a regulación de precios (clientes libres) los cuales representan el 89% de las ventas de energía del sistema.
- El Sistema Interconectado Central (SIC) cubre el territorio desde Taltal hasta la isla grande de Chiloé. Posee una capacidad instalada de 17.351 [MW]², correspondiente al 74% de la capacidad total en el país, la cual está dividida en 55% de tipo termoeléctrica, 43% hidroeléctrica y el resto de tipo solar y eólica. Es el sistema más grande del país y abastece a más del 90% de la población.
- El Sistema de Aysén cubre exclusivamente el consumo de la región Aysén. Cuenta con el 0,3% de la capacidad total instalada en el país, siendo un 51% térmica, 45% hidroeléctrica y el resto eólica.
- El Sistema de Magallanes cubre exclusivamente el consumo de la zona de Magallanes y la Antártica chilena. Posee el 0,7% de la capacidad total instalada, siendo esta completamente de tipo térmica.

Actualmente se encuentra en progreso el proyecto de interconexión de los dos sistemas más grandes del país (SING y SIC), a través de una línea de doble circuito de 500 kV con una capacidad de 1500 MVA, que conectará Mejillones (SING) y Copiapó (SIC). Se estima que la conexión estará operativa el año 2018.

2.1.1. Proyección de Demanda

El caso de estudio a considerar es respecto a la demanda conjunta de ambos sistemas interconectados para el año 2025. La previsión de consumos considerados para esta fecha según la Comisión Nacional de Energía (CNE) se observa en la Tabla 1.

¹ Estadísticas del Sistema Interconectado del Norte Grande (Fuente: Systepl).

² Estadísticas del Sistema Interconectado Central (Fuente: Systepl).

Tabla 1: Previsión de demanda SIC-SING [GWh]. Fuente: CNE

Año	VENTAS FÍSICAS [GWh]					
	SIC			SING		
	Regulado	Libre	Sistema	Regulado	Libre	Sistema
2015	32.275	17.636	49.911	1.872	14.900	16.773
2016	33.511	18.341	51.852	1.944	15.705	17.649
2017	34.867	19.003	53.870	2.020	16.537	18.556
2018	36.281	19.929	56.210	2.097	17.392	19.488
2019	37.740	21.002	58.742	2.176	18.241	20.416
2020	39.237	22.263	61.500	2.256	19.114	21.370
2021	40.761	23.460	64.221	2.338	20.010	22.349
2022	42.267	24.507	66.774	2.419	20.913	23.333
2023	43.773	25.636	69.409	2.506	21.854	24.360
2024	45.326	26.591	71.917	2.595	23.059	25.654
2025	46.929	27.502	74.431	2.686	24.101	26.787
2026	48.587	28.432	77.019	2.781	25.113	27.894
2027	50.304	29.380	79.684	2.879	26.132	29.012
2028	52.082	30.354	82.436	2.981	27.171	30.152
2029	53.923	31.351	85.274	3.086	28.227	31.313
2030	55.830	32.372	88.202	3.196	29.304	32.499

Como se puede apreciar en esta tabla, para el año 2025, se estima que el consumo conjunto será de 101.218 [GWh] para ambos sistemas³. De acuerdo a esto, el SIC presenta un crecimiento anual de 3,72% y el SING de 4,51%. Estos crecimientos porcentuales son considerados para el cálculo de la estimación de la demanda por barra para el modelo simplificado de 42 barras obtenido del Centro de Energía.

2.1.2. Planificación energética

La planificación energética y de transmisión del país está a cargo del Ministerio de Energía, quien realiza un estudio cada 5 años el cual debe desarrollar un proceso de planificación energética a largo plazo para distintos escenarios de expansión de generación y consumo para un horizonte de al menos 30 años. Por otra parte, la CNE se encarga de realizar un estudio de forma anual para la planificación de la transmisión en un horizonte de 20 años encargándose principalmente de las obras de expansión necesarias para el sistema de transmisión nacional, zonal, de polos de desarrollo y dedicadas para el suministro de clientes regulados. Esto según las modificaciones hechas a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) realizadas en Julio de 2016 [15].

Actualmente hay centrales en construcción en el SING que suman una capacidad de 1.364 [MW] y otras en el SIC que suman una capacidad de 1.874 [MW]. En ambos sistemas la mayoría de estos

³ Informe de previsión de Demanda 2015-2030. Fijación de precios de nudo octubre 2015. Fuente: CNE.

proyectos son de tecnología de tipo ERNC, las cuales entrarán al sistema desde finales del 2016 hasta principios del 2019⁴.

Para el estudio aquí realizado no se consideran centrales que se encuentren aprobadas en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) pero que aún no comiencen su proceso de construcción.

2.2. Potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile

Se definen como fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) aquellos tipos de fuentes energéticas renovables que tengan un gran potencial de aprovechamiento y cuyo grado de desarrollo sea inferior a las de tipo convencionales (hidráulica, por ejemplo), entre estas es posible encontrar la energía eólica, solar, geotérmica, hidráulica de pasada (de hasta 20 MW), biomasa, entre otras.

Particularmente en Chile las energías que poseen un mayor potencial de aprovechamiento son la energía hidráulica, eólica, solar y geotérmica.

2.2.1. Potencial recurso eólico

El Ministerio de Energía realizó un estudio del potencial de ERNC disponible del país para las zonas del SING y del SIC para el año 2014 [16]. La estimación del potencial eólico se realiza simulando la producción de un aerogenerador de 3 MW a una altura de buje de 100 metros a partir de series horarias de viento obtenidas de la modelación con WRF para el año 2010. Los resultados obtenidos se multiplican por el factor 0,75 de modo de incluir ajustes por posibles pérdidas o sobreestimaciones del viento. Se consideran 2 casos: Sin restricciones territoriales y con restricciones territoriales.

Las restricciones territoriales que se consideran para este estudio son las siguientes:

- Altura mayor a 3000 m.s.n.m.
- Pendiente del terreno mayor a 15°.
- Distancia a centros urbanos menor a 1000 metros.
- Distancia a centros poblados menor a 500 metros.
- Línea de costa menor a 100 metros.
- Líneas férreas, red vial y sendero de Chile a menos de 60 metros.
- Distancia a generadores en cartera de proyecto menor a 700 metros.

En la Figura 1 se muestran los resultados obtenidos en el estudio. Se puede observar el factor de potencia anual para una central eólica de 3 MW a 100 metros de altura sin considerar restricciones territoriales (izquierda), el factor anual para la misma central considerando las restricciones territoriales (centro) y aquellas zonas donde, considerando las restricciones, el factor de planta es mayor a 0,3 (derecha).

⁴ Infraestructura del SIC y del SING. (Fuente: Systep)

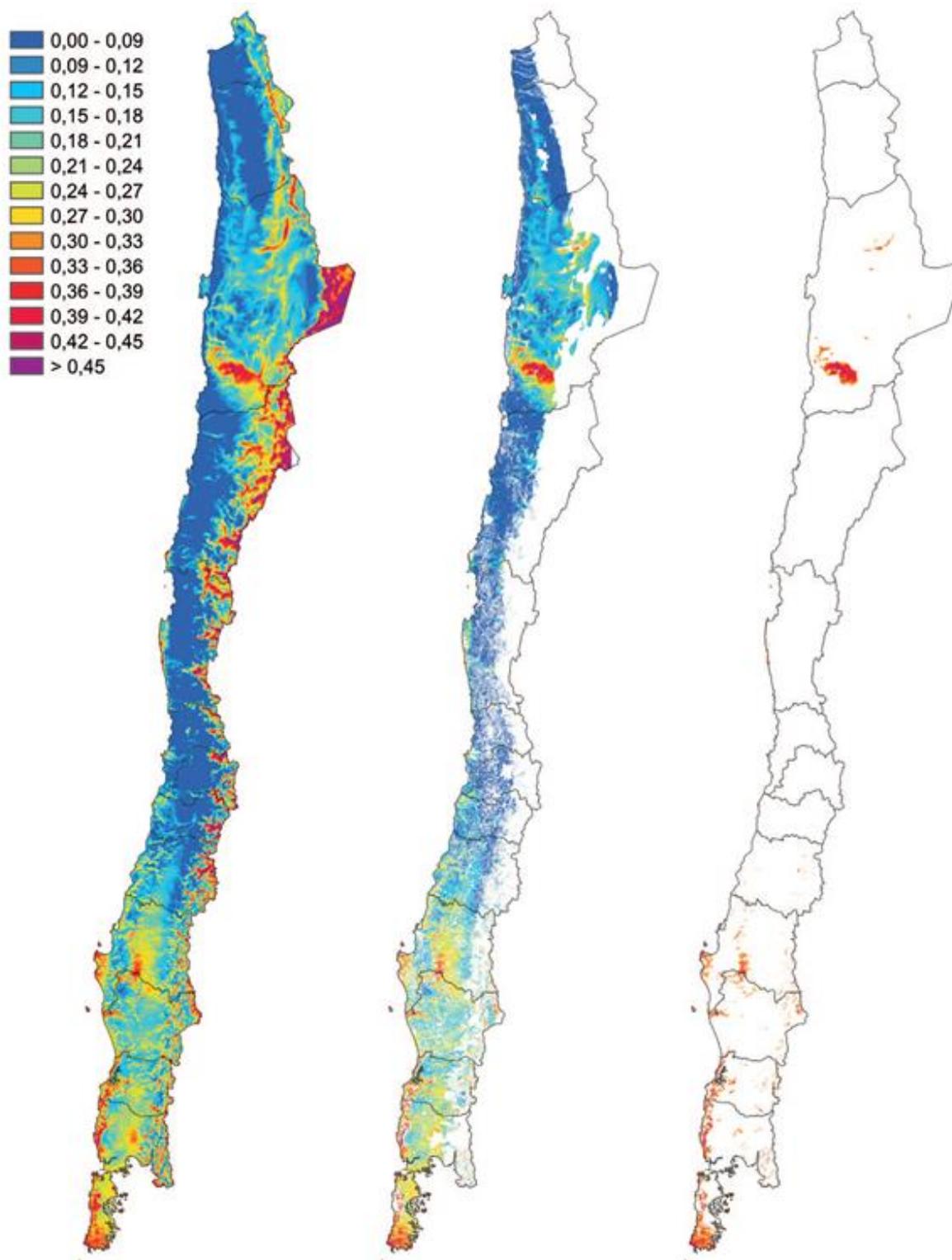


Figura 1: Estimación del factor de planta anual de central eólica para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente: [17].

2.2.2. Potencial recurso solar

En el mismo estudio [16] se realiza una estimación del potencial del recurso solar para dos tipos de configuraciones: celdas fotovoltaicas (PV, por sus siglas en inglés *PhotoVoltaics*) fijas inclinadas en el ángulo de la latitud de su ubicación y celdas PV con seguimiento en un rango +/- 60° en un eje horizontal norte-sur. Para el estudio se asume una densidad de potencia por superficie de 5 [ha/MW].

Al igual que para el caso del potencial eólico se consideran restricciones territoriales, estas son:

- Pendiente mayor a 10° para exposición en el norte y mayor a 4° para el resto del país.
- Distancia a centros urbanos y centros poblados menores a 500 metros.
- Distancia ríos, esteros y cuerpos de agua menores a 300 metros.
- Zonas protegidas.
- Líneas de costa menores a 100 metros.
- Líneas férreas, red vial y sendero de Chile a menos de 60 metros.
- Zonas de características agrícolas.
- Existencia de zonas reservadas para otros proyectos.
- Área mínima continua de 15 ha (equivalente a un proyecto mínimo de 3 MW).

Se muestran el factor de planta anual correspondiente al estudio realizado para el caso de PV fijo (Figura 2) y para la configuración con seguimiento (Figura 3). En estas se muestran los casos del factor de planta anual para el estudio sin restricciones (izquierda), considerando las restricciones territoriales (centro) y el factor de planta anual de aquellas que son mayores que 0,3 y consideran las restricciones.

De ambas figuras se puede observar que, sin considerar las restricciones territoriales, existe una gran concentración del potencial solar en la zona norte del país (SING y SIC-Norte), a diferencia del recurso eólico que se encuentra distribuido de mejor forma a lo largo del territorio.

Por otro lado, considerando las restricciones territoriales se puede apreciar que hay una mayor zona aprovechable para el recurso solar que cuenta con un factor de planta mayor a 0,3.

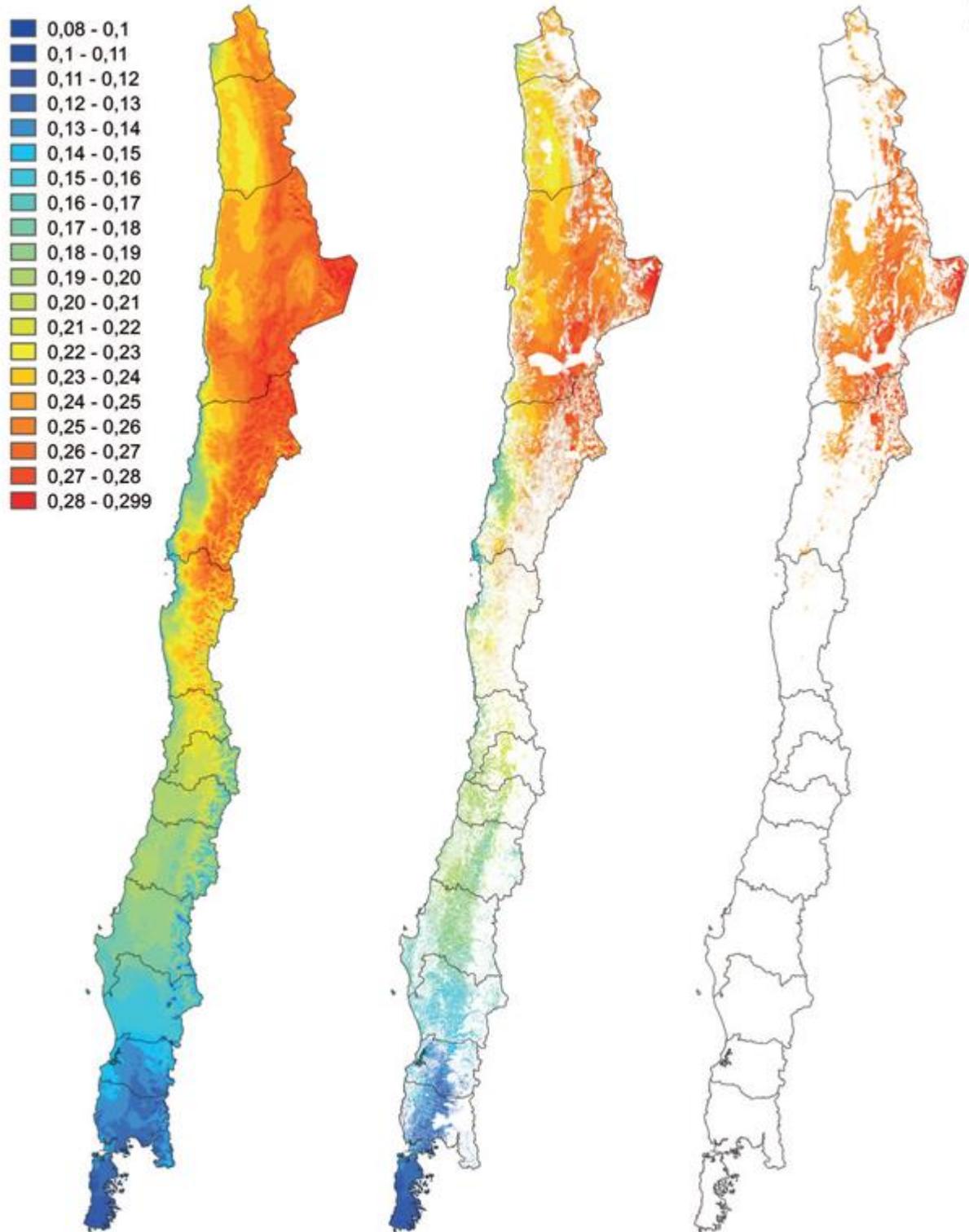


Figura 2: Estimación del factor de planta anual PV fijo para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente [17].

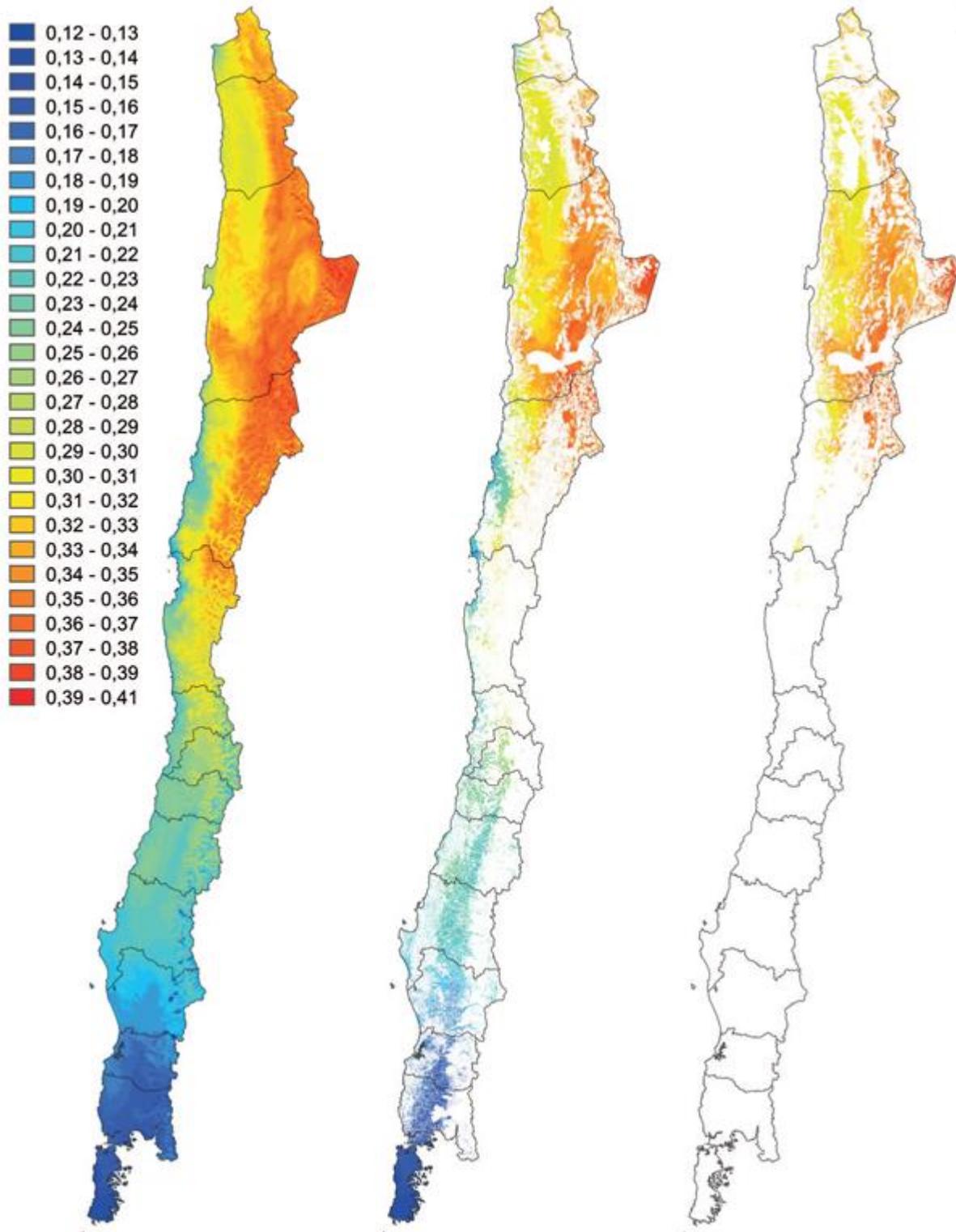


Figura 3: Estimación del factor de planta anual PV con seguimiento para el sistema sin restricciones (izquierda), con restricciones (centro) y con factor de planta mayor 0,3 (derecha). Fuente [17].

2.3. Transmisión de Potencia

Se revisa de manera general los conceptos de transmisión de potencia con el fin de dar a entender de mejor manera el efecto de la compensación de los equipos FACTS en los sistemas de potencia.

Se considera un sistema de potencia como el mostrado en la Figura 4, donde se tiene un generador como transmisor y una barra infinita como receptor. Se desprecia la parte resistiva de la impedancia de la línea.

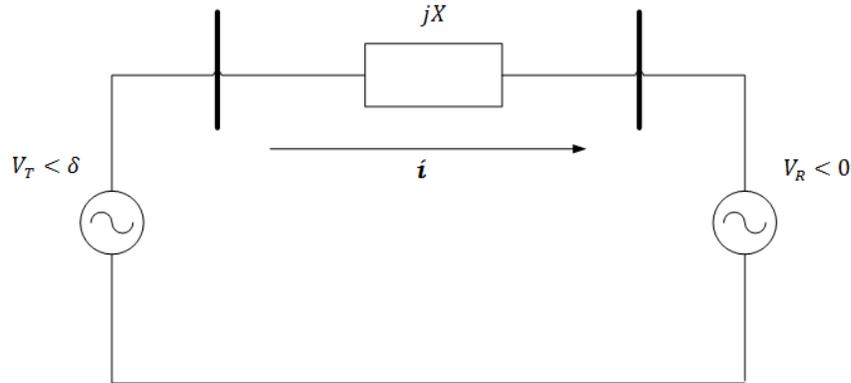


Figura 4: Sistema de Potencia de dos barras

La potencia aparente (S_T) transmitida por el extremo emisor viene dada por la ecuación:

$$\overline{S}_T = \overline{V}_T \cdot \overline{I}^* \quad (1)$$

La corriente que circula desde el extremo transmisor hacia el receptor se puede expresar como la caída de tensión a través de la impedancia de la línea dada por la expresión:

$$\overline{I} = \frac{\overline{V}_T - \overline{V}_R}{jX} \quad (2)$$

Reemplazando (2) en (1) la potencia aparente queda dada por la expresión:

$$\overline{S}_T = \frac{\overline{V}_T \cdot (\overline{V}_T^* - \overline{V}_R^*)}{-jX} = \frac{V_T^2 \angle (90^\circ) - V_T V_R \angle (\delta + 90^\circ)}{X} \quad (3)$$

Luego, la potencia activa transmitida (P_T), correspondiente a la parte real de la potencia aparente, queda determinada por la ecuación:

$$P_T = \operatorname{Re}(\overline{S_T}) = \frac{V_T^2 \cdot \cos(90^\circ) - V_T V_R \cdot \cos(\delta + 90^\circ)}{X} \quad (4)$$

$$P_T = \frac{V_T V_R}{X} \cdot \sin(\delta) \quad (5)$$

De manera similar, la potencia reactiva transmitida (Q_T) correspondiente a la parte imaginaria, está dada por:

$$Q_T = \frac{V_T^2 \cdot \sin(90^\circ) - V_T V_R \cdot \sin(\delta + 90^\circ)}{X} \quad (6)$$

$$Q_T = \frac{V_T^2}{X} - \frac{V_T V_R}{X} \cdot \cos(\delta) \quad (7)$$

En la Figura 5 se muestra la potencia que puede transmitirse (P_T y Q_T) por la línea entre las barras, en función de la diferencia angular de los voltajes.

De las ecuaciones (5) y (7) se observa que la potencia transmitida se puede modificar de distintas maneras variando algunos de los siguientes parámetros: la magnitud de las tensiones en los extremos de las líneas (V_T , V_R), la impedancia de la línea (X) o la diferencia angular entre las tensiones de barra (δ) [2].

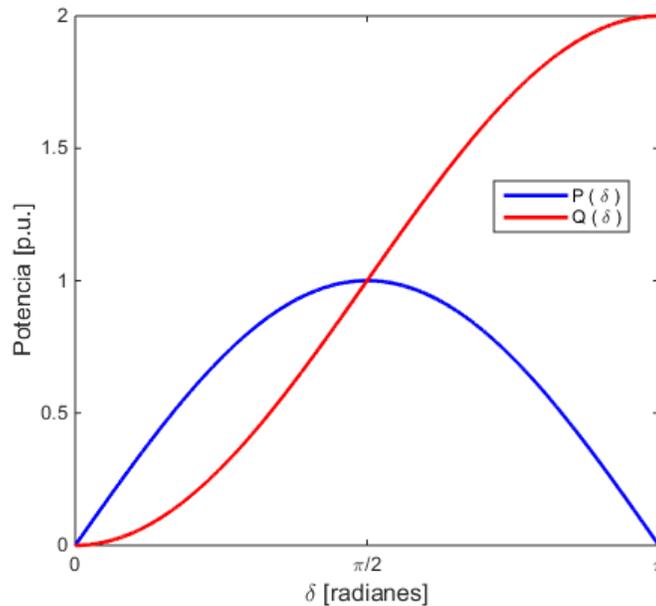


Figura 5: Potencia Activa y Reactiva transmitida en función de la diferencia angular

Es posible modificar uno o varios de estos parámetros a la vez utilizando equipos de compensación FACTS, como se muestra en la sección 2.4.

Modelo de flujo DC

La forma más comúnmente utilizada para modelar los despachos económicos es a través de flujos de potencias lineales [2]. Este modelo permite obtener una aproximación bastante acertada del estado del sistema y permite resolver los problemas de flujo óptimo de potencia considerando distintos tipos de generación, topologías de la red y demandas.

Este modelo asume que las resistencias en serie de las líneas son despreciables, los niveles de tensión se mantienen cercanos a 1 p.u. y la diferencia angular es pequeña. Tomando en cuenta estas suposiciones se puede hacer la siguiente aproximación:

$$F_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \approx \frac{1}{X_{ij}} \cdot (\delta_j - \delta_i)$$

Entonces el flujo queda determinado solo por la diferencia angular de sus voltajes y por la reactancia de la línea.

2.4. Equipos FACTS

El término FACTS se refiere a “Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna” (por sus iniciales en inglés), los cuales son dispositivos tecnológicos basados en electrónica de potencia que permiten tener un control sobre los flujos de potencia en el sistema eléctrico [3].

Dependiendo del tipo de conexión de la compensación, estos dispositivos pueden controlar los distintos parámetros del flujo de potencia entre dos sistemas. A grandes rasgos, se puede asociar un tipo de conexión al control sobre cada parámetro del modelo de flujo de potencia AC como muestra la Figura 6.

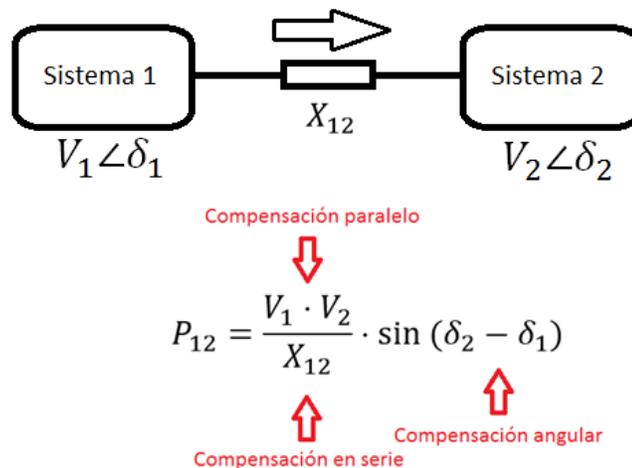


Figura 6: Efecto de la compensación sobre el modelo de flujo de potencia AC

De acuerdo al tipo de conexión que exista, se puede controlar uno o más parámetros del flujo.

Los equipos FACTS tienen asociados varios beneficios hacia los sistemas de potencia. Entre estos están [4]:

- **Control dinámico de tensión:** Por un lado, se encarga de limitar las sobretensiones en líneas del sistema con poca carga, por otro, previene caídas de tensión y posibles colapsos en sistemas con mucha carga. En general, este control requiere actuar de forma rápida y de manera continua. Los equipos más utilizados para esta función son los compensadores estáticos de reactivos (SVC) y los compensadores sincrónicos estáticos (STATCOM).
- **Aumento de la capacidad de transmisión de potencia:** Los equipos FACTS permiten el aumento en la capacidad de transferencia del sistema sin la necesidad de construir nuevas líneas. Esta opción es muy atractiva desde el punto de vista económico ya que permite disminuir los costos del sistema, con un menor costo relacionado a la inversión sobre nuevas líneas y al impacto ambiental que esto conlleva.
En este caso los requisitos de velocidad son mínimos y se pueden lograr utilizando capacitancia o reactores en serie, o con el uso de equipos más elaborados como capacitores/reactores en serie controlados por tiristores (TCSR/TCSC) o compensadores serie estático sincrónicos (SSSC).
- **Facilitar la conexión de generación renovable:** Permite la penetración de energías renovables no convencionales (eólica, solar, etc.), sin comprometer la estabilidad y confiabilidad de la red.
- **Mantener la calidad de la potencia en las redes:** Mantiene la calidad en el servicio en sistemas con grandes cargas como industrias o empresas mineras.

Los equipos FACTS pueden ser subdivididos en tres grandes grupos dependiendo del tipo de conexión de su compensación:

- Compensación en serie
- Compensación en paralelo
- Compensación combinada

2.4.1. Compensación en Serie

Los dispositivos de compensación en serie permiten incrementar la capacidad de transferencia de potencia del sistema para las redes existentes. Estos elementos son conectados en serie en las líneas de transmisión. Su principal función es compensar la reactancia de las líneas [5].

Un compensador en serie ideal puede ser representado como una fuente de voltaje conectada en serie en la línea como se muestra en la Figura 7.

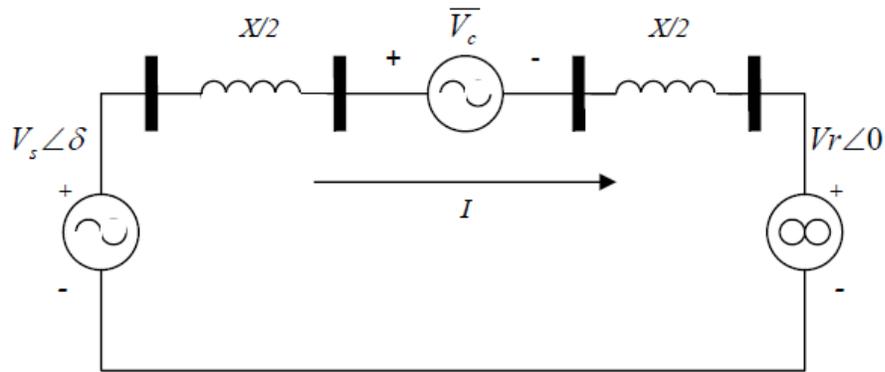


Figura 7: Compensación en serie ideal. Fuente: [2]

Si el voltaje inyectado \bar{V}_c está en cuadratura respecto a la corriente, se puede reemplazar la fuente como una impedancia reactiva, la cual puede ser capacitiva o inductiva.

Esto modifica la reactancia equivalente de transferencia de las líneas lo que permite variar la máxima transmisión de potencia por la misma. La reactancia equivalente de este sistema se expresa como:

$$X_{eq} = X - X_{Comp} = (1 - k) \cdot X \quad (8)$$

Donde el valor de k representa la relación entre la reactancia del compensador y la reactancia de la línea, según la siguiente expresión:

$$k = \frac{X_{Comp}}{X} \quad (9)$$

El valor de k varía entre 0 y 1, dependiendo de la capacidad de compensación del equipo. El signo que toma este valor es positivo si es que la compensación es capacitiva o negativo si es que es inductiva.

En este trabajo se utiliza una compensación que va desde 0,7 capacitiva hasta 0,2 inductiva, los cuales se consideran valores razonables y que a su vez evitan que existan sobrecompensaciones, además de ser valores comúnmente utilizados en la literatura [17].

a. Capacitor en Serie Conmutado por Tiristores

El Capacitor en Serie Conmutado por Tiristores (TSSC, *Thyristor Switched Serie Capacitor*) es capaz de cambiar la reactancia aparente de la línea a la que es conectado en un número discreto de pasos [6]. Su configuración básica es la de una capacitancia insertada en la línea con un interruptor de tiristores conectado en derivación, como se muestra en la Figura 8.

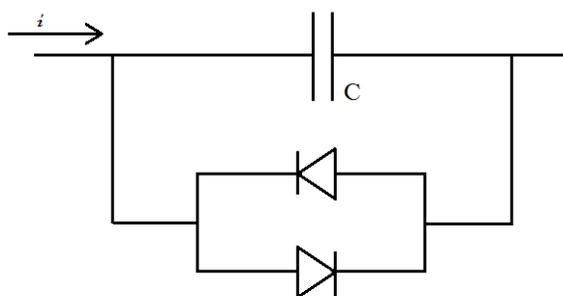


Figura 8: Elemento básico de un TSSC

La capacitancia es insertada en la línea cuando el tiristor está apagado, disminuyendo la reactancia equivalente de esta. En caso de estar el tiristor encendido, la línea se comporta de forma normal.

El TSSC se construye como un arreglo de varios de estos elementos básicos conectados en serie, como los muestra la Figura 9, donde la compensación es controlada de manera discreta según la cantidad de capacitores que se conecten a la línea.

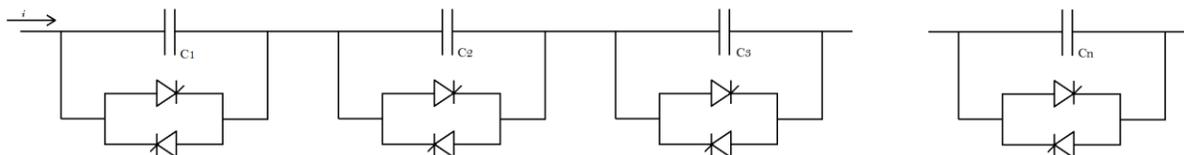


Figura 9: Compensación en Serie Conmutada por Tiristores (TSSC). Fuente: [2]

Este dispositivo controla la reactancia equivalente de la línea como lo muestra la expresión (8) y se utiliza como medida de la compensación el valor k definido en la expresión (9), para valores discretos. La potencia activa transmitida queda entonces definida como:

$$P = \frac{V_T V_R}{(1 - k) \cdot X} \cdot \sin(\delta) \quad (10)$$

Donde δ representa la diferencia angular entre la zona transmisora y la receptora.

En la Figura 10 se muestra el efecto de la compensación para distintos valores de k en la potencia activa transmitida versus la diferencia angular descrita por la ecuación (10). El valor de k determina la máxima potencia que es posible transmitir.

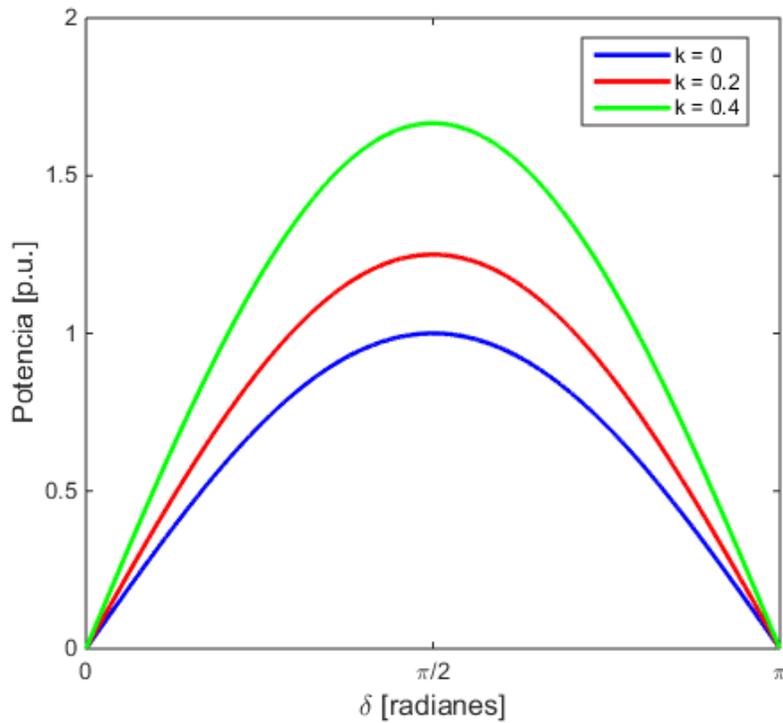


Figura 10: Potencia activa transmitida distintos valores de compensación

b. Capacitor en Serie Controlado por Tiristores

Si lo que se busca es que el valor de la compensación ya no sea de manera discreta, sino que continua, se utiliza el Capacitor en Serie Controlado por Tiristores (TCSC, *Thyristor Controlled Serie Capacitor*), el cual permite regular el valor de la compensación (el valor de k) de manera continua con la ayuda de un reactor variable conectado en paralelo [6]. En la Figura 11 se muestra el modelo circuital de un TCSC.

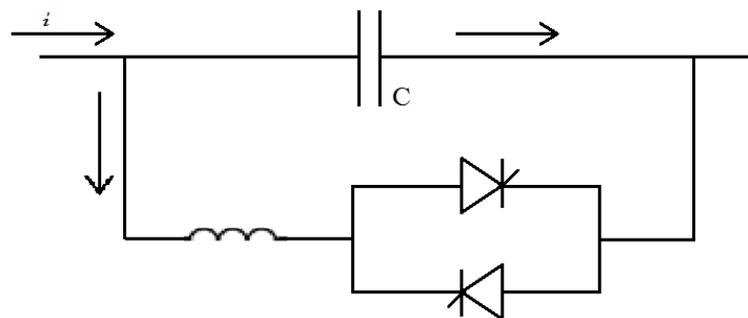


Figura 11: Capacitor en Serie controlado por Tiristores (TCSC). Fuente: [2]

La compensación continua de este equipo se logra controlando el ángulo de encendido del tiristor, el cual modifica la impedancia equivalente a través de la corriente que permite pasar por el reactor conectado en paralelo al capacitor.

Modifica la máxima potencia activa transmitida de la misma manera que el TSSC, pero de una forma continua para el valor k .

c. Capacitor en Serie Controlado por Conmutación Forzada

Estos dispositivos consisten en un condensador en serie que es conmutado por semiconductores conectados en paralelo. Como ejemplo más común de estos se encuentran los GCSC (“*Gate Controlled Series Capacitor*”), mostrado en la Figura 12, el cual es conmutado por semiconductores conectados en anti-paralelo [8].

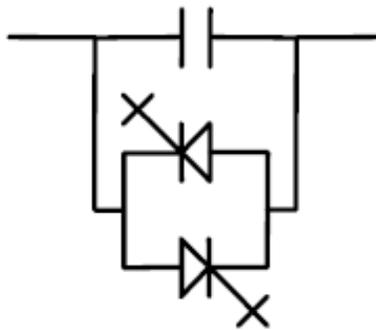


Figura 12: Capacitor en Serie Controlado por Conmutación Forzada. Fuente [2].

Controlando el ángulo de disparo se puede modificar la tensión del condensador, con lo que es posible obtener un compensador de capacitancia variable. Modifica la máxima potencia transmisible de la misma manera que los compensadores anteriores.

d. Compensador de Reactivos Serie Estático (SSVC)

El Compensador de Reactivos Serie Estático (SSVC, *Series Static Var Compensator*) consiste en un arreglo de varios compensadores en serie manejados por un controlador. Cumplen funciones específicas, como mantener el flujo de potencia activa fijo por una línea [2]. Se muestra el esquema de este equipo en la Figura 13.

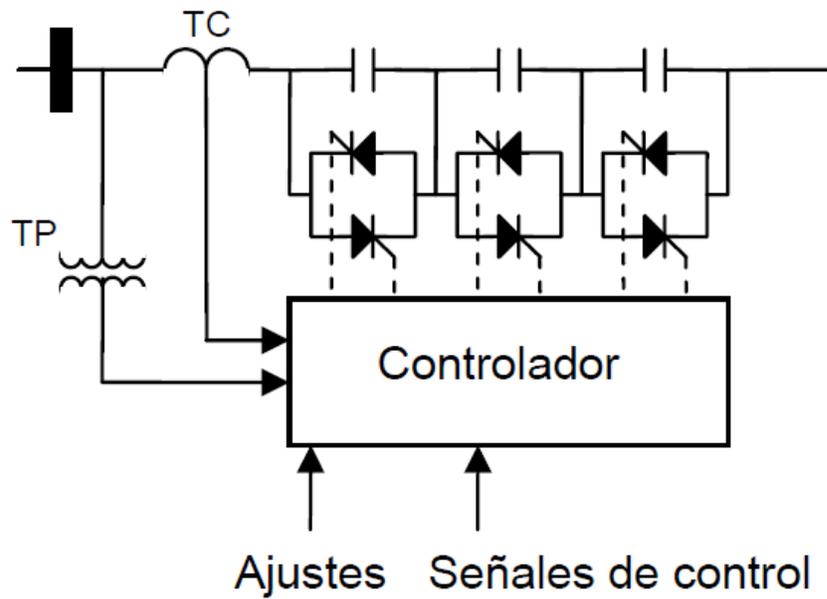


Figura 13: Compensador de Reactivos Serie Estático. Fuente [2]

Este dispositivo requiere de señales de muestreo de tensión y corriente, obtenidas mediante un transformador de medida (TP y TC, respectivamente).

e. Compensador en Serie Sincrónico Estático (SSSC)

El Compensador en Serie Sincrónico Estático (SSSC, *Static Synchronous Serie Compensator*) consiste de un arreglo de un transformador, un convertor de fuente de voltaje y un condensador en corriente continua. Para realizar la compensación inyecta una tensión en cuadratura obtenida desde el condensador [9]. En la Figura 14 se muestra el diagrama del SSSC.

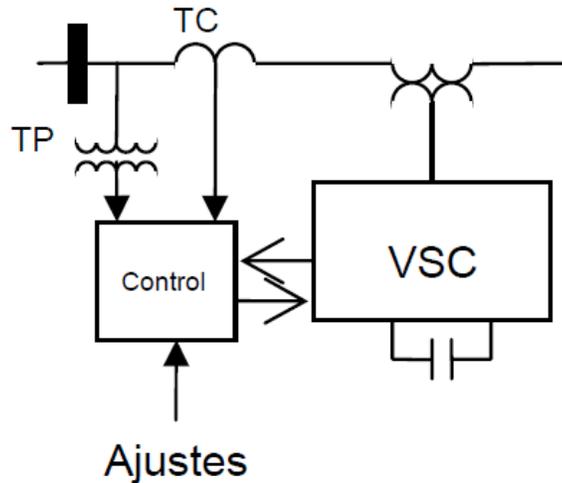


Figura 14: Compensador en Serie Sincrónico Estático. Fuente: [2]

El grado de compensación se controla mediante la tensión de salida del conversor de voltaje, permitiendo incluso una compensación inductiva (invirtiendo la fase). La tensión de salida entregada por el SSSC es independiente de la corriente de línea, por lo que también su compensación es independiente a esta, a diferencia de los dispositivos mencionados anteriormente.

Al igual que el SSVC requiere de señales de muestreo para la tensión y la corriente de la línea, obtenidas mediante los transformadores de medida.

f. Compensación Angular (PAR)

La Compensación por Ángulo de Fase (PAR, *Phase Angle Regulator*) es un caso especial de la compensación en serie. En este caso, el equipo controla la magnitud y la fase de la tensión inyectada [2].

Este compensador consiste en un transformador conectado en paralelo y desfasado en 90° con respecto al voltaje de la línea, el cual transfiere potencia a un transformador conectado en serie que inyecta tensión en cuadratura (Figura 15).

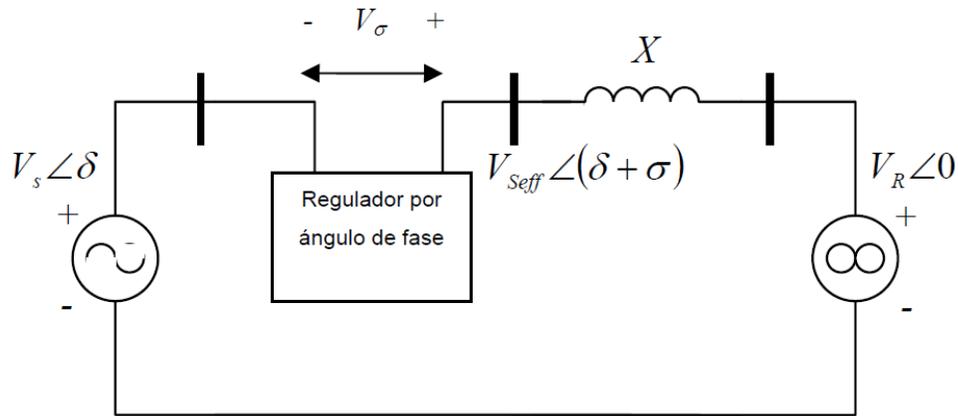


Figura 15: Compensación por ángulo de fase. Fuente [2]

El ángulo σ se regula de tal forma que las tensiones V_σ y V_S se mantengan iguales. Las ecuaciones de potencia activa y reactiva transmitida quedan determinadas por:

$$P_S = \frac{V_S V_R}{X} \cdot \sin(\delta - \sigma) \quad (11)$$

$$Q_S = \frac{V_S^2}{X} - \frac{V_S V_R}{X} \cdot \cos(\delta - \sigma) \quad (12)$$

Si el valor del ángulo δ es conocido, se puede regular el valor de σ con tal de que el ángulo efectivo $\delta - \sigma$ sea el valor deseado. En la Figura 16 se muestra la transmisión de potencia activa versus el ángulo de fase para el compensador por ángulo de fase.

Como se puede observar en el gráfico, este tipo de compensación no aumenta la potencia máxima transmisible. Su principal función es poder mantener la potencia activa transferida independiente de la diferencia angular en los voltajes extremos.

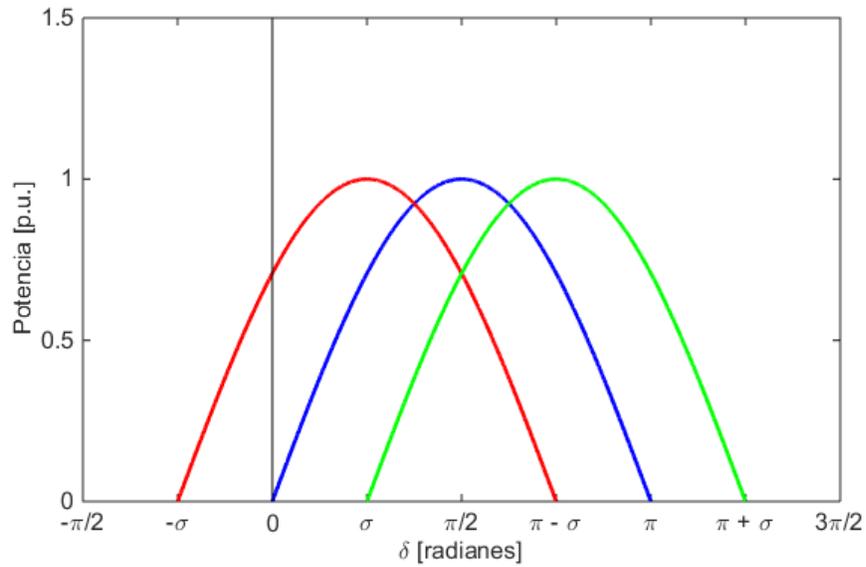


Figura 16: Potencia transmitida en función del ángulo de fase con compensador de ángulo

2.4.2. Compensación en Paralelo

La compensación en paralelo inyecta potencia reactiva en un punto de conexión al sistema, permitiendo aumentar la transferencia de potencia activa, manteniendo los niveles de tensión dentro de rangos aceptables. La compensación en paralelo ideal puede ser representada como una fuente de voltaje conectada en paralelo en un punto intermedio de la línea, como se muestra en la Figura 17.

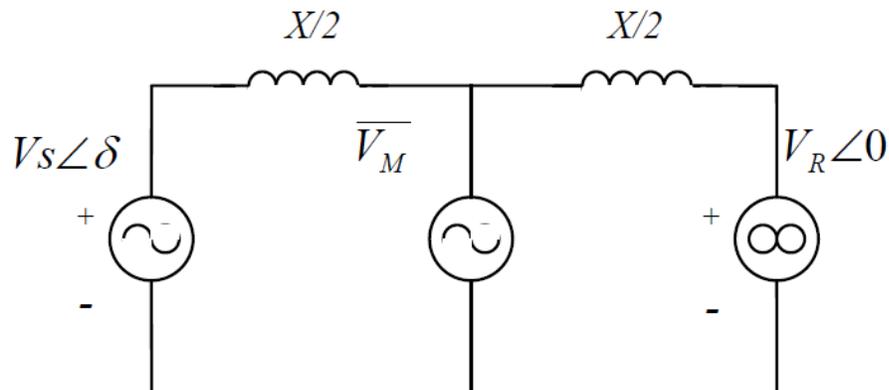


Figura 17: Compensación en paralelo ideal. Fuente: [2]

El punto medio es la mejor posición para colocar la compensación, debido a que la potencia es inversamente proporcional a la reactancia del segmento de la línea. Dejar un segmento mayor que otro determinaría la capacidad de transferencia de la línea [2].

a. Reactor Controlado por Tiristores

Elemento básico de compensación paralela, el Reactor Controlado por Tiristores (TCR, *Thyristor Controlled Reactor*) consiste en un reactor conectado en paralelo con la línea con un interruptor bidireccional de tiristores, como muestra la Figura 18a, al cual se le modifica su reactancia equivalente a través del control del ángulo de disparo de los tiristores, los que a su vez controlan la corriente que pasa por el reactor [2].

Existe también el Reactor Conmutado por Tiristores (TSR, *Thyristor Switched Reactor*), el cual es un equipo similar al TCR, pero con la diferencia de que hay solo dos estados, máxima conducción y sin conducción de corriente a través del reactor [7].

b. Capacitor Conmutado por Tiristores

Otro elemento básico en la compensación en paralelo, el Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC, *Thyristor Switched Capacitor*) consiste en un condensador conectado en paralelo con la línea con un interruptor bidireccional de tiristores y un reactor en serie, como se muestra en la Figura 18b.

Los tiristores regulan si es que se conecta o no el condensador, mientras que el reactor en serie es utilizado para limitar sobrecorrientes.

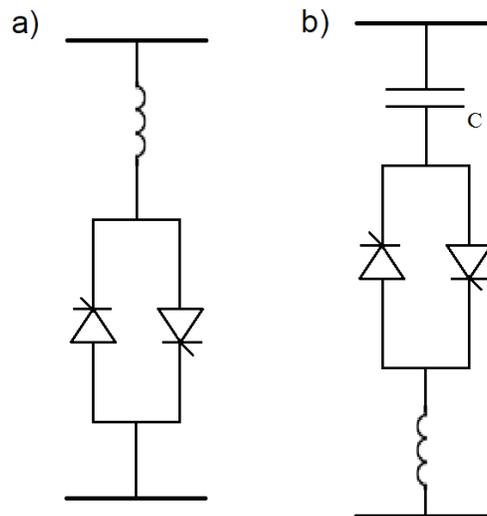


Figura 18: a) TCR; b) TSC. Fuente: [2]

Ambos equipos antes mencionados son elementos básicos de compensación en paralelo, en general estos trabajan en conjunto formando un sistema de compensación.

c. Compensador Estático de Reactivos (SVC)

El Compensador Estático de Reactivos (SVC, *Static VAR Compensator*), consta de un conjunto de compensadores en paralelo (TCR, TSC u otros elementos que cumplan la misma función), que le permiten realizar compensación capacitiva e inductiva con el fin de mantener en un cierto nivel parámetros específicos del sistema de potencia (típicamente las tensiones en la transmisión de potencia) [10]. Este sistema de compensación es coordinado mediante un controlador como se observa en la Figura 19a.

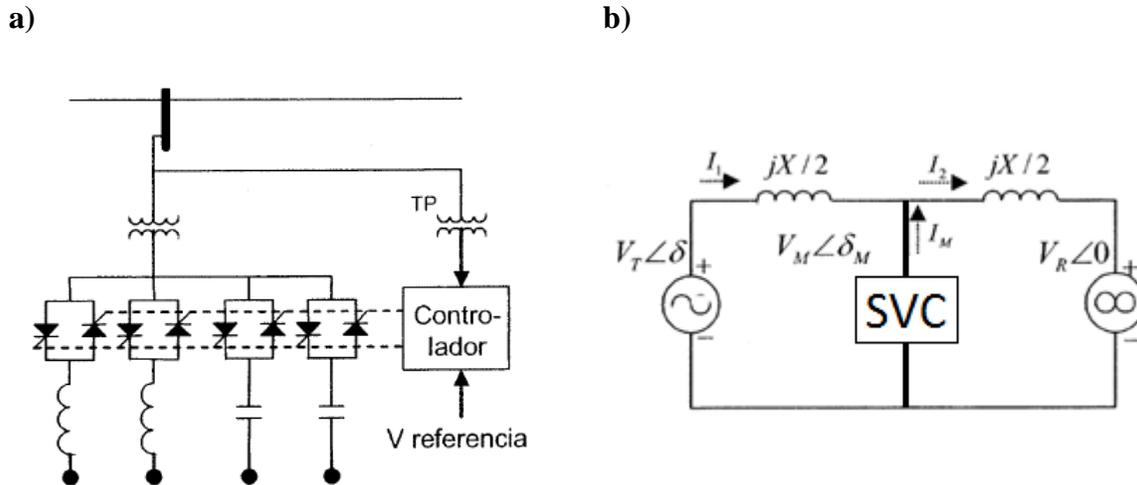


Figura 19: a) Compensador Estático de Reactivos (SVC); b) Sistema con SVC. Fuente: [2]

De la Figura 19b se pueden obtener relaciones para la potencia transmitida. Asumiendo que no hay pérdidas en el sistema, la potencia activa queda determinada por:

$$P_{TM} = P_{MR} = \frac{V_T V_M}{X/2} \cdot \sin(\delta - \delta_M) \quad (13)$$

Luego si se cumple que $V_T = V_M = V$ y que $\delta_M = \delta/2$, entonces la potencia activa queda dada por:

$$P_{TM} = P_{MR} = \frac{2V^2}{X} \cdot \sin(\delta/2) \quad (14)$$

Con la ecuación (14) se observa que hay un aumento de la capacidad de transferencia de potencia activa del sistema, con un máximo equivalente al doble de la capacidad sin la compensación [7]

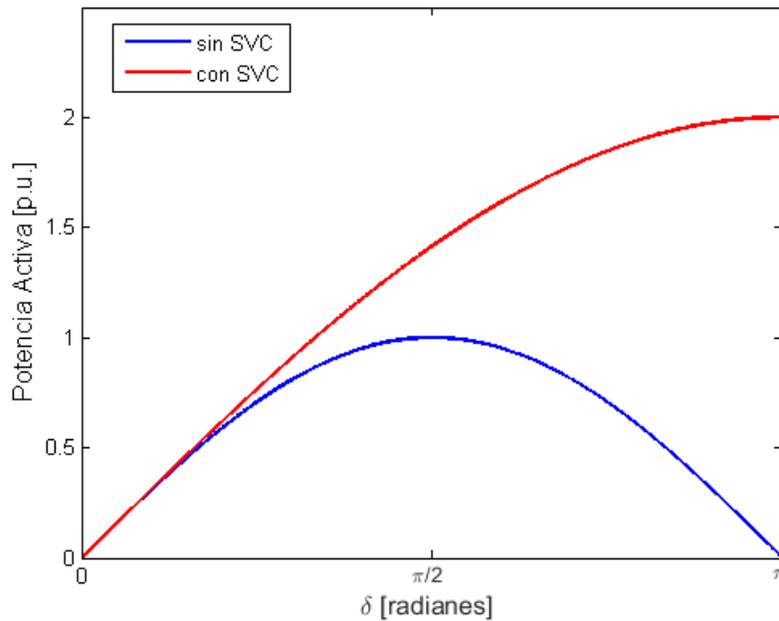


Figura 20: Potencia activa versus ángulo de fase con SVC

Este dispositivo de compensación requiere de señales de muestreo para la corriente y la tensión de la línea, las cuales obtiene mediante transformadores de medida (TC y TP, respectivamente).

d. Compensador Estático Sincrónico (STATCOM)

El compensador Estático Sincrónico (STATCOM, *Static Compensator*) es un dispositivo electrónico que provee reactivos a la red mediante la generación de una tensión de tres fases balanceadas con la frecuencia fundamental de la red [11]. Consiste en un convertor de fuente de voltaje que conecta un condensador de corriente continua a la red en paralelo (Figura 21).

La inyección de corriente se obtiene mediante el condensador, controlando la magnitud relativa entre la tensión de entrada y salida se maneja la compensación según la necesidad de la red.

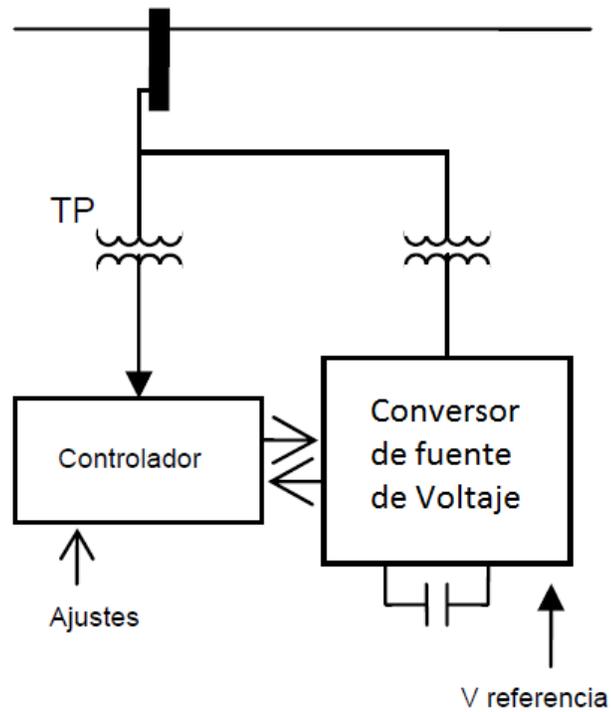


Figura 21: STATCOM. Fuente: [2]

Este equipo presenta una rápida controlabilidad en la amplitud y fase de la tensión generada. Ofrece una mejor velocidad de respuesta y estabilidad que el SVC.

Requiere de un muestro de la tensión de la línea a compensar (obtenida mediante el transformador de medida, TP) y una señal de referencia.

2.4.3. Compensación Combinada

Los equipos de compensación combinada nacen ante la necesidad de controlar de manera independiente los flujos de potencia activa y reactiva. De esto surge la idea de utilizar un equipo de compensación que combine las distintas capacidades de compensación anteriormente mostradas. Es como nace el Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC, *Unified Power Flow Controller*).

El UPFC puede ser representado como una combinación entre un STATCOM y un SSSC unidos mediante un enlace de corriente continua, lo que permite el flujo de potencia activa entre ambos dispositivos [12].

La estructura del UPFC se muestra en la Figura 22.

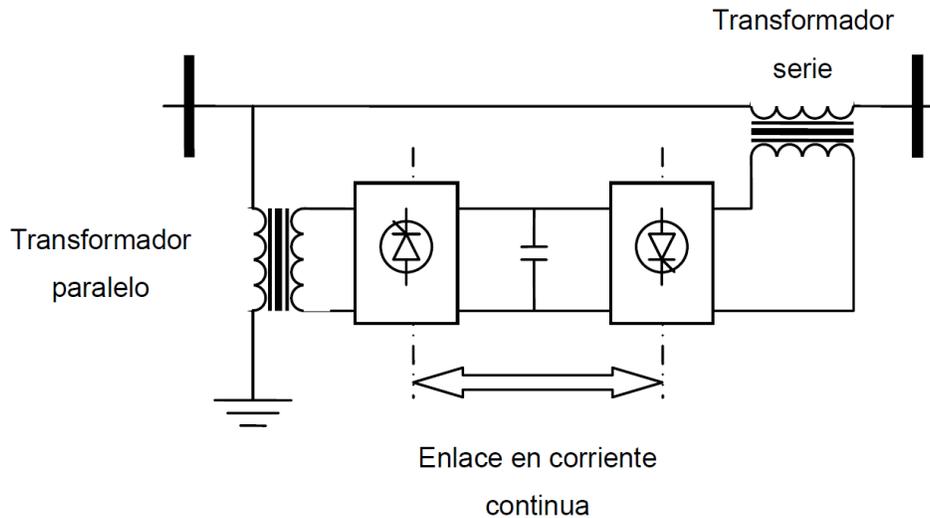


Figura 22: Estructura del UPFC. Fuente [2]

EL UPFC es capaz de controlar la generación o absorción de reactivos en el lado en derivación proporcionando un control local de la tensión, y al mismo tiempo controlar el flujo de potencia activa por el lado conectado en serie.

El condensador conectado entre los dispositivos sirve como soporte de tensión continua para las operaciones entre los convertidores, además de elemento de almacenamiento de energía [2].

La potencia activa que es intercambiada es suministrada por el mismo sistema. Esta fluye a través de los transformadores AC y por el enlace común DC.

La potencia reactiva es generada o absorbida solo por los convertidores del UPFC de manera independiente. No fluye potencia reactiva a través del enlace DC.

2.5. Incorporación de dispositivos FACTS en el despacho económico

Se ha hablado acerca de los efectos que tienen los equipos FACTS sobre los flujos de potencia dentro de un sistema, como permite aumentar la potencia que se transmite por ciertas líneas y como también permite la descongestión de otras, pero es importante notar qué efectos tiene el manejo de flujos en el despacho económico.

El tener control sobre las reactancias de las líneas permite un mejor aprovechamiento de centrales de menor costo, ya que, a pesar de que se desearía despachar siempre las centrales más económicas los flujos de potencia deben seguir las mismas leyes de Kirchoff que cualquier sistema eléctrico.

De modo ilustrativo se presenta un ejemplo simple; se considera el siguiente sistema de 3 barras de la Figura 23. Se observa un sistema de 2 generadores donde el Generador 1 tiene un menor

costo de operación (6 \$/MWh), se tienen 2 consumos de 77,73 [MW] y una capacidad limitada para la línea 1-3 de 35 MW.

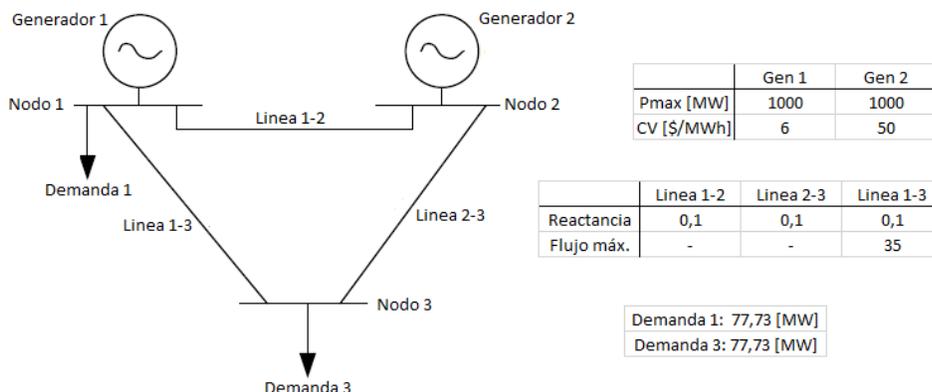


Figura 23: Sistema de 3 nodos

Se presentan los resultados de realizar el despacho económico con el objetivo de minimizar los costos para: (a) el caso de tener las reactancias originales y (b) el caso de reducir la reactancia de la línea 2-3 en un 10%.

Los costos obtenidos para ambos casos:

Tabla 2: Costos y potencias generadas para distintos valores de reactancias

Costo:	<u>3.153,10 [USD]</u>	Costo:	<u>2.965,08 [USD]</u>
Generador 1:	105,00 [MW]	Generador 1:	109,27 [MW]
Generador 2:	50,46 [MW]	Generador 2:	46,19 [MW]
Reactancia L_{23}: 0,1 Ω		Reactancia L_{23}: 0,09 Ω	

Se observa en este simple ejemplo como la reducción de la reactancia de una línea produce un mayor aprovechamiento de la generación de menor costo y por lo tanto reduce el costo total del sistema.

Además de disminuir los costos de operación, los equipos FACTS traen grandes beneficios a la estrategia de control del sistema ante fallas [18] y permite un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente lo que significa un menor costo en inversiones.

3. Metodología

El problema a resolver consiste en realizar un despacho económico óptimo aplicando equipos FACTS para una operación horaria del sistema (8760 horas) para el año 2025. Para esto se realiza un modelo matemático que busca solucionar un problema de optimización.

3.1. Modelamiento matemático

El modelamiento para resolver el problema que se plantea es través de la minimización del costo total del sistema. Para ello, se utiliza el programa de optimización FICO Xpress v7.6 [20].

En la literatura, para el estudio de carácter económico es común utilizar la aproximación de flujo de potencia DC para representar la transmisión de potencias [2]. Se asume que las tensiones están en 1 p.u. y se desprecian las resistencias en serie de las líneas. Además, se considera que la diferencia angular es muy pequeña ($\Delta\delta \approx 0$). Con esto es posible utilizar la siguiente expresión para el flujo de potencia activa (F_k):

$$F_k = \frac{\delta_n - \delta_m}{X_k} = B_k \cdot (\delta_n - \delta_m) \quad (15)$$

Se desprecian los flujos de potencia reactiva.

Teniendo en cuenta esto, para resolver el problema de optimización se consideran las siguientes ecuaciones:

$$\min \sum_g C_g(P_g) \quad (16)$$

$$\sum_{k \in \sigma(n)} F_k^+ - \sum_{k \in \sigma(n)} F_k^- + \sum_{g \in g(n)} P_g = D_n - LL_n \quad (17)$$

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max} \quad (18)$$

$$-F_{max} \leq F_k \leq F_{max} \quad (19)$$

$$F_k - B_k \cdot (\delta_n - \delta_m) = 0 \quad (20)$$

Donde:

$C_g(P_g)$: Costos asociados a la generación de unidad g.

F_k^+ : Flujo entrante al nodo desde línea k.

F_k^- : Flujo saliente del nodo hacia línea k.

D_n : Demanda en nodo n.

LL_n : Demanda no suministrada en nodo n.

P_g^{min}, P_g^{max} : Generación mínima y máxima de la unidad g, respectivamente.

F_{max} : Flujo máximo posible a través de línea k.

B_k : Susceptancia de la línea k.

δ_n, δ_m : Ángulos correspondientes a barra n y m.

Para el manejo de flujos se considera una compensación de equipos FACTS de conexión en serie. Recordando el efecto de estos equipos sobre la reactancia equivalente (8) se tiene entonces que la ecuación (15) se reescribe como:

$$F_k = \frac{\delta_n - \delta_m}{(1 - K) \cdot X_k} = B_k^* \cdot (\delta_n - \delta_m) \quad (21)$$

De la ecuación (21) se observa que el flujo se compone del producto de dos componentes variables (B_k^* y los ángulos correspondientes a los nodos), por lo que la restricción (20) tiene un carácter no lineal. Esto trae bastantes dificultades debido a que los problemas no lineales son intensivos en recursos computacionales y dada la complejidad y tamaño de lo que se plantea resolver, es necesario realizar una linealización de esta restricción para simplificar la resolución del problema.

Para linealizar la restricción en (20) se utilizará el método presentado en [13], el cual consiste en una reformulación del problema no lineal para convertirlo en uno de tipo lineal entero-mixto (MILP) que utiliza variables binarias para representar las direcciones de los flujos en las líneas.

El proceso para linealizar consiste en reescribir la restricción de flujo a través de un nuevo set de restricciones. Primero, a pesar de que el valor de la susceptancia B_k^* es variable, si es que se conocen previamente los niveles de compensación y las reactancias de las líneas es posible conocer los valores límites de B_k^* .

$$B_k^{max} = \frac{1}{(1 - \bar{K}_{cap}) \cdot X_k} \quad (22)$$

$$B_k^{min} = \frac{1}{(1 - \bar{K}_{ind}) \cdot X_k} \quad (23)$$

Donde \bar{K}_{cap} representa la máxima compensación capacitiva y \bar{K}_{ind} la máxima compensación inductiva (la cual tiene signo negativo).

De acuerdo a (22) y (23), se cumple que el valor del flujo queda acotado por:

$$B_k^{min} \cdot (\delta_n - \delta_m) \leq F_k \leq B_k^{max} \cdot (\delta_n - \delta_m) \quad (24)$$

Si es que el flujo tiene signo positivo ($\delta_n > \delta_m$). Y por:

$$B_k^{max} \cdot (\delta_n - \delta_m) \leq F_k \leq B_k^{min} \cdot (\delta_n - \delta_m) \quad (25)$$

Si es que el flujo tiene signo negativo ($\delta_n < \delta_m$).

Estas condiciones de tipo “si es positivo” y “si es negativo” se puede modelar con variables binarias y la utilización del método del “*Big M*”. Se reemplaza entonces la restricción (20) por el siguiente set de restricciones:

$$Z_{k,h} \cdot B_k^{min} \cdot (\delta_{n,h} - \delta_{m,h}) - (1 - Z_{k,h}) \cdot M \leq F_{k,h} \quad (26)$$

$$(1 - Z_{k,h}) \cdot B_k^{max} \cdot (\delta_{n,h} - \delta_{m,h}) - Z_{k,h} \cdot M \leq F_{k,h} \quad (27)$$

$$Z_{k,h} \cdot B_k^{max} \cdot (\delta_{n,h} - \delta_{m,h}) - (1 - Z_{k,h}) \cdot M \geq F_{k,h} \quad (28)$$

$$(1 - Z_{k,h}) \cdot B_k^{min} \cdot (\delta_{n,h} - \delta_{m,h}) - Z_{k,h} \cdot M \geq F_{k,h} \quad (29)$$

$$\delta_{n,h} + (1 - Z_{k,h}) \cdot M \geq \delta_{m,h} \quad (30)$$

$$\delta_{m,h} + Z_{k,h} \cdot M \geq \delta_{n,h} \quad (31)$$

Donde:

M : representa un número muy grande.

$Z_{k,h}$: La dirección del flujo en la línea k para la hora h .

$\delta_{n,h}$: El ángulo en el nodo n en la hora h .

$F_{k,h}$: El flujo de potencia en la línea k para la hora h .

Remplazando la restricción (20) por (26) - (31) se reduce la complejidad del problema a resolver un problema lineal.

Lo que este método considera es que los ajustes realizados por los equipos FACTS no varían la naturaleza de las reactancias de las líneas (los ajustes realizados por los FACTS, tanto capacitivos como inductivos no realizan una compensación de más del 100% de la reactancia original de la línea), por lo que se toma el supuesto de que la dirección de los flujos no cambiará de signo.

3.1.1. Resolución en dos etapas

Para hacer efectivo este método se debe resolver el problema en dos pasos. En la primera etapa se resuelve el flujo óptimo del problema sin considerar equipos FACTS. Con esto se obtienen las direcciones de los flujos para cada hora, guardados en valores binarios donde 1 representa un flujo positivo y 0 un flujo negativo (según el sentido previamente fijado). Para la segunda etapa se resuelve el problema considerando los equipos FACTS y se fuerza que las direcciones ($Z_{k,h}$) de los flujos sean las mismas que para el despacho original sin estos equipos. Esta reformulación del problema disminuye en gran medida la carga computacional requerida para la resolución de este.

En este caso, no se garantiza que la solución obtenida sea el óptimo global, pero se considera una aproximación razonable y que la diferencia con respecto a la solución óptima no es tan significativa como el ahorro computacional que se obtiene.

Finalmente, para la fijación de la cantidad de líneas a las cuales se les agregan equipos FACTS, se utilizan las restricciones:

$$F_k - \widehat{B}_k(\delta_n - \delta_m) - M \cdot Y_k \leq 0 \quad (32)$$

$$-F_k + \widehat{B}_k(\delta_n - \delta_m) - M \cdot Y_k \leq 0 \quad (33)$$

$$\sum_{k=1}^N Y_k \leq C \quad (34)$$

Donde:

N : Total de líneas del sistema.

C : Número máximo de equipos FACTS disponibles.

\widehat{B}_k : Valor original de la susceptancia de la línea sin compensación.

La componente Y_k corresponde a una variable binaria que toma el valor 1 si es que hay un equipo FACTS en la línea k . En caso contrario toma el valor 0.

3.1.2. Restricciones de *Unit Commitment*

El estudio que se realiza considera restricciones de *unit commitment* las cuales afectan la operación horaria del sistema. Esta es una de las principales diferencias con respecto a los estudios de planificación los que, generalmente, no consideran estas restricciones.

Para las centrales de tipo térmicas se considera, en caso de entrar en operación, un mínimo técnico, rampas limitadas de subida y de bajada, horas mínimas requeridas en caso de estar encendidas o apagadas y costos de partida y de apagado.

En el caso de que las centrales estén en operación se tiene:

$$P_{g,h} \geq P_g^{min} \cdot state_{g,h} \quad (35)$$

$$P_{g,h} \leq P_g^{max} \cdot state_{g,h} \quad (36)$$

Donde P_g^{min} y P_g^{max} representan los valores de generación mínima y máxima correspondientes a la central g .

La variable binaria de decisión $state_{g,h}$ corresponde al estado en que se encuentra la central g en la hora h . Esta variable toma el valor de 1 si la central está encendida y 0 si está apagado. Debe cumplir la siguiente restricción de continuidad:

$$state_{g,h} = state_{g,h-1} + ON_{g,h} - OFF_{g,h} \quad (37)$$

Siendo $ON_{g,h}$ y $OFF_{g,h}$ variables binarias de decisión que indican si la central g se ha encendido o apagado en la hora h .

Las horas mínimas requeridas de encendido y apagado de las máquinas se restringen de dos maneras distintas dependiendo de la hora h en que se encuentre la simulación. Por simplicidad, se considera que las horas mínimas de encendido y apagado son las mismas. Para una máquina g cualquiera, si la cantidad de horas mínimas es \hat{H} , se tiene que para $h \leq \hat{H}$:

$$state_{g,h} \geq \sum_{i=1}^h ON_{g,i} \quad (38)$$

$$1 - state_{g,h} \geq \sum_{i=1}^h OFF_{g,i} \quad (39)$$

Por otra parte, si se tiene que $h > \hat{H}$ la restricción es:

$$state_{g,h} \geq \sum_{i=h-\hat{H}}^h ON_{g,i} \quad (40)$$

$$1 - state_{g,h} \geq \sum_{i=h-\hat{H}}^h OFF_{g,i} \quad (41)$$

Para las restricciones de limitaciones de rampa de subida y bajada se tiene:

$$P_{g,h} - P_{g,h-1} \leq R_g^{subida} \cdot state_{g,h} \quad (42)$$

$$P_{g,h-1} - P_{g,h} \leq R_g^{bajada} \cdot state_{g,h} \quad (43)$$

Finalmente, para la restricción de costo de partida y apagado, esta se implementa en la función de costo de la unidad g dada por:

$$C_{g,t}(P_g) = C_g^{ON} \cdot ON_{g,t} + C_g^{OFF} \cdot OFF_{g,t} + CV_g \cdot P_{g,t} \quad (44)$$

Donde C_g^{ON} representa el costo de encendido, C_g^{OFF} el costo de apagado y CV_g el costo variable de la máquina g .

Estas restricciones se aplican para todas las centrales térmicas, las cuales agrupan a todos los tipos de tecnología: carbón, biomasa, gas natural licuado (GNL), petróleo fraccionado (FuelOil) y diésel.

Para las centrales de tipo embalse se consideran las siguientes restricciones:

$$P_{g,h}^E \geq 0 \quad (45)$$

$$P_{g,h}^E \leq P_g^{max} \quad (46)$$

$$P_{g,h}^E = rend_g^E \cdot Q_{g,h}^t \quad (47)$$

En este caso no se considera un mínimo técnico como en las centrales térmicas, tampoco se consideran límites de rampas pues se asume que este tipo de centrales puede variar su nivel de producción con gran rapidez según sea requerido.

La ecuación (47) da cuenta de la potencia generada por la central de embalse utilizando la aproximación lineal de la función de rendimiento, donde se tiene que lo que se genera es igual al producto entre el rendimiento del embalse g ($rend_g^E$) y el caudal en la hora h ($Q_{g,h}^t$).

Además, se tiene las restricciones que hacen cumplir la conservación de flujo. Se fija también el valor final del volumen del embalse el cual debe ser igual o mayor al que se tiene al principio del periodo. Por último, se debe cumplir en todo momento que el volumen del embalse sea mayor al valor mínimo establecido. Se tiene entonces las siguientes restricciones:

$$Vol_{g,h} = Vol_{g,h-1} + Q_{g,h}^A - Q_{g,h}^t \quad (48)$$

$$Vol_{g,h} \geq Vol_g^{min} \quad (49)$$

$$Vol_{g,8760} \geq Vol_{g,1} \quad (50)$$

Donde:

$Vol_{g,h}$: Volumen del embalse g en la hora h [hm^3].

$Q_{g,h}^A$: Caudal afluente para el embalse g en la hora h [hm^3 /hora].

$Q_{g,h}^t$: Caudal turbinado por el embalse g en la hora h [hm^3 /hora].

Para las centrales de pasada se consideran restricciones similares a las de embalse:

$$P_{g,h}^P \geq 0 \quad (51)$$

$$P_{g,h}^P \leq P_g^{max} \quad (52)$$

$$P_{g,h}^P = rend_g^P \cdot Q_{g,h}^t \quad (53)$$

Al igual que para el caso de las centrales de embalse no se consideran mínimos técnicos ni límites de rampa. Se utiliza la misma aproximación lineal para la potencia generada donde $rend_g^P$ representa el rendimiento de las centrales de pasada.

En este caso, no es posible almacenar el agua proveniente de los caudales afluentes. El caudal turbinado en la hora h ($Q_{g,h}^t$) depende del caudal afluente ($Q_{g,h}^A$) en la misma hora h . Se tiene entonces que el caudal turbinado está restringido por el afluente de la siguiente manera:

$$Q_{g,h}^t \leq Q_{g,h}^A \quad (54)$$

Finalmente, para las energías ERNC (solar y eólica) se tienen las siguientes restricciones para la potencia generada:

$$P_{g,h}^{eol} \geq 0 \quad (55)$$

$$P_{g,h}^{eol} \leq factor_{eolico} \cdot P_g^{max} \quad (56)$$

$$P_{g,h}^{sol} \geq 0 \quad (57)$$

$$P_{g,h}^{sol} \leq factor_{solar} \cdot P_g^{max} \quad (58)$$

Donde:

$P_{g,h}^{eol}$: Potencia generada por central eólica g en la hora h [MW].

$P_{g,h}^{sol}$: Potencia generada por central fotovoltaica g en la hora h [MW].

$factor_{eolico}$: Disponibilidad del recurso eólico (normalizado).

$factor_{solar}$: Disponibilidad del recurso solar (normalizado).

3.1.3. Datos utilizados para la modelación

Los datos que se utilizan para realizar la modelación matemática fueron obtenidos del Centro de Energía. Estos datos corresponden a las demandas por barra para el año 2014 y la capacidad instalada hasta el año 2020, los costos variables de las centrales térmicas instaladas y en construcción, y perfiles hidrológicos, de viento y sol.

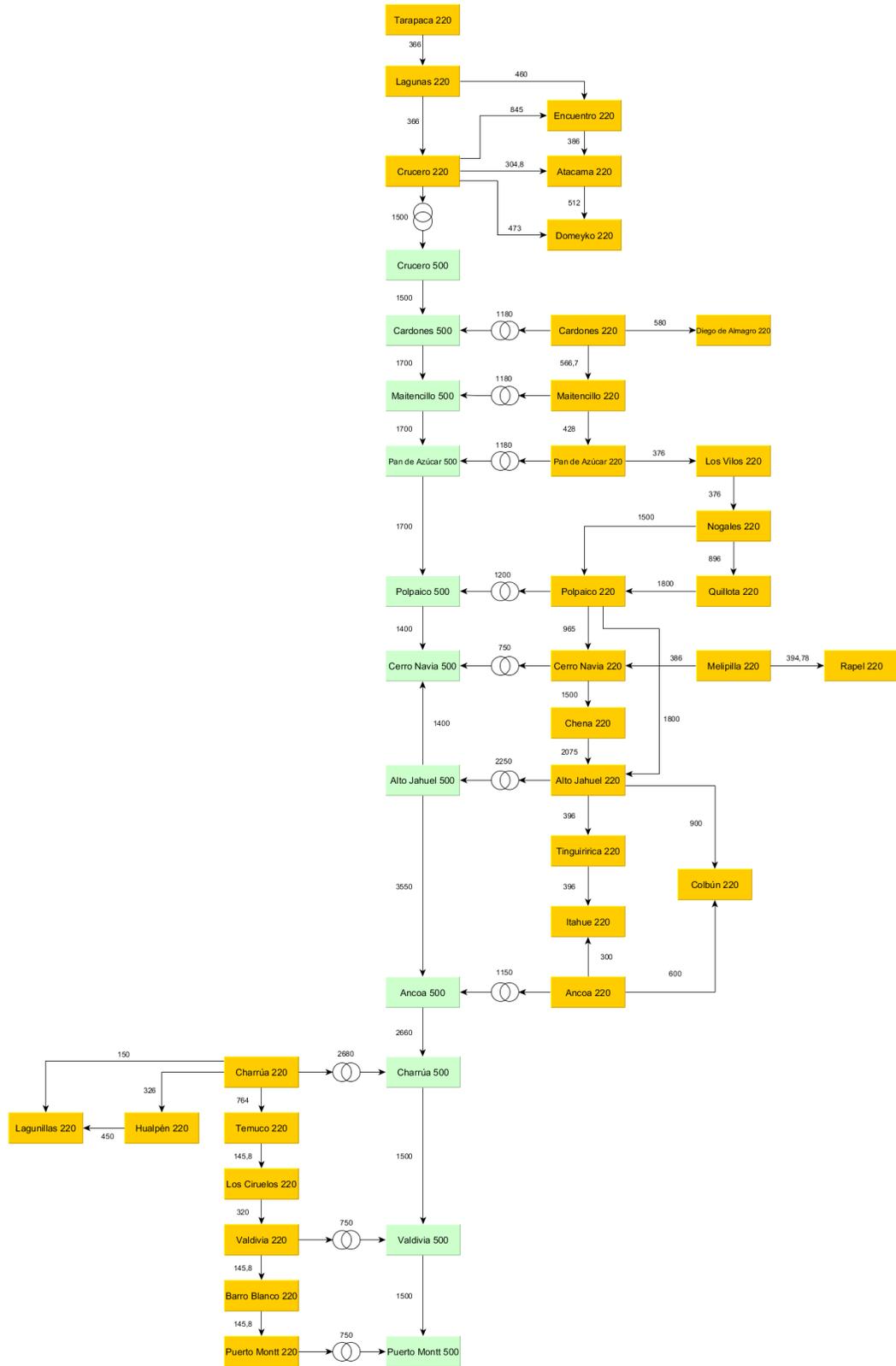


Figura 24: Sistema eléctrico chileno simplificado.

Se realiza una simplificación del sistema eléctrico chileno a un sistema de 42 barras y 54 líneas, considerando las expansiones necesarias para que el sistema de transmisión de abasto para cubrir la demanda en el año 2025 con las centrales que se proyecta estén operativas para dicho año. El sistema simplificado se muestra en la Figura 24. Este cuenta con líneas de 500 y 220 kV, y los transformadores correspondientes entre cada barra.

Para realizar la proyección de la demanda para el año 2025 se utiliza la estimación que sugiere la CNE⁵ la cual considera un crecimiento promedio anual de 3,74% en el SIC y de 4,51% en el SING hasta el año 2030. Dentro del Informe de Previsión de Demanda [14] se realizan proyecciones de crecimiento anual para cada zona de ambos Sistemas Interconectados para clientes libres y clientes regulados. Se hacen los ajustes necesarios para llevar la proyección a los datos de demanda del año 2014 para las 42 barras del modelo simplificado obteniendo la curva de duración que se observa en la Figura 25.

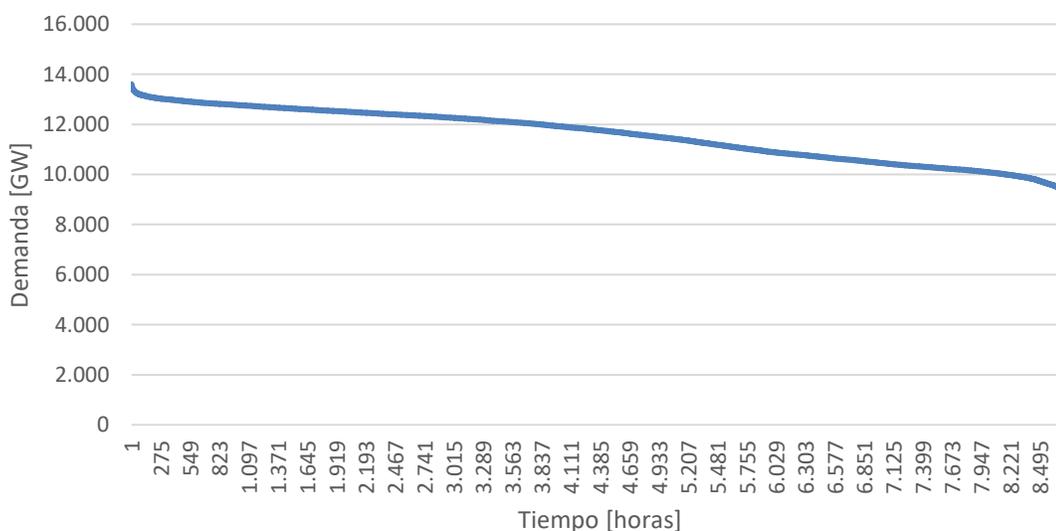


Figura 25: Curva de duración año 2025.

Realizando los ajustes mencionados se obtiene una demanda total energética de 101.373 [GWh] y una demanda máxima de potencia de 13.602 [MW]. El valor de la demanda total es un leve mayor que la que estima la CNE, de 101.218 [GWh].

En la Figura 26 se muestra la demanda anual correspondiente a cada barra. De esta se observa que existe una concentración del consumo en la zona norte y sur del país (zonas correspondientes al SING y al SIC-SUR del país).

La capacidad instalada para este año considera las centrales actualmente construidas y que se encuentren en proceso de construcción, no se consideran centrales que hayan sido aprobadas y no estén en proceso de construcción, se muestra la capacidad instalada para cada barra en la Tabla 3.

⁵ Informe de Previsión de Demanda 2015-2030. SIC-SING. Fijación de precio Nudo octubre 2015.

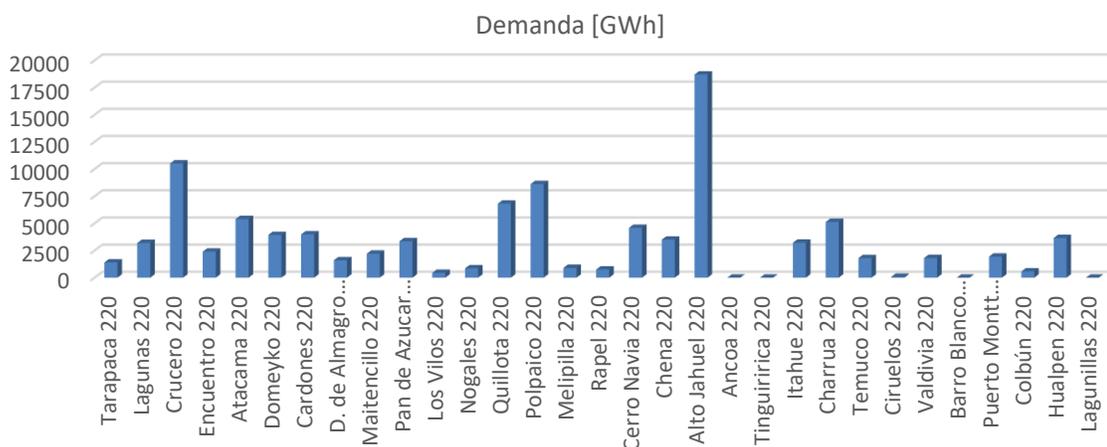


Figura 26: Distribución de demanda por barra año 2025.

Las barras “500” no tienen consumos, solo representan la transformación de 220 kV a 500 kV.

Tabla 3: Capacidad instalada por barra.

Zona	Barras	Térmicas	Hidráulica	Eólica	Solar	Total
SING	Tarapaca 220	210,31			40,00	250,31
	Lagunas 220		14,44		129,50	143,94
	Crucero 220	2.698,05		288,90	435,40	3.422,35
	Encuentro 220	421,99		112,00	660,60	1.194,59
	Atacama 220	1.676,90			21,00	1.697,90
	Domeyko 220					-
SIC NORTE	Cardones 220	591,94			448,40	1.040,34
	Diego de Almagro 220	368,99		99,00	564,80	1.032,79
	Maitencillo 220	653,12		115,50	496,50	1.265,12
SIC CENTRO	Pan de Azucar 220		33,40	782,95	4,90	821,25
	Los Vilos 220	43,85		18,20	6,88	68,93
	Nogales 220	801,74				801,74
	Quillota 220	3.871,79			3,00	3.874,79
	Polpaico 220				247,20	247,20
SIC SUR	Melipilla 220					-
	Rapel 220		350,00			350,00
	Cerro Navia 220	368,53				368,53
	Chena 220					-
	Alto Jahuel 220	50,68	1.357,62			1.408,30
	Ancoa 220	117,22	941,87			1.059,09
	Tinguiririca 220		318,20			318,20
	Itahue 220		400,00			400,00
	Charrua 220	895,68	2.595,05	77,70		3.568,43
	Temuco 220		35,50	88,00		123,50
	Los Ciruelos 220		170,00			170,00
	Valdivia 220	344,09	0,30			344,39
	Barro Blanco 220					-
	Puerto Montt 220		461,58	101,00	69,00	631,58
	Colbun 220		492,17			492,17
	Hualpen 220	300,48		8,40		308,88
	Lagunillas 220	422,38				422,38
		13.837,74	7.170,13	1.691,65	3.127,18	25.826,70

De la Tabla 3 se observa que la generación térmica se concentra principalmente en la parte norte y centro del país (SING y SIC-CENTRO), la generación hidráulica en la zona sur (SIC-SUR), la de tipo eólica en la zona central (SIC-CENTRO) y la solar en la zona norte del país (SING y SIC-NORTE). Se muestra un resumen de la distribución de la capacidad instalada en la Figura 27.

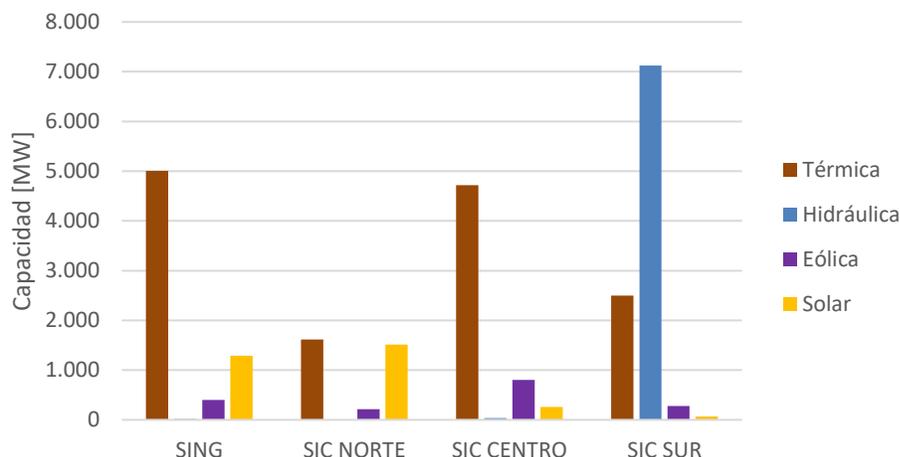


Figura 27: Capacidad instalada por zona.

En la Figura 28 se muestra la distribución de la capacidad instalada por tecnología, de aquí se aprecia que la matriz energética está compuesta principalmente por centrales de tipo térmica (51%), seguidas por hidráulicas, que en su conjunto conforman un poco más de un cuarto de la capacidad (11% centrales de embalse y 17% de pasada) y el resto de ERNC (12% solar, 7% eólica y 2% biomasa).

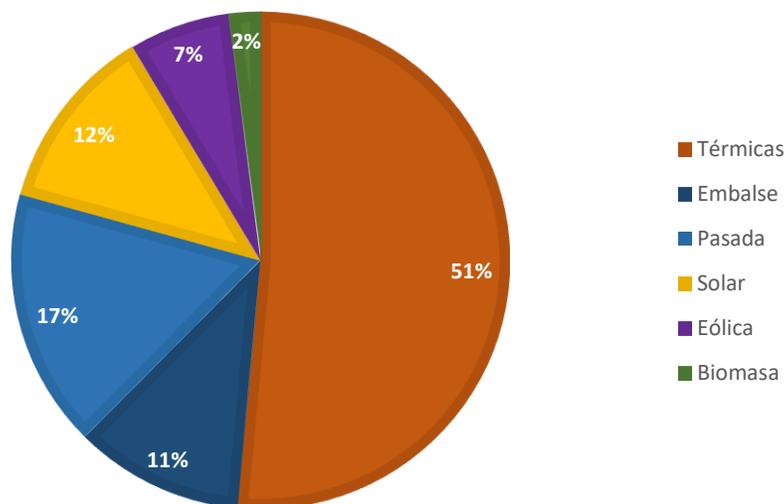


Figura 28: Capacidad instalada por tecnología.

De las centrales térmicas se desprenden 4 tecnologías: carbón, GNL, FuelOil y Diésel. Las de biomasa también corresponden a centrales de tipo térmicas, pero se muestran aparte por el hecho de ser consideradas ERNC. Para cada central de este tipo existe un costo variable asociado a cada unidad. En la Figura 29 se observa una lista de mérito para los costos de las centrales consideradas en el modelo. Se puede apreciar que las de mayor costo son las de FuelOil (cuyo costo variable parte desde los 100 USD/MWh llegando hasta los 400 USD/MWh) junto con las de generación Diésel. Por otro lado, las que presentan los menores costos son las centrales de carbón (cercasas a 50 USD/MWh), algunas GNL y parte de las centrales biomasa cuyo valor mínimo llega a cero.

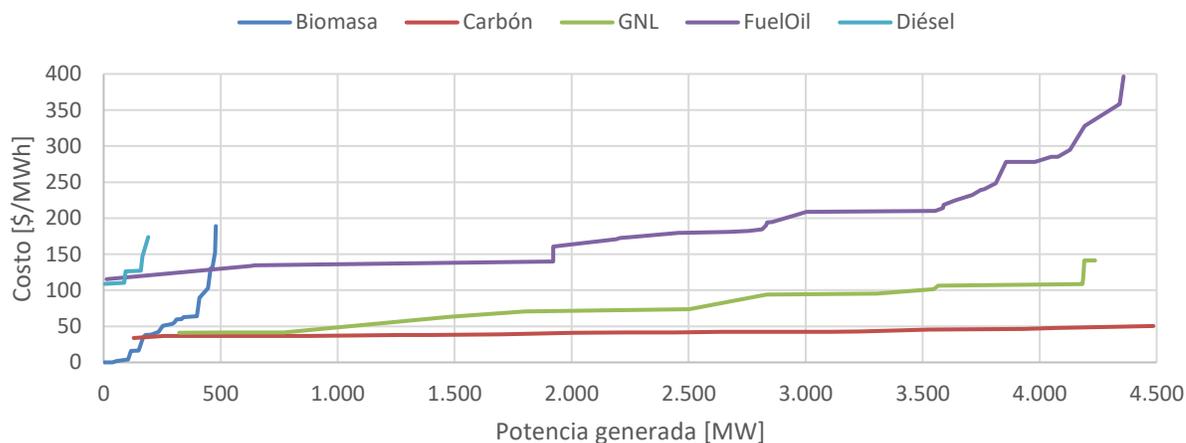


Figura 29: Curva de oferta o lista de mérito de centrales térmicas.

Las líneas de conexión que se utilizan en el modelo son las que se muestran en la Tabla 4, estas fueron obtenidas de la proyección que se tiene del sistema de transmisión según los datos de la CNE y de la planificación de la expansión de la transmisión óptimo realizado para el caso base [19]. De aquí se observa que existe una menor capacidad de transmisión para las líneas en la zona norte con respecto a las de la zona centro-sur, esto es algo que condiciona bastante el aprovechamiento de energías de menor costo que se encuentran en el norte del país (como ERNC o térmicas de bajo costo) debido a posibles problemas de saturación.

Tabla 4: Parámetros de líneas de transmisión modelo simplificado

	Línea	Capacidad [MW]	Reactancia [p.u]
1	Tarapaca 220 - Lagunas 220	366	0,011250
2	Lagunas 220 - Crucero 220	366	0,042601
3	Lagunas 220 - Encuentro 220	460	0,042871
4	Crucero 220 - Encuentro 220	845	0,000200
5	Crucero 220 - Atacama 220	304,8	0,075410
6	Crucero 220 - Domeyko 220	473	0,059774
7	Crucero 220 - Crucero 500	1500	0,009750
8	Encuentro 220 - Atacama 220	386	0,047500
9	Atacama 220 - Domeyko 220	512	0,050191
10	Cardones 220 - D. de Almagro 220	580	0,018550

11	Cardones 220 - Maitencillo 220	566,7	0,032490
12	Cardones 220 - Cardones 500	1180	0,004880
13	Maitencillo 220 - P. de Azúcar 220	428	0,028070
14	Maitencillo 220 - Maitencillo 500	1180	0,009750
15	P. de Azúcar 220 - Los Vilos 220	376	0,059005
16	P. de Azúcar 220 - P. de Azúcar 500	1180	0,009750
17	Los Vilos 220 - Nogales 220	376	0,028200
18	Nogales 220 - Quillota 220	896	0,006049
19	Nogales 220 - Polpaico 220	1500	0,014600
20	Quillota 220 - Polpaico 220	1800	0,013300
21	Polpaico 220 - Cerro Navia 220	965	0,003390
22	Polpaico 220 - Polpaico 500	1200	0,009800
23	Polpaico 220 - A. Jahuel 220	1800	0,004307
24	Melipilla 220 - Rapel 220	394,78	0,009580
25	Melipilla 220 - Cerro Navia 220	386	0,007820
26	Cerro Navia 220 - Chena 220	1300	0,003078
27	Cerro Navia 220 - Cerro Navia 500	750	0,019500
28	Chena 220 - A. Jahuel 220	2075	0,006750
29	A. Jahuel 220 - Tinguiririca 220	396	0,004870
30	A. Jahuel 220 - Colbún 220	900	0,052500
31	A. Jahuel 220 - A. Jahuel 500	2250	0,006500
32	Ancoa 220 - Itahue 220	300	0,058000
33	Ancoa 220 - Colbún 220	600	0,000100
34	Ancoa 220 - Ancoa 500	1150	0,009800
35	Tinguiririca 220 - Itahue 220	396	0,008500
36	Charrúa 220 - Temuco 220	764,1	0,050776
37	Charrúa 220 - Hualpén 220	326	0,018656
38	Charrúa 220 - Lagunillas 220	150	0,043300
39	Charrúa 220 - Charrúa 500	2680	0,006500
40	Temuco 220 - Los ciruelos 220	145,8	0,029718
41	Los Ciruelos 220 - Valdivia 220	320	0,008907
42	Valdivia 220 - Barro Blanco 220	145,8	0,026567
43	Valdivia 220 - Valdivia 500	750	0,019500
44	Barro Blanco 220 - P. Montt 220	145,8	0,027081
45	P. Montt 220 - P. Montt 500	750	0,019500
46	Hualpen 220 - Lagunillas 220	450	0,009400
47	Cardones 500 - Maitencillo 500	1700	0,003680
48	Cardones 500 - Crucero 500	1500	0,032880
49	Maitencillo 500 - P. de Azúcar 500	1700	0,005440
50	P. de Azúcar 500 - Polpaico 500	1700	0,011210
51	Polpaico 500 - Cerro Navia 500	1400	0,003721
52	A. Jahuel 500 - Cerro Navia 500	1400	0,004159
53	A. Jahuel 500 - Ancoa 500	3550	0,003300
54	Ancoa 500 - Charrúa 500	2660	0,004270
55	Charrúa 500 - Valdivia 500	1500	0,012760
56	Valdivia 500 - P. Montt 500	1500	0,021696

3.1.4. Perfiles de hidrología

Los perfiles que se utilizan para la hidrología son tres. Se considera un año seco (2007), un año medio (1973) y un año húmedo (1969). La elección de estos años se hizo según la cantidad anual del recurso que entregaban al sistema dado los embalses utilizados y la división con respecto a zonas que se hace para los caudales de las centrales de pasada.

Los datos históricos obtenidos del Centro de Energía contienen el valor promedio semanal para cada año hidrológico. Con el fin de no tener saltos abruptos en la hidrología al modelarlo de forma horaria, se suavizan las curvas para que los valores tengan mayor continuidad. A continuación, se presentan los gráficos de las caudales utilizados ordenados dentro de un año natural (desde enero hasta diciembre).

Para la hidrología seca (2007) se tiene un comportamiento del caudal afluente como se muestran en la Figura 30 para las centrales de embalse y de pasada.

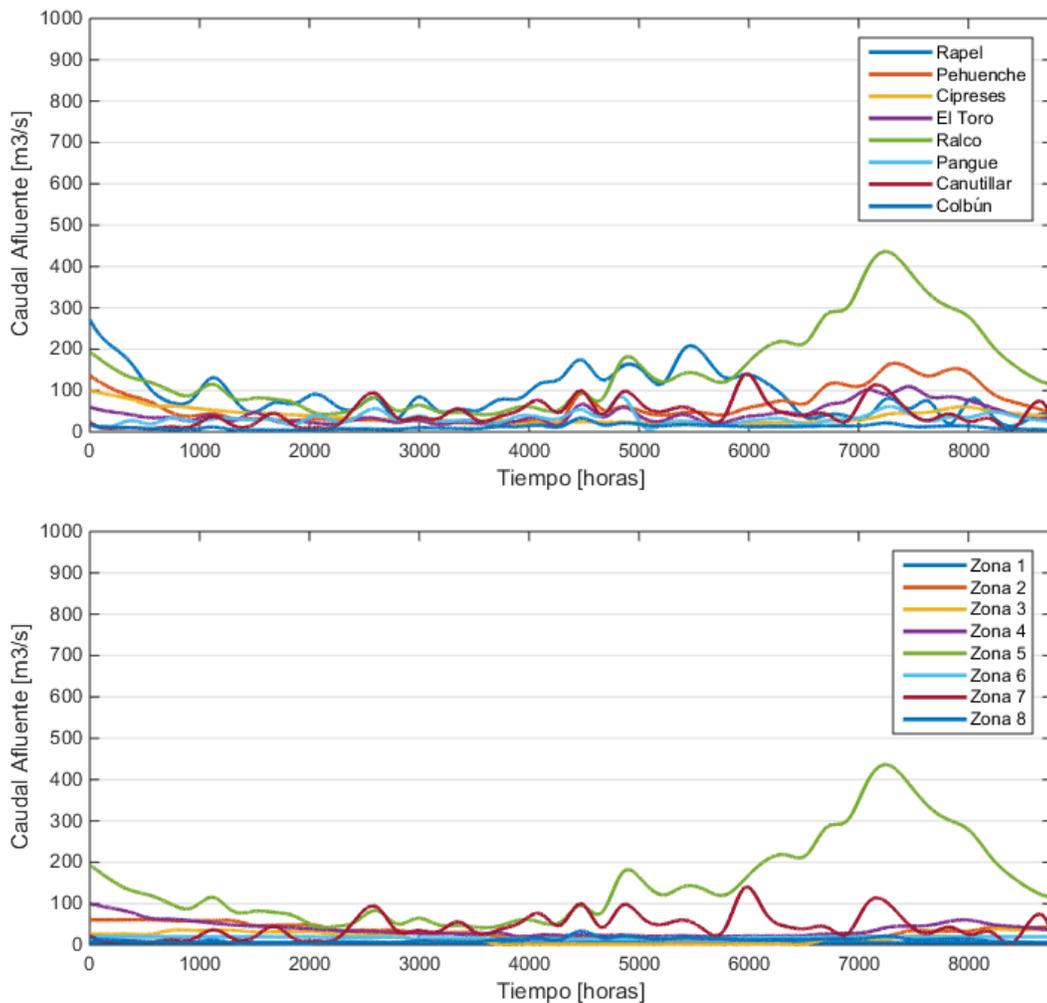


Figura 30: Hidrología seca (2007).

Se aprecia que los caudales afluentes en ambos casos son bajos para los primeros meses del año (menores a 200 [m³/s]) y en su punto máximo no superan los 500 [m³/s].

El comportamiento de la hidrología media (1973) se observa en la Figura 31.

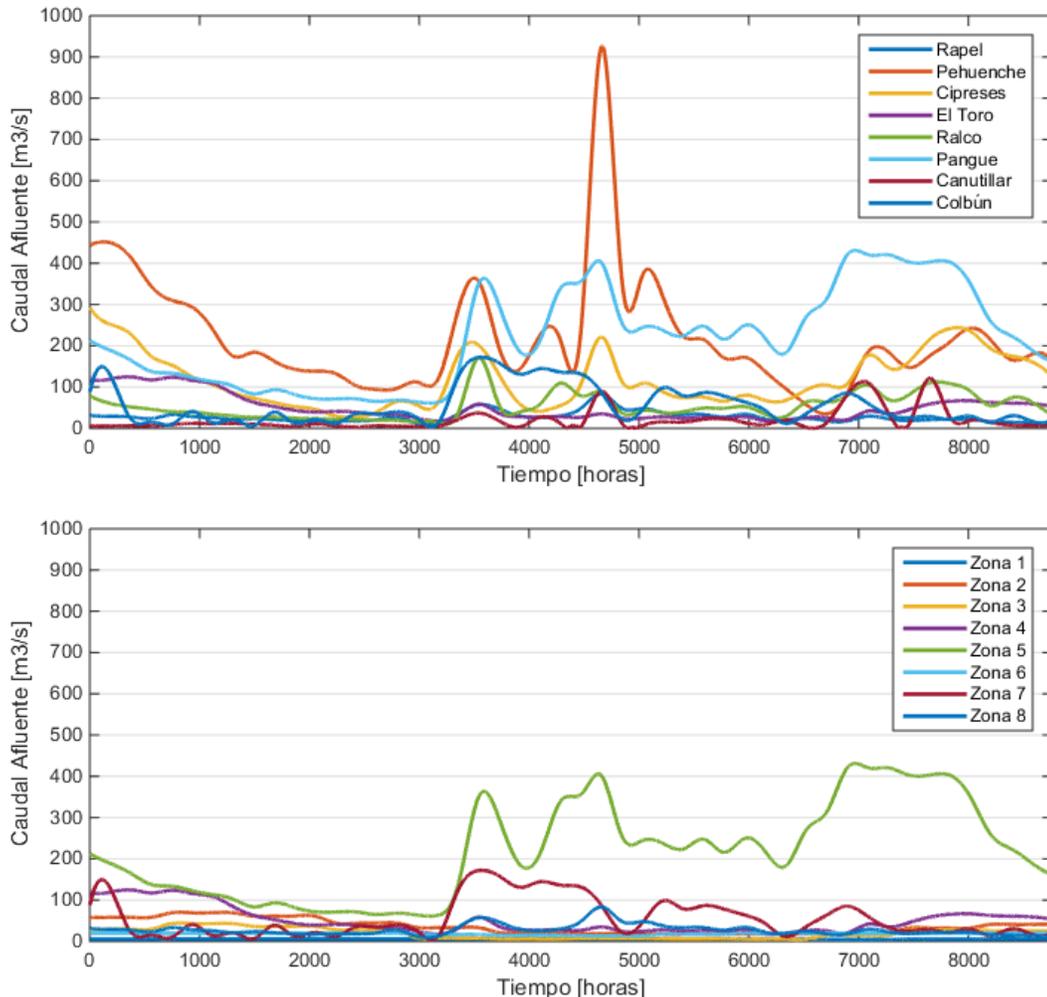


Figura 31: Hidrología media (1973)

De la Figura 31 se puede observar que existe una mejor distribución del caudal afluente para las centrales de embalse. En el caso de las centrales de pasada se observa en general un caudal afluente bajo con excepción de la zona 5 la cual tiene un aumento considerable para la segunda mitad del año.

Finalmente, para la hidrología del año húmedo (1969) se puede observar un aumento considerable en el caudal afluente tanto para las centrales de embalse como para las de pasada. Se observa el comportamiento de la hidrología en la Figura 32. En este caso se alcanzan caudales de hasta 2100 [m³/s] para los embalses. En el caso de los caudales por zona estos se presentan bastante estables durante el año sobresaliendo solo la zona 5.

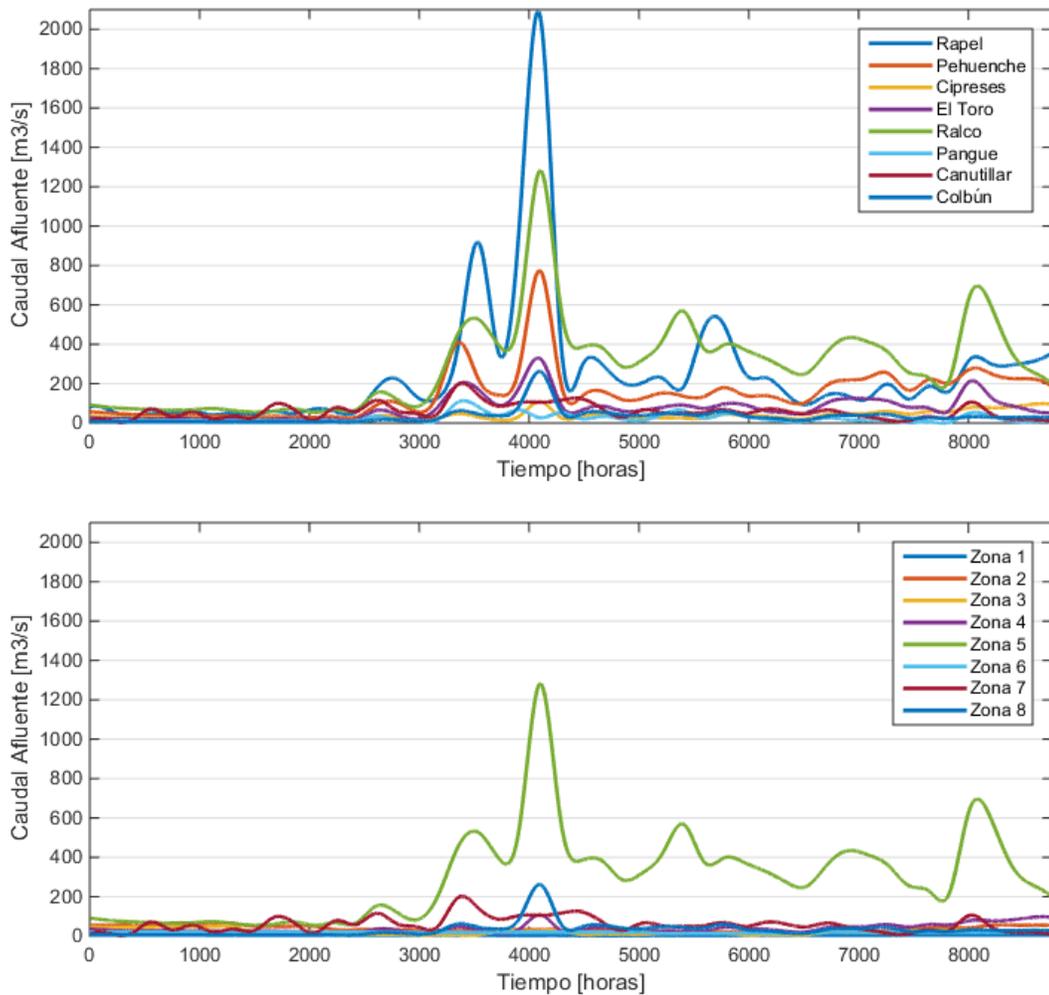


Figura 32: Hidrología húmeda (1969).

3.1.5. Perfiles de disponibilidad de recursos solares y eólicos

Los perfiles de disponibilidad de recursos solares y eólicos se dividen para cuatro zonas: SING (Figura 33), SIC-Norte (Figura 34), SIC-Centro (Figura 35) y SIC-Sur (Figura 36). Estos datos fueron obtenidos del Centro de Energía y corresponden a mediciones de la disponibilidad para distintas zonas del país. Se escogen estos cuatro perfiles ya que se consideran representativos de cada zona. Las centrales de ERNC se encuentran ubicadas en lugares geográficos cercanos, por lo que un perfil debería ser bastante representativo para cada zona y no debería dar resultados muy distintos a la realidad.

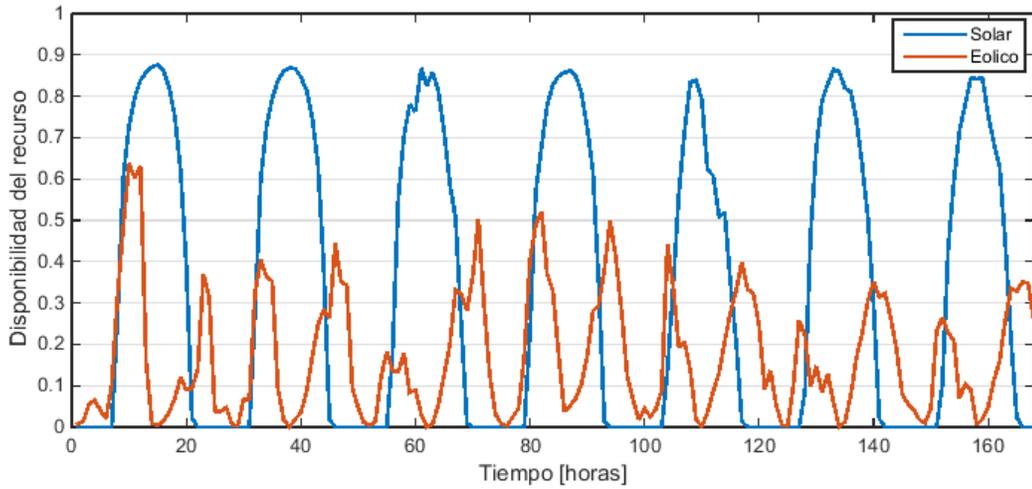


Figura 33: Disponibilidad del recurso SING

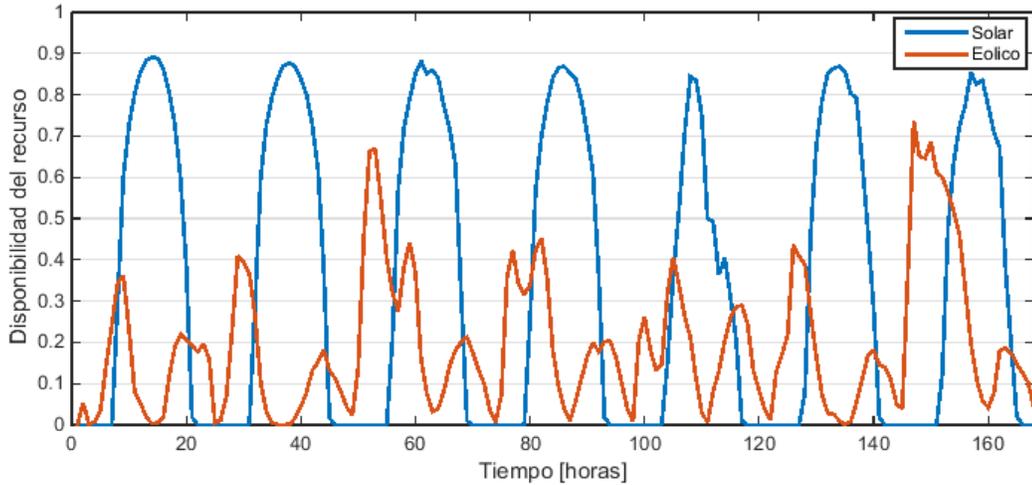


Figura 34: Disponibilidad del recurso SIC-Norte

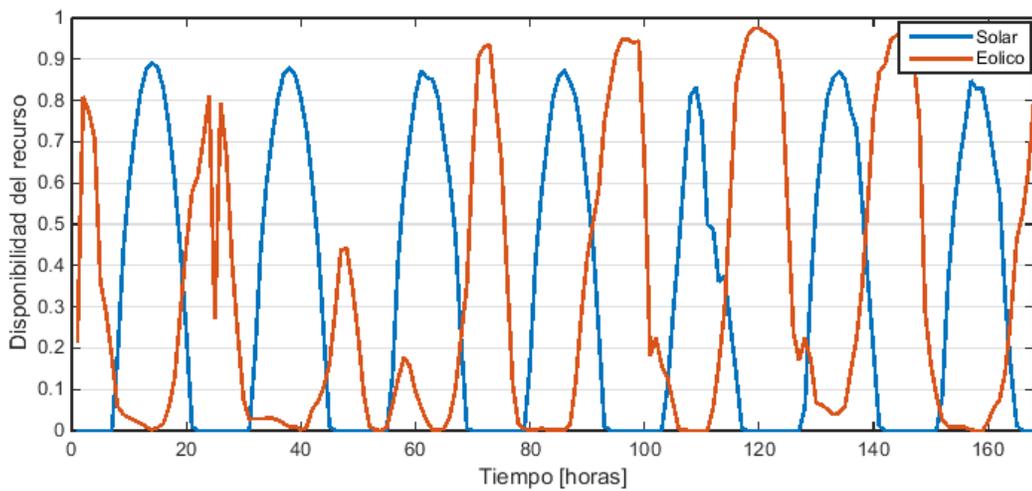


Figura 35: Disponibilidad del recurso SIC-Centro

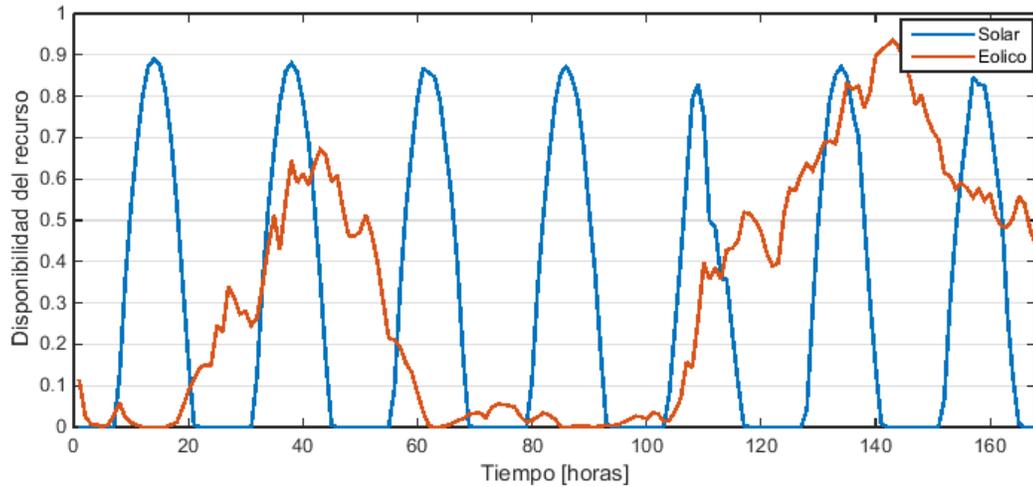


Figura 36: Disponibilidad del recurso SIC-Sur

En los gráficos anteriores se muestra la variación de la disponibilidad para un periodo de 168 horas (una semana). Se puede notar que la disponibilidad del recurso solar sigue un patrón estable y es similar para las cuatro zonas consideradas en comparación al recurso eólico. Este último presenta intervalos de tiempo con una disponibilidad muy alta y otros muy baja, sin presentar ningún patrón.

3.1.6. Fijación de equipos FACTS

Como se explicó al principio de esta sección, el proceso para obtener los resultados tiene dos pasos. El primer paso consiste en obtener el sentido de los flujos mediante una simulación del modelo de las 8760 horas sin considerar equipos FACTS. Además de las direcciones, se obtienen los resultados de costos, potencias generadas y flujos de potencia.

El segundo paso consiste en resolver un modelo similar al anterior pero esta vez se tiene los sentidos de flujos y la ubicación de los equipos FACTS fijados previamente. Realizando esta simulación se obtienen los resultados de costos, potencias generadas y flujos. Luego estos resultados son comparados con los obtenidos en el caso sin FACTS del primer paso. El paso dos se repite dos veces dado que se tienen dos sets de FACTS a utilizar para la comparación de los costos.

La Figura 37 muestra un diagrama de flujo de la metodología a utilizar. Se muestran los procesos de simulación realizados, los resultados obtenidos (flecha azul) y los datos de entrada (flecha roja).

El primer set de equipos (denominado FACTS 1) se obtiene del resultado óptimo al hacer un estudio de planificación de transmisión considerando equipos FACTS. Este estudio de planificación fue realizado por el trabajo realizado en la memoria “Localización óptima de equipos FACTS y líneas de transmisión para futuros escenarios de generación en el sistema eléctrico chileno” [19] en el cual realizó una división del año en 50 bloques y no se consideraba restricciones de *unit commitment*. La ubicación de los equipos obtenida en ese trabajo fue para un escenario general considerando varias posibles expansiones de capacidad de energía renovable.

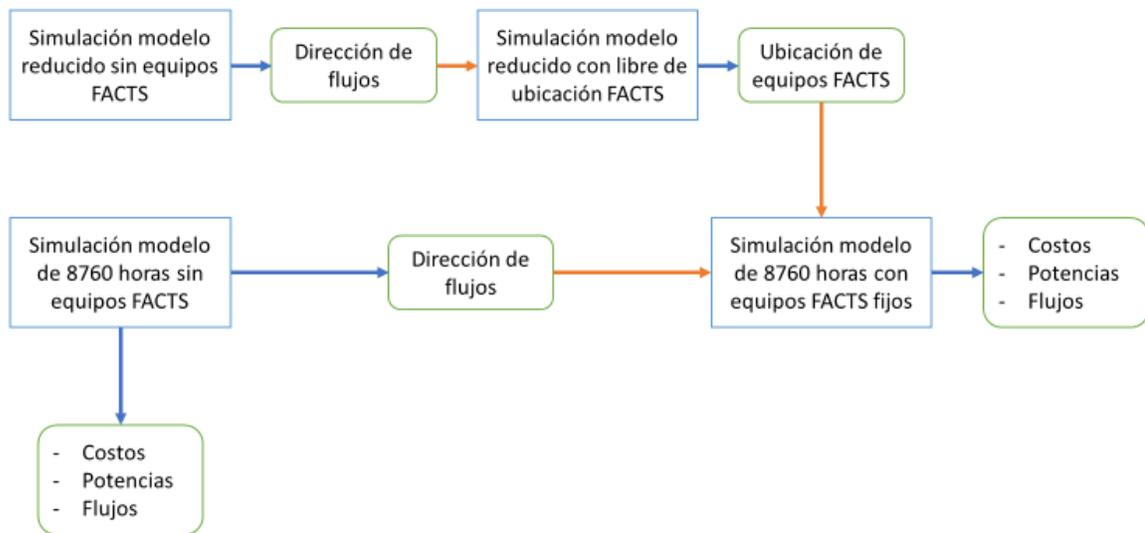


Figura 37: Diagrama de flujo de metodología utilizada

Los equipos FACTS fijados en etapa de operación (denominados FACTS 2) se obtienen en un proceso previo a la simulación, mediante una aproximación del año por medio de semanas representativas para cada mes. Se utilizan 12 semanas (2016 horas) que representan la variación de la demanda, los perfiles hidrológicos y de tipo solar y eólico para cada uno de los 12 meses del año.

En este proceso previo se sigue un método de dos etapas similar al proceso principal. Para las 2016 horas primero se obtienen las direcciones de los flujos para un modelo que no considera equipos FACTS. Una vez hecho esto se realiza nuevamente el proceso, pero esta vez fijando las direcciones hacia donde se dirigen los flujos. En esta segunda etapa se le da la libertad al modelo de fijar un total de 6 equipos FACTS en las líneas que estime conveniente.

Una vez obtenidos los resultados de ubicación óptima se guardan estos valores y se utilizan para la simulación principal (la que considera 8760 horas y todas las restricciones correspondientes). Se hace este proceso para cada escenario de expansión de energía renovable.

El motivo de realizar el estudio en semanas representativas es para reducir el gasto computacional que requiere hacer esto. El tiempo de simulación se reduce considerablemente además de que en algunos casos de estudio los equipos con los cuales se trabaja no daban abasto para obtener dichos resultados quedando sin memoria y sin lograr encontrar una solución al problema de ubicación de equipos FACTS.

4. Resultados y Análisis

En esta sección se muestran los resultados obtenidos al simular la operación del sistema durante un periodo de 8760 horas operando a mínimo costo. Se consideran restricciones operacionales y variación de la demanda. Se realiza la comparación entre los costos de operar el sistema sin la implementación de equipos FACTS (denominado Sin FACTS), los costos de operar los equipos fijados en la etapa de planificación de la expansión del sistema [19] (FACTS 1) y los costos de operar con los equipos fijados en etapa de operación (FACTS 2).

La ubicación de los equipos FACTS 1 se obtienen para una situación de un escenario general de expansión del sistema eléctrico chileno en donde se consideran distintos posibles crecimientos en la capacidad de generación de energías renovables.

La ubicación de FACTS 2 se hace con una simulación en un tiempo reducido para cada caso de expansión de energías renovables, en esta simulación el modelo tiene la libertad de colocar los equipos FACTS donde estime conveniente para cada caso en particular (ver sección de metodología).

4.1. Caso Base

Se presenta el primer caso de estudio considerado el caso base. Este cuenta con la disponibilidad de todas las centrales antes mencionadas para los 3 casos de hidrologías.

Los costos operacionales obtenidos para cada tipo de hidrología y la diferencia porcentual con respecto a no aplicar los equipos FACTS se muestran en la Tabla 5. Como es de esperar los mayores costos ocurren en el caso de hidrología seca. Se puede observar que hay una mayor disminución de los costos aplicando los equipos FACTS fijados en etapa de operación, FACTS 2.

Tabla 5: Costo total del sistema para el Caso Base.

	Sin FACTS		FACTS 1		FACTS 2	
Hidrología	Costo (USD)	Diferencia (%)	Costo (USD)	Diferencia (%)	Costo (USD)	Diferencia (%)
Seca	\$3.496.779.323	0,00%	\$3.407.046.307	2,57%	\$3.348.951.783	4,23%
Medía	\$3.181.293.773	0,00%	\$3.041.249.261	4,40%	\$2.969.130.789	6,67%
Húmeda	\$3.026.914.023	0,00%	\$2.917.455.530	3,62%	\$2.834.310.485	6,36%

Primero se analiza el caso para la hidrología seca. Las líneas que poseen equipos de compensación para este escenario (según la numeración observada en la Tabla 4) son las que se presentan en la Tabla 6:

Tabla 6: Líneas con equipos FACTS caso hidrología seca

Configuración	Líneas compensadas
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[20-21-26-51-53-54]

En la Figura 38 se muestra la cantidad total de horas que se mantienen las líneas congestionadas y el efecto de los equipos FACTS en estas. En este gráfico se muestran solo las líneas más congestionadas (mayor a 400 horas). El total de horas de congestión se muestran en mayor detalle en el Anexo 7.3.1.

Se puede observar que al implementar los equipos FACTS hay líneas que reducen significativamente la cantidad de horas congestionadas. Entre las que presentan una mayor descongestión están la línea 8 (Encuentro – Atacama 220 kV), línea 20 (Quillota – Polpaico 220 kV) y línea 51 (Polpaico – Cerro Navia 500 kV). Por otro lado, hay líneas que aumentan la cantidad de horas que permanecen saturadas, como la línea 13 (Maitencillo – Pan de Azúcar 220 kV) y línea 38 (Charrúa – Lagunillas 220 kV).

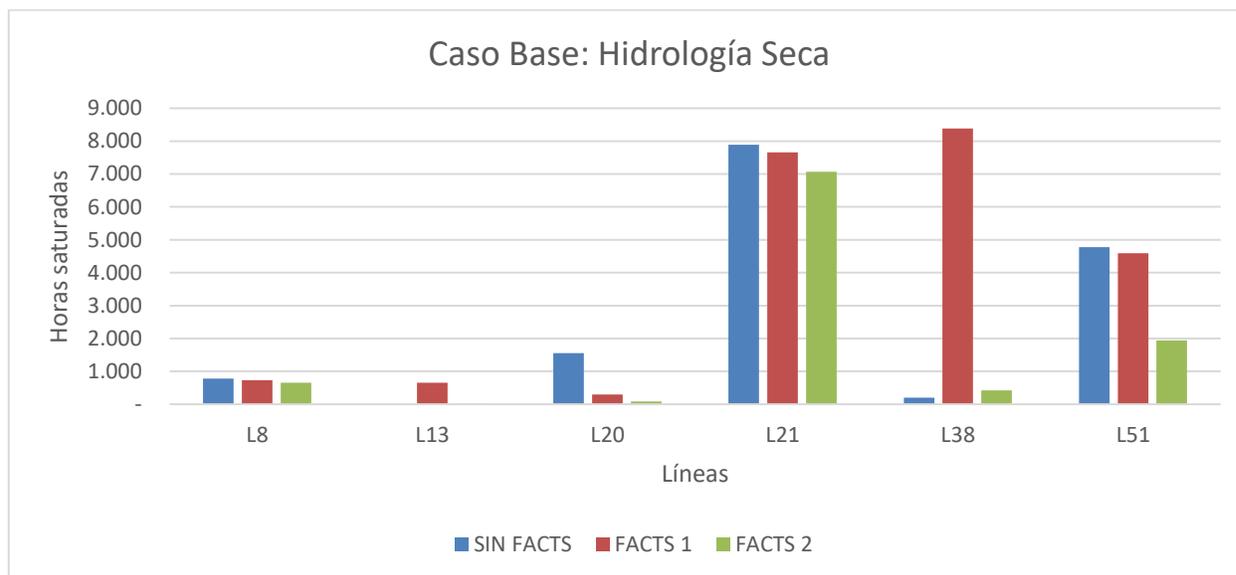


Figura 38: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología Seca.

La congestión más significativa, con una saturación mayor a 4000 horas, se produce en los tramos que conectan la zona centro y sur del país, las cuales son la línea 51 y sobretodo la línea 21 (ambas conectan Polpaico – Cerro Navia), esta última se mantiene congestionada la mayor parte del tiempo. Esto es debido a la gran cantidad de consumos correspondientes a la región sur (zona de Polpaico, Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel). Dado que la hidrología es baja, no es posible abastecer esta zona del país con los recursos hídricos (ya que además hay abastecer otros grandes consumos como Charrúa y Hualpén), por lo que se requiere un mayor aporte de la generación de tipo térmica proveniente de la zona norte y centro del país.

La implementación de equipos FACTS para manejar el flujo de las líneas da la posibilidad de tener un mejor aprovechamiento del uso del sistema de transmisión, permitiendo el descongestionamiento de algunas líneas al utilizar otras rutas para el transporte de energía, lo que trae como consecuencia una reducción en los costos.

En la Tabla 7 se puede apreciar la energía total producida por las distintas tecnologías y los efectos que tienen los equipos FACTS en la generación de estas. Se presenta un resumen de la cantidad

de energía generada durante el año para cada tecnología para el caso sin equipos FACTS y con estos implementados. Además, se muestra la diferencia en GWh con respecto a no implementar los equipos FACTS.

Tabla 7: Energía anual generada [GWh] hidrología seca.

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	34.315,03	24.860,45	1.135,02	55,12	6.953,44	3.642,05	17.239,26	8.362,91	4.809,85
FACTS 1	35.191,95	24.444,16	443,91	62,29	6.953,44	3.874,62	17.238,95	8.358,23	4.805,59
Diferencia	876,92	-416,29	-691,11	7,17	0,00	232,57	-0,31	-4,67	-4,26
FACTS 2	35.651,41	24.171,05	129,01	77,24	6.953,44	3.998,14	17.238,01	8.351,21	4.803,64
Diferencia	1.336,38	-689,40	-1.006,01	22,12	0,00	356,08	-1,25	-11,70	-6,21

En los tres casos, se tiene que el uso de los embalses es el mismo y la variación en el uso de centrales de pasada es mínimo, pues se intenta obtener el mayor aprovechamiento del recurso hídrico disponible.

Se observa que al utilizar los equipos FACTS se reduce el uso de generación de energía térmica de mayor costo, GNL y FuelOil, reemplazándola por energía más económica como centrales de carbón y biomasa (aumenta también un poco el uso del diésel de bajo costo).

Se puede apreciar que no existe un completo uso de la energía solar y eólica, incluso al aplicar los equipos FACTS la cantidad de energía utilizada no varía demasiado. Esto puede parecer extraño ya que la intuición dice que para reducir los costos lo mejor sería aprovechar energías más económicas como estas, sin embargo, hay que considerar las restricciones de *unit commitment* (en particular rampas y tiempos mínimos de encendido/apagado) que rigen a las centrales térmicas y las capacidades limitadas del sistema de transmisión.

Las centrales de carbón tienen una rampa mucho menor a la que tienen las de tipo GNL, FuelOil y Diésel. Para el caso sin equipos FACTS la flexibilidad viene dada principalmente por estas últimas tecnologías, sin embargo, al equipar los FACTS estos permiten darle aún más flexibilidad al sistema con el reordenamiento de los flujos. Dado que lo que se busca es minimizar los costos, se utilizan los equipos FACTS para lograr un aumento en la generación de centrales de carbón y de biomasa (de menor costo) logrando reducir la producción de las centrales de mayor costo, teniendo una disminución de 1.006 [GWh] en la generación de FuelOil y 689 [GWh] en la de GNL, para el caso FACTS 2.

La razón de que no exista una gran variación en el uso de energía solar se puede explicar debido a que se prefiere verter un poco de energía de este tipo a las horas de mayor generación que tener que reducir el uso de las centrales de carbón por un largo periodo de tiempo (al menos 40 horas), teniendo que compensar con el uso de tecnologías costos más altos mientras se aumenta el nivel de generación de estas cuando no está disponible la generación solar. Lo mismo aplica para las centrales eólicas, ya que a pesar que estas se encuentran en la zona donde los consumos son mayores, los repentinos aumentos y disminuciones de la disponibilidad que tienen no permiten aprovechar al máximo el recurso pues no se logra una óptima coordinación con las centrales térmicas.

Sin embargo, si se analiza el uso de la energía de centrales solares y eólica durante todo el periodo se obtiene lo que se muestra en la Tabla 8, la cual indica que en todos los casos (con y sin los equipos FACTS) el uso de la energía solar y eólica es mayor al 99,8% del recurso total disponible (total generada + vertimiento).

Tabla 8: Uso de ERNC hidrología seca

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% de total de capacidad solar	% de total de capacidad eólica
Sin FACTS	Utilizado	8.362.824	4.809.781	99,98%	100,00%
	Vertimiento	1.304	195	0,02%	0,00%
FACTS 1	Utilizado	8.358.215	4.805.585	99,93%	99,91%
	Vertimiento	5.913	4.390	0,07%	0,05%
FACTS 2	Utilizado	8.350.739	4.803.618	99,84%	99,87%
	Vertimiento	13.389	6.357	0,16%	0,08%

Se puede notar que el vertimiento se mantiene similar en ambas situaciones. Existe un pequeño aumento, pero en ningún caso este aumento es demasiado significativo (como máximo se llega a un aumento de 0,14% de vertimiento de energía solar y 0,08% de eólica para el caso de FACTS 2). Esto se considera aceptable teniendo en cuenta en que se logra una reducción de los costos de un 2,5% al aplicar los FACTS 1 y un 4,23% al implementar los FACTS 2.

Además cabe mencionar que esta variación tan pequeña en el vertimiento para cada caso de utilización de equipos FACTS, se puede explicar también como parte de la brecha del error asociado utilizado en la simulación (un GAP de un 2%) el que puede traer como consecuencias algunas mínimas diferencias en los resultados.

En el caso de hidrología media, los equipos FACTS se ubican en las líneas que indica la Tabla 9.

Tabla 9: Líneas con equipos FACTS caso hidrología media

Configuración	Líneas compensadas
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[8-11-20-30-51-54]

Se muestra en la Figura 39 las líneas que permanecen saturadas por más de 400 horas. En el Anexo 7.3.2 se muestra el total de líneas saturadas.

De esta figura se observa que hay una disminución en la cantidad de horas de saturación en las líneas 20, 21, 29 y 51. Por otra parte, hay un aumento considerable en las líneas 8 y 33.

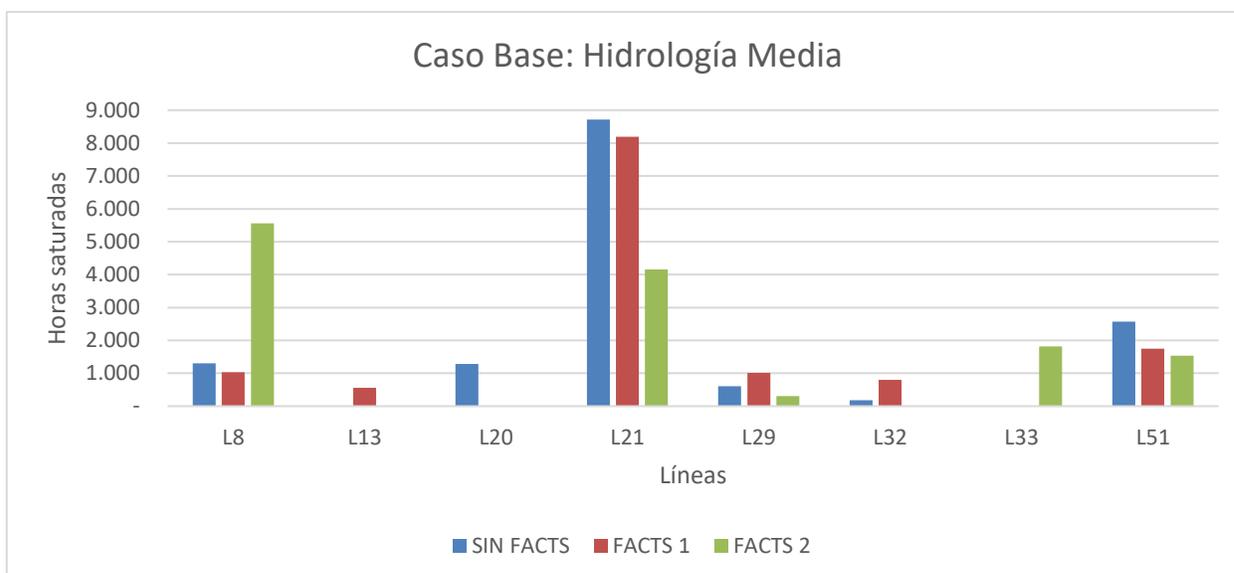


Figura 39: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología Media.

Se aprecia una situación similar a la del caso de hidrología seca, aunque la cantidad de horas saturadas es bastante menor. Esto se explica debido a la mayor cantidad de recurso hídrico. Las principales congestiones (mayor a 2000 horas) se producen en la zona que conecta centro y sur del país (líneas 21 y 51). Las centrales hidráulicas se concentran en la zona sur, lugar de mayor consumo. Aplicar los equipos FACTS disminuye de manera considerable la cantidad de horas saturadas que hay en estas líneas, llegando a reducirse incluso hasta la mitad para el caso de FACTS 2.

La energía total generada [GWh] y la diferencia con respecto al caso sin equipos FACTS se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10: Energía anual generada [GWh] hidrología media

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	31.980,28	23.707,85	1.025,84	0,00	9.559,96	2.647,70	19.284,47	8.357,37	4.809,68
FACTS 1	33.880,43	22.129,94	188,13	0,00	9.559,96	3.179,19	19.284,37	8.353,31	4.797,81
Diferencia	1.900,16	-1.577,91	-837,71	0,00	0,00	531,49	-0,10	-4,06	-11,87
FACTS 2	34.590,55	21.021,76	11,61	0,00	9.559,96	3.751,08	19.287,22	8.349,39	4.801,58
Diferencia	2.610,27	-2.686,09	-1.014,23	0,00	0,00	1.103,38	2,75	-7,98	-8,09

De la Tabla 10 se observa una situación parecida a la del caso anterior, lo que se intenta es reducir la generación de mayor costo. El uso de embalses y de centrales de pasada se mantiene casi igual en los tres casos de implementación de los equipos FACTS.

En este escenario se logra reducir en gran medida el uso de GNL y FuelOil. La reducción es bastante mayor al caso anterior, lo que se debe principalmente a la mayor cantidad de recurso hídrico que existe, dándole al sistema un mejor nivel de reserva en los embalses y por lo tanto una

mayor flexibilidad. Por otro lado, sigue habiendo un alto aprovechamiento de las energías renovables de tipo solar y eólica como muestra la Tabla 11.

Tabla 11: Uso de ERNC hidrología media

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	8.357.374	4.809.678	99,92%	99,99%
	Vertimiento	6.754	297	0,08%	0,01%
FACTS 1	Utilizado	8.353.310	4.797.808	99,87%	99,75%
	Vertimiento	10.818	12.167	0,13%	0,15%
FACTS 2	Utilizado	8.349.391	4.801.584	99,82%	99,83%
	Vertimiento	14.737	8.392	0,18%	0,10%

Similar al caso de hidrología seca, el vertimiento solar y eólico no supera el 0,2% en ningún caso, teniendo un aprovechamiento casi total del recurso ERNC.

Finalmente, para el caso de hidrología húmeda se tiene la siguiente configuración de ubicación de los equipos FACTS como se indica en la Tabla 12.

Tabla 12: Líneas con equipos FACTS caso hidrología húmeda

<u>Configuración</u>	<u>Líneas compensadas</u>
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[18-21-30-51-53-54]

En la Figura 40 se observan las líneas saturadas por más de 400 horas. El detalle de todas las líneas saturadas en este escenario se muestra en el Anexo 7.3.3.

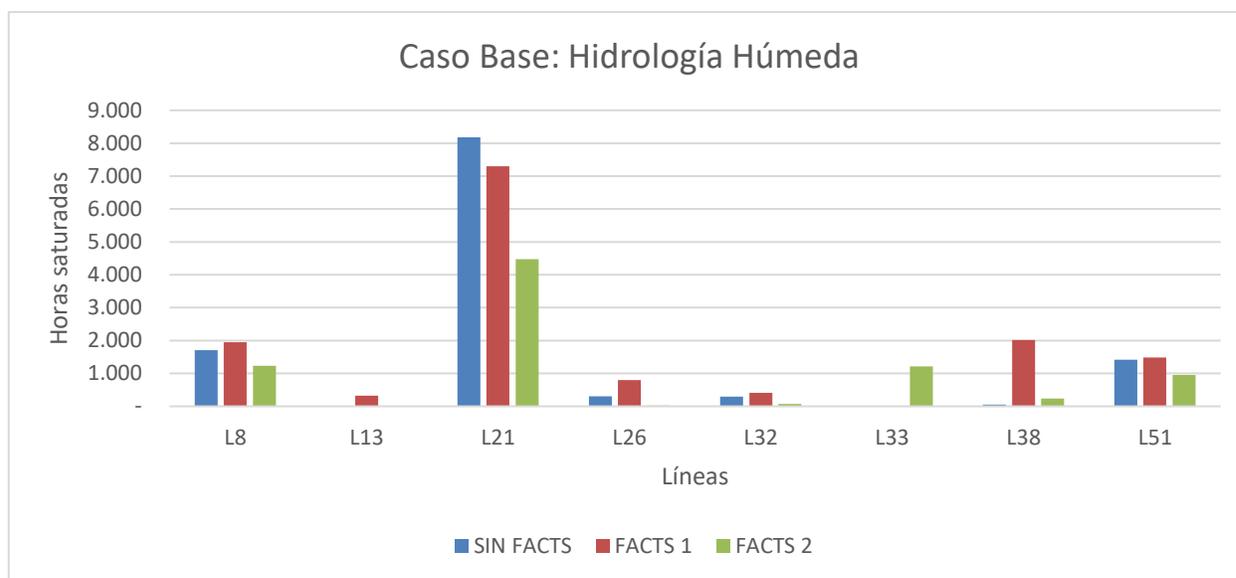


Figura 40: Cantidad de horas de líneas saturadas. Hidrología húmeda.

De la Figura 40 se observa que hay una disminución de la cantidad de horas saturadas solo para la línea 21 en el caso de los FACTS 1. Mientras que en el caso de FACTS 2, hay una disminución en las líneas 8, 21, 26, 32 y 51. Aun así no hay grandes niveles de saturación con excepción de la línea 21 (línea que conecta a la zona centro y sur del país), lo que se explica principalmente debido a la gran abundancia de recurso hídrico que existe en este escenario.

En la Tabla 13 se observa la energía total generada durante el año para este caso por cada tecnología y la diferencia con respecto al caso sin FACTS.

Tabla 13: Energía anual generada [GWh] hidrología húmeda

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	30.099,96	23.195,58	577,26	0,00	12.422,56	2.662,50	19.242,23	8.363,41	4.809,66
FACTS 1	31.355,60	22.017,07	142,89	2,63	12.422,56	3.031,73	19.241,36	8.358,80	4.800,50
Diferencia	1.255,64	-1.178,51	-434,37	2,63	0,00	369,23	-0,86	-4,61	-9,15
FACTS 2	32.622,61	20.308,86	18,31	0,00	12.422,56	3.600,75	19.241,63	8.353,71	4.804,72
Diferencia	2.522,65	-2.886,72	-558,95	0,00	0,00	938,25	-0,60	-9,69	-4,94

Al igual que en los casos anteriores, se observa que al implementar equipos FACTS se reduce el uso de centrales de altos costos por otras más económicas. Se disminuye el uso de energía de tecnologías GNL y FuelOil por carbón y biomasa. El uso de centrales de Diésel es mínimo.

Para las centrales de embalse hay un uso total de la energía disponible, ocurre algo similar para las de pasada donde hay una disminución poco significativa de su aprovechamiento.

En cuanto a la utilización de las ERNC se tiene una situación similar a los dos casos anteriores como lo muestra la Tabla 14.

Tabla 14: Uso de ERNC hidrología húmeda

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	8.363.405	4.809.657	99,99%	99,99%
	Vertimiento	723	318	0,01%	0,01%
FACTS 1	Utilizado	8.358.796	4.800.504	99,94%	99,80%
	Vertimiento	5.332	9.471	0,06%	0,11%
FACTS 2	Utilizado	8.353.712	4.804.716	99,88%	99,89%
	Vertimiento	10.416	5.260	0,12%	0,06%

De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede observar que los equipos FACTS logran una reducción de los costos del sistema por medio del reordenamiento de los flujos permitiendo un mejor aprovechamiento de las centrales de menor costo.

En los distintos escenarios aquí estudiados la utilización de la generación ERNC tiene un comportamiento parecido. Se observa un uso similar de la generación de centrales renovables al implementar los equipos FACTS, lo que se explica principalmente por la coordinación con las centrales térmicas y las limitaciones en la capacidad de transferencia de las líneas.

La pequeña disminución porcentual en la utilización de estas no presenta información concluyente, ya que como se comentó anteriormente, la utilización de un GAP de 2% para la convergencia de la simulación puede llevar a resultados que varían de manera poco significativa.

Se puede observar que para un mismo escenario la localización de los equipos FACTS cumple una función muy importante, ya que una ubicación óptima de estos equipos permite un mejor uso del sistema de transmisión y una reducción mayor de los costos.

4.2. Expansión de la capacidad instalada de ERNC

Para el siguiente caso de estudio se considera una expansión de energía renovable, en particular de energía solar y eólica. Se estudia el caso de expansión de la capacidad instalada existente en un 50% y 100% para cada tecnología y una expansión de un 50% para ambas en conjunto. Se realiza el estudio considerando las condiciones de hidrología seca.

Los costos asociados al sistema se muestran en la Tabla 15, junto a la diferencia porcentual con respecto al caso de no implementar los equipos FACTS.

Tabla 15: Costo anual del sistema para distintos escenarios de expansión de ERNC

Escenario	Sin FACTS		FACTS 1		FACTS 2	
	Costo (USD)	Diferencia	Costo (USD)	Diferencia	Costo (USD)	Diferencia
Solar +50%	\$3.371.419.242	0,000%	\$3.277.717.067	2,779%	\$3.171.358.211	5,934%
Solar +100%	\$3.309.633.476	0,000%	\$3.209.787.768	3,017%	\$3.107.563.133	6,106%
Eólica +50%	\$3.371.591.215	0,000%	\$3.263.436.053	3,208%	\$3.210.512.742	4,778%
Eólica +100%	\$3.270.017.612	0,000%	\$3.142.577.596	3,897%	\$3.071.526.267	6,070%
ERNC +50%	\$3.259.013.307	0,000%	\$3.147.194.406	3,431%	\$3.041.918.784	6,661%

De la tabla anterior, se observa que los costos más bajos ocurren para el caso de expansión conjunta de la capacidad solar y eólica. Esta resolución se puede explicar entrando en más detalles en el uso del recurso para cada escenario.

4.2.1. Expansión de capacidad solar

Como primer caso se tiene el aumento de la capacidad solar en un 50% (de una capacidad instalada de 3.127,18 MW a 4699,77 MW). La ubicación de los equipos FACTS es la que se muestran en la Tabla 16 (según la numeración de las líneas de la Tabla 4).

Tabla 16: Líneas con equipos FACTS. Expansión solar 50%.

Configuración	Líneas compensadas
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[21-23-30-49-50-51]

En la Figura 41 se muestra la cantidad de líneas saturadas por más de 400 horas para el primer caso de expansión de solar. El total de horas de saturación se puede ver en el Anexo 7.3.4.

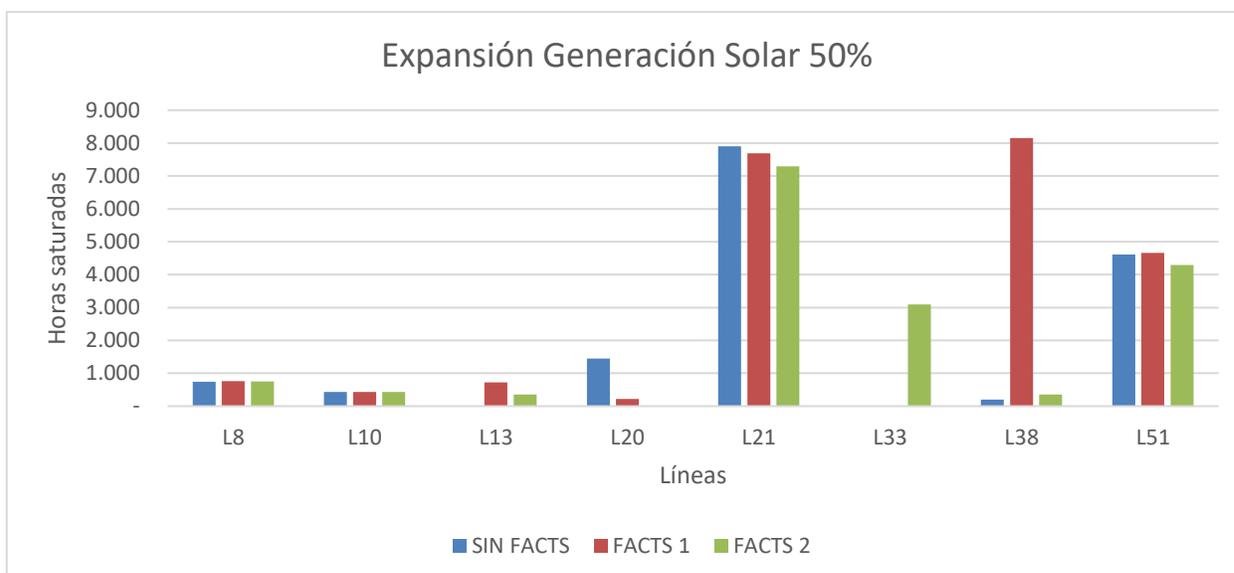


Figura 41: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad solar aumentada en 50%

De la Figura 41 se observa un comportamiento similar al del caso base de hidrología seca, pero con un leve aumento en la cantidad de horas saturadas para las líneas 8 y 51. La línea 10 (Cardones 220 – D. de Almagro 220) comienza a presentar saturaciones por sobre las 400 horas, la razón de esto es debido a que en la zona Diego de Almagro existe una gran cantidad de capacidad instalada para la generación de energía solar y eólica. La línea 21 (Polpaico 220 – Cerro Navia 220) sigue siendo la que presenta mayor saturación junto con la línea 51, las cuales son las que conectan la zona centro y sur del país. La implementación de los equipos FACTS permite una reducción en la cantidad de horas saturadas para todas las líneas, aunque no muy significativa.

Se tiene un total de energía generada y un uso del recurso ERNC disponible como se muestra en la Tabla 17 y Tabla 18, respectivamente.

Tabla 17: Energía anual generada [GWh] capacidad solar aumentada en un 50%

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	31.559,45	23.831,50	1.065,55	56,73	6.953,44	3.596,91	17.239,25	12.264,18	4.806,14
FACTS 1	32.373,98	23.477,95	345,27	61,93	6.953,44	3.825,02	17.237,31	12.303,05	4.795,19
Diferencia	814,53	-353,55	-720,27	5,20	0,00	228,12	-1,94	38,87	-10,95
FACTS 2	33.571,66	22.567,13	68,15	76,33	6.953,44	3.821,00	17.237,66	12.272,59	4.805,20
Diferencia	2.012,21	-1.264,37	-997,40	19,60	0,00	224,10	-1,59	8,40	-0,95

De la Tabla 17 se observa el mismo comportamiento que para los casos de distintas hidrologías, es decir, se intenta reducir el uso de generación de mayor costo por otras. Se logra un aumento considerable de la utilización de carbón en lugar del uso de GNL y FuelOil. El uso de centrales de embalse y de pasada se mantiene prácticamente igual.

Tabla 18: Uso de ERNC capacidad solar aumentada en un 50%

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	12.264.182	4.806.144	97,75%	99,92%
	Vertimiento	282.009	3.831	2,25%	0,08%
FACTS 1	Utilizado	12.303.050	4.795.192	98,06%	99,69%
	Vertimiento	243.142	14.783	1,94%	0,31%
FACTS 2	Utilizado	12.272.586	4.805.197	97,82%	99,90%
	Vertimiento	273.606	4.778	2,18%	0,10%

En la Tabla 18 se observa que en el caso sin equipos FACTS el uso del recurso solar es de un 97,75%, con la utilización de los equipos FACTS se logra un aumento en su uso llegando a un 98,06% y un 97,82% en los respectivos casos de implementación de equipos (FACTS 1 y FACTS 2). El no lograr un mayor aprovechamiento (más cercano al 100%) se debe principalmente a la limitación de las líneas de transmisión en las zonas de mayor generación, es decir, zona del SING y SIC-Norte. Las capacidades de las líneas son muy limitadas y un aumento en la generación de dicha zona hace que exista bastante saturación de las líneas en varios momentos del día. Los equipos FACTS logran disminuir un poco estas saturaciones, pero aun así hay zonas donde su implementación no logran aumentar los flujos. Por otra parte, se produce una disminución del uso de energía eólica, aunque el vertimiento en ningún caso es mayor a un 0,3%.

De todas maneras, es posible asociar las pequeñas diferencias en la cantidad de energía renovable generada al GAP que se utiliza para la simulación (2%) por lo que estos leves aumentos no representan resultados muy concluyentes.

Para el caso de una expansión de la generación solar en un 100% se obtuvo la siguiente configuración para la ubicación de equipos FACTS mostrados en la Tabla 19.

Tabla 19: Líneas con equipos FACTS. Expansión solar 100%.

Configuración	Líneas compensadas
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[15-20-23-47-51-53]

En la Figura 42 se muestra las líneas saturadas por más de 400 horas para este caso (ver total de horas de líneas saturadas en Anexo 7.3.5). Se observa que el comportamiento es muy parecido al de expansión de la capacidad en un 50%. Para este caso hay un notorio aumento en la cantidad de horas de saturación en la línea 10, lo que se explica por la limitada capacidad de transmisión que tiene esta línea y la gran cantidad de energía que es posible generar en la zona de Diego de Almagro.

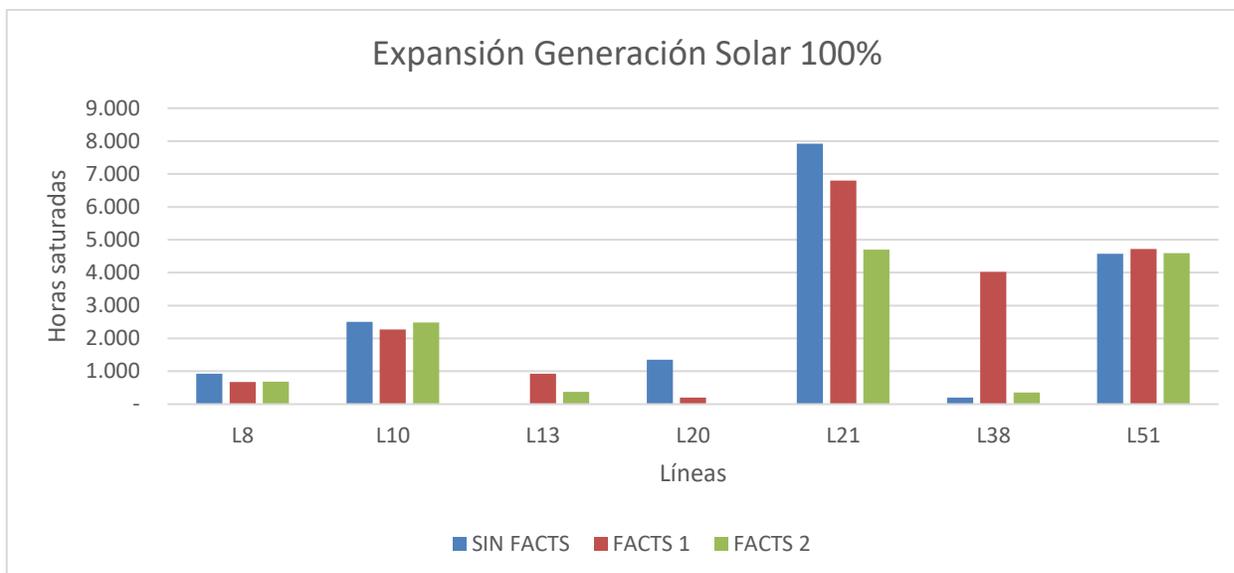


Figura 42: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad solar aumentada 100%.

La implementación de los equipos FACTS permite reducir el nivel de saturación. Para la línea 21 esta disminución es aún mayor que para el caso anterior.

El total de energía anual generada y su diferencia respecto a no implementar equipos FACTS se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20: Energía anual generada [GWh] capacidad solar aumentada en un 100%

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	30.493,49	23.012,10	1.025,99	43,97	6.953,44	3.558,45	17.239,26	14.248,66	4.797,78
FACTS 1	31.183,30	22.530,10	284,61	65,63	6.953,44	3.789,43	17.236,63	14.544,20	4.785,83
Diferencia	689,80	-482,01	-741,38	21,66	0,00	230,97	-2,64	295,54	-11,95
FACTS 2	32.118,30	21.683,71	46,28	55,45	6.953,44	3.821,89	17.232,70	14.680,98	4.780,39
Diferencia	1.624,81	-1.328,39	-979,70	11,48	0,00	263,43	-6,56	432,32	-17,39

Aumentando la capacidad solar al doble, es decir a 6.254,26 MW, se observa que los equipos FACTS logran reducir en mayor medida el uso de energía térmica (con excepción de la biomasa, térmica de menor costo) en comparación al caso de aumentar la capacidad en un 50%. También permiten tener un mayor aprovechamiento del recurso solar aumentado en casi 300 [GWh] para FACTS 1 y 430 [GWh] para FACTS 2, en comparación al caso sin la implementación de los equipos. Como es de esperar, el recurso hídrico es aprovechando casi en su totalidad.

En la Tabla 21 se muestra el uso de la energía solar y eólica en este caso.

Tabla 21: Uso de ERNC capacidad solar aumentada en un 100%

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	14.248.657	4.797.780	85,18%	99,75%
	Vertimiento	2.479.598	12.196	14,82%	0,25%
FACTS 1	Utilizado	14.544.201	4.785.826	86,94%	99,50%
	Vertimiento	2.184.055	24.150	13,06%	0,50%
FACTS 2	Utilizado	14.680.981	4.780.385	87,76%	99,38%
	Vertimiento	2.047.274	29.590	12,24%	0,62%

Analizando en mayor detalle la utilización del recurso del sol se obtiene que, como muestra la Tabla 21, existe un vertimiento de energía solar muy alto, de casi un 15%. La implementación de equipos FACTS permite aumentar el aprovechamiento de este recurso en un poco más de un 2%, no obstante, no se logra un uso mayor de este.

Para aprovechar mejor las centrales de bajo costo (como las de carbón) es necesario mantenerlas encendidas en todo momento, cuando el recurso solar y eólico se encuentran disponibles las centrales disminuyen su producción a mínimo técnico. Lo ideal sería transportar la energía “de sobra” a la zona sur del país y distribuirla de mejor manera en todo el sistema, pero como se explicó en el escenario de aumento solar en 50% la limitada capacidad de las líneas de transmisión de la zona norte provoca que exista saturación, lo que no permiten explotar el recurso de manera óptima causando altos niveles de vertimiento. De esto se concluye que el sistema, con este nivel de capacidad de transmisión, no da abasto para un aumento tan alto de generación solar.

4.2.2. Expansión de capacidad eólica

Se considera ahora el caso de un aumento de la capacidad de energía eólica. Es importante recordar que tanto la capacidad instalada en el sistema, los costos asociados a esta tecnología y la localización de las centrales son distintas al de generación solar por lo que hacer una comparación entre ambos no es algo tan directo.

Se presenta primero el caso de aumento de la generación eólica en un 50%, de una capacidad instalada de 1.691,65 MW se aumenta a 2.537,48 MW. Las líneas en las cuales se implementan equipos FACTS para cada configuración son las que se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22: Líneas con equipos FACTS. Expansión eólica 50%.

<u>Configuración</u>	<u>Líneas compensadas</u>
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[21-26-51-52-53-54]

Las líneas saturadas por más de 400 horas se muestran en la Figura 43 (Para ver el total de horas de líneas saturadas ir a Anexo 7.3.6). Se observa que hay un comportamiento similar al caso base de hidrología seca. Existe una mayor saturación en las líneas 21 y 51 como ha sido en los casos anteriores. Aplicando los equipos FACTS se logra reducir la saturación en casi todas las líneas, sobre todo en la línea 20 (Quillota 220 – Polpaico 220).

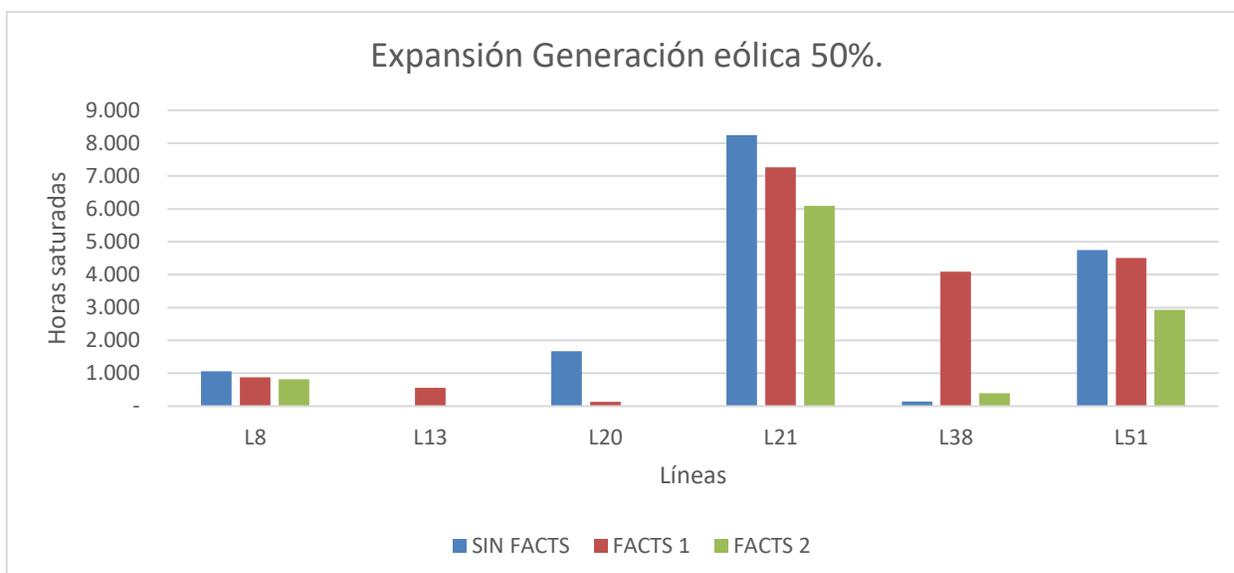


Figura 43: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad eólica aumentada en 50%.

En la Tabla 23 se muestra la generación de la energía anual del sistema para cada tecnología y la diferencia con respecto al caso Sin FACTS.

Tabla 23: Energía anual generada [GWh] capacidad eólica aumentada en un 50%

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	32.833,37	24.352,11	1.087,88	31,66	6.953,44	3.315,30	17.239,26	8.345,81	7.214,32
FACTS 1	34.059,06	23.571,39	287,32	37,29	6.953,44	3.674,02	17.238,98	8.342,08	7.209,56
Diferencia	1.225,69	-780,72	-800,56	5,63	0,00	358,72	-0,28	-3,72	-4,76
FACTS 2	34.571,08	23.065,91	97,61	46,55	6.953,44	3.875,87	17.237,01	8.327,57	7.198,09
Diferencia	1.737,71	-1.286,20	-990,28	14,89	0,00	560,57	-2,25	-18,23	-16,23

De la Tabla 23 se advierte que se sigue dando el mismo comportamiento que en los casos anteriores, se disminuye el uso de generación de alto costo por otras más económicas. La utilización de la energía proveniente de los embalses sigue siendo la máxima posible y se logra reducir en gran medida la producción por parte de tecnología GNL y FuelOil. Respecto al uso del ERNC se obtiene lo figurado en la Tabla 24.

Tabla 24: Uso de ERNC capacidad eólica aumentada en un 50%

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	8.345.805	7.214.319	99,78%	99,99%
	Vertimiento	18.322	644	0,22%	0,01%
FACTS 1	Utilizado	8.342.083	7.209.561	99,74%	99,93%
	Vertimiento	22.045	5.402	0,26%	0,07%
FACTS 2	Utilizado	8.327.574	7.198.094	99,56%	99,77%
	Vertimiento	36.554	16.869	0,44%	0,23%

Se observa un aprovechamiento casi total del recurso de ERNC. El mayor vertimiento ocurre al implementar los FACTS 2 el cual no supera el 0,5% para la generación solar y el 0,3% para la eólica, valores aceptables considerando la disminución en los costos del sistema de un 4,77%.

La pequeña diferencia entre la cantidad de energía utilizada del recurso ERNC para los distintos casos puede deberse al GAP utilizado, como se menciona en el caso de expansión de la capacidad solar.

El siguiente caso de estudio es del aumento de la capacidad de generación eólica en un 100% hasta una capacidad de 3.383,3 MW. Los equipos FACTS fueron ubicados según se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25: Líneas con equipos FACTS. Expansión eólica 100%.

Configuración	Líneas compensadas
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[18-21-56-51-53-54]

Las líneas del sistema saturadas por más de 400 horas se muestran en la Figura 44. El total de líneas saturadas se muestra en Anexo 7.3.7.

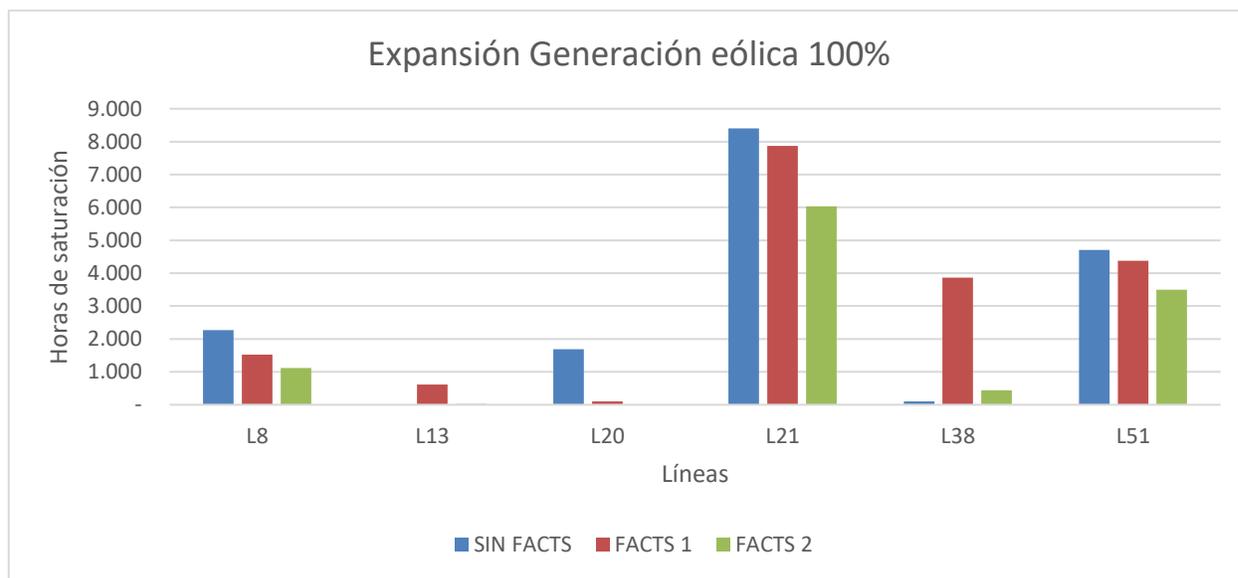


Figura 44: Cantidad de horas de líneas saturadas. Capacidad eólica aumentada en 100%.

De la Figura 44 se aprecia que existe una gran similitud con lo observado en el caso de aumento de generación eólica en 50%. La principal diferencia es que hay un mayor tiempo de saturación en la línea 8. El efecto de los equipos FACTS logra reducir bastante los niveles de saturación para estas líneas.

La energía anual generada por tecnología y la diferencia respecto al caso Sin FACTS se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26: Energía anual generada [GWh] capacidad eólica aumentada en un 100%

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	31.188,30	23.816,58	1.121,72	11,53	6.953,44	3.125,86	17.239,26	8.297,77	9.618,67
FACTS 1	32.638,04	22.853,09	227,71	25,37	6.953,44	3.521,35	17.238,74	8.304,51	9.610,89
Diferencia	1.449,75	-963,49	-894,02	13,83	0,00	395,49	-0,53	6,74	-7,78
FACTS 2	33.485,65	21.923,97	41,81	33,93	6.953,44	3.802,40	17.238,01	8.289,92	9.604,02
Diferencia	2.297,35	-1.892,61	-1.079,91	22,40	0,00	676,54	-1,26	-7,85	-14,65

Se observa de la Tabla 26 que se tiene un mayor uso de centrales de carbón y biomasa, y una mayor reducción en las de GNL y FuelOil que el caso de aumento de generación solar en un 100%, pese a que en cuanto a cantidad de capacidad instalada el aumento de esta última es mayor.

Esto se puede explicar por la ubicación de las centrales eólicas, las cuales están presentes en mayor medida en la zona centro del país. Su localización les da la ventaja de estar más cerca de las altas demandas evitando la congestión que se produce en la zona norte, ya que a diferencia de esta, la zona centro-sur presenta mayores capacidades en su sistema de transmisión logrando así una mejor explotación del recurso del viento. En la Tabla 27 se muestra el uso del recurso ERNC para este escenario.

Tabla 27: Uso de ERNC capacidad eólica aumentada en un 100%

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	8.297.768	9.618.671	99,21%	99,99%
	Vertimiento	66.360	1.279	0,79%	0,01%
FACTS 1	Utilizado	8.304.512	9.610.891	99,29%	99,91%
	Vertimiento	59.616	9.059	0,71%	0,09%
FACTS 2	Utilizado	8.289.916	9.604.017	99,11%	99,83%
	Vertimiento	74.212	15.933	0,89%	0,17%

Se observa de esta tabla que el aprovechamiento del recurso es superior al 99% para ambos tipos de tecnologías. El sistema aún da abasto para incluir la expansión del recurso eólico al doble de la capacidad actual.

4.2.3. Expansión conjunta solar y eólica

Se aumenta la capacidad solar a 4.699,77 MW y la eólica a 2.537,48 MW. La capacidad de ERNC (solar y eólica) total instalada es de 7.228,25 MW.

Las líneas con equipos FACTS son los que se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28: Líneas con equipos FACTS. Expansión ERNC 50%.

<u>Configuración</u>	<u>Líneas compensadas</u>
FACTS 1	[13-15-21-23-29-38]
FACTS 2	[20-23-30-32-50-51]

Las líneas saturadas por más de 400 horas para el caso del aumento de generación solar y eólica en 50% se presentan en la Figura 45. Ver total de líneas saturadas en Anexo 7.3.8.

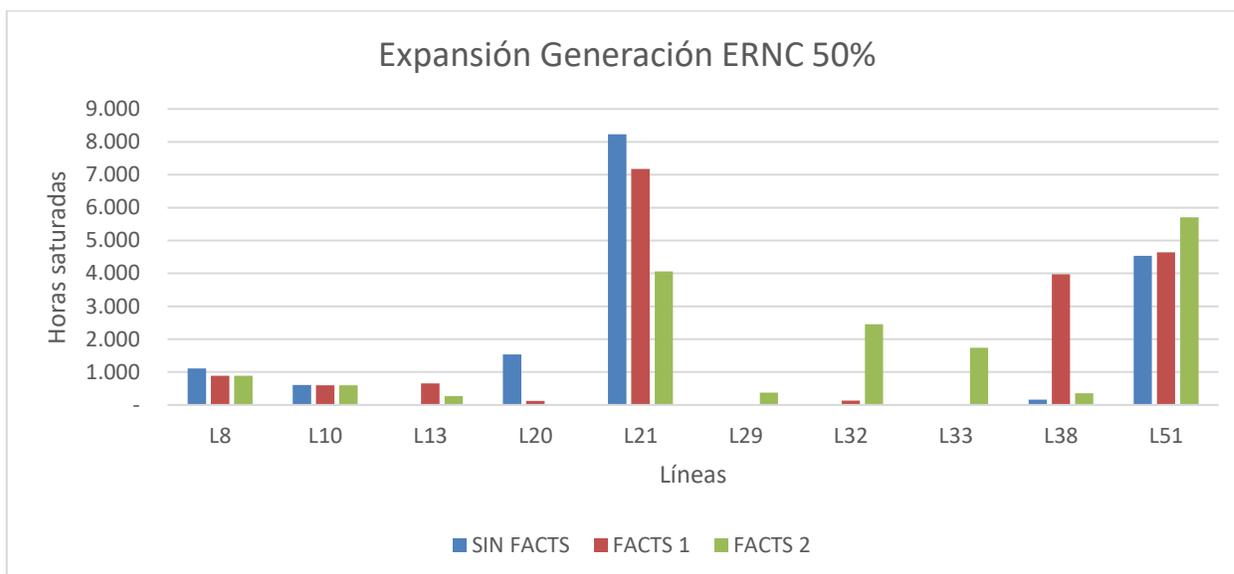


Figura 45: Cantidad de horas de líneas saturadas. Aumento generación ERNC 50%.

Se observa que las mayores saturaciones ocurren en las líneas 21 y 51. Las demás, con excepción de las líneas 8 y 20, no superan las 1000 horas de máxima capacidad en el caso Sin FACTS. Al aplicar los equipos FACTS se observa una disminución en el tiempo de saturación de la línea 21, mientras que las demás permanecen iguales o incluso con un leve aumento. Aun así, la disminución en los costos es bastante considerable, de un 3,4% y un 6,6% para los casos de implementación de FACTS 1 y FACTS 2, respectivamente.

La energía total generada por tecnología para este escenario y su diferencia con respecto al caso de no utilizar equipos FACTS se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29: Energía anual generada [GWh] capacidad solar y eólica aumentada en un 50%

	Carbón	GNL	FuelOil	Diésel	Embalse	Biomasa	Pasada	Solar	Eólica
Sin FACTS	30.384,40	23.134,93	1.053,18	17,12	6.953,44	3.313,40	17.239,26	12.070,57	7.206,85
FACTS 1	31.426,25	22.514,79	227,75	36,19	6.953,44	3.659,42	17.237,22	12.125,23	7.192,86
Diferencia	1.041,85	-620,14	-825,44	19,07	0,00	346,03	-2,05	54,66	-13,99
FACTS 2	32.624,70	21.486,35	49,66	38,81	6.953,44	3.705,09	17.238,43	12.080,98	7.195,68
Diferencia	2.240,30	-1.648,57	-1.003,53	21,69	0,00	391,69	-0,83	10,41	-11,17

De acuerdo a lo figurado en la Tabla 29, aumentando la capacidad de ambos recursos se obtiene una gran disminución del uso de centrales de alto costo como fue la tónica en los demás escenarios, lo que se ve traducido en el bajo costo total obtenido (el mínimo de todos los escenarios para los casos sin FACTS y al aplicar los FACTS fijados en etapa de operación).

La utilización de la generación solar y eólica se muestra en la Tabla 30. De aquí se observa que existe un vertimiento de casi un 4% de generación solar. Por otro lado, el vertimiento de energía

eólica es siempre menor al 0,5%. Aplicando los equipos FACTS se mantiene un uso similar al caso sin FACTS en la generación de tipo ERNC.

Tabla 30: Uso de ERNC capacidad solar y eólica aumentada en un 50%

		Solar [MWh]	Eólica [MWh]	% Solar	% Eólica
Sin FACTS	Utilizado	12.070.569	7.206.845	96,21%	99,89%
	Vertimiento	475.623	8.118	3,79%	0,11%
FACTS 1	Utilizado	12.125.228	7.192.860	96,64%	99,69%
	Vertimiento	420.964	22.103	3,36%	0,31%
FACTS 2	Utilizado	12.080.982	7.195.679	96,29%	99,73%
	Vertimiento	465.209	19.284	3,71%	0,27%

En el norte del país se concentran la mayoría de la capacidad de generación solar y parte de la eólica. Las centrales de menor costo (carbón) de esta zona no se pueden apagar debido a su prolongado tiempo de encendido/apagado, por lo que estas se deben mantener en su mínimo técnico, provocando el vertimiento del recurso el cual no puede ser utilizado ni transportado a la zona sur del sistema.

La diferencia en los niveles de vertimiento en la generación solar se puede explicar por la misma razón que para los casos de aumento de capacidad solar y eólica, es decir, se puede asociar al GAP del 2% utilizado para la simulación.

Hay que considerar que en la zona norte es donde se encuentra la mayor área de disponibilidad del recurso para ser explotado. Los equipos FACTS no logran aumentar el aprovechamiento del recurso en gran medida, pero si logran disminuir los costos de operación.

4.3. Efecto de las restricciones en el uso de ERNC

Para ilustrar el efecto que tienen las restricciones de *unit commitment* y las limitaciones de las capacidades de transferencias de las líneas en la utilización de las energías renovables, se muestra en la Tabla 32 el porcentaje del uso de la energía solar y eólica disponible para el escenario de capacidad solar aumentada en un 100% (se utiliza este caso ya que es el que tiene un mayor aumento en la capacidad instalada de ERNC de todos los escenarios estudiados y el cual presenta la mayor cantidad de vertimiento).

Se simulan las 8760 horas del año con las mismas centrales antes mencionadas. Se considera el escenario de hidrología seca sin la implementación de equipos FACTS para los primeros dos casos y con la implementación de los equipos para el caso 3 y 4.

Los casos de estudio son los siguientes:

1. Sin límite de capacidad en las líneas – Sin restricciones de *unit commitment*.
2. Sin límite de capacidad en las líneas – Con restricciones de *unit commitment*.
3. Capacidad limitada en las líneas – Sin restricciones de *unit commitment*.
4. Capacidad limitada en las líneas – Con restricciones de *unit commitment*.

Los costos operacionales asociados a estos casos y el uso de ERNC se pueden observar en las Tabla 31 y Tabla 32, respectivamente.

Tabla 31: Costos operacionales casos de restricciones en capacidad solar aumentada 100%

Caso	Costos operacionales Sin FACTS [MM USD]	Costos operacionales con FACTS [MM USD]
(1)	2.740,85	-
(2)	2.771,94	-
(3)	3.195,13	3.092,42
(4)	3.309,63	3.107,56

Como es de esperar el costo más bajo de operación ocurre en el caso 1. De la Tabla 31 se observa que lo que más aumenta el costo operacional es la inclusión de restricciones de capacidad de transferencia en las líneas y no tanto así las restricciones de *unit commitment*. Por lo tanto, el no incluir las restricciones de las centrales no perjudica en gran medida el resultado obtenido mediante simulaciones.

Tabla 32: Uso de ERNC para casos de restricciones en capacidad solar aumentada 100%

Caso	Equipos FACTS	Energía utilizada [%]		Vertimiento [%]	
		Solar	Eólica	Solar	Eólica
(1)	Sin FACTS	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%
	-	-	-	-	-
(2)	Sin FACTS	99,91%	99,90%	0,09%	0,10%
	-	-	-	-	-
(3)	Sin FACTS	96,53%	100,00%	3,47%	0,00%
	Con FACTS	97,00%	99,85%	3,00%	0,15%
(4)	Sin FACTS	85,18%	99,75%	14,82%	0,25%
	Con FACTS	87,76%	99,38%	12,24%	0,62%

De la Tabla 32 se puede ver que para el caso sin límite de transferencia y sin restricciones (caso 1) existe un 100% de uso de la energía disponible, lo que es de esperar debido a que este caso es equivalente a tener un modelo uninodal y simplemente se va utilizando la energía según una lista de orden de mérito.

Al agregar restricciones de *unit commitment* (caso 2) se puede ver que hay un pequeño porcentaje de vertimiento, el cual tiene que ver con la coordinación requerida por las restricciones de rampa y tiempos de encendido/apagado de las centrales térmicas. De todos modos, el vertimiento es muy bajo y no supera el 0,1%.

En los siguientes dos casos se tienen limitaciones en las transferencias de potencia de líneas según sus respectivas capacidades (Tabla 4). Para el caso 3, sin restricciones de *unit commitment*, se tiene un aprovechamiento casi total de la energía. Solo se observa un vertimiento de un 3,47% de la energía solar el cual se da solo por la limitada capacidad de transferencias de las líneas de la zona norte del país (zona de mayor generación solar). Se tiene generación eólica en el norte del sistema, pero dado que se le asigna un costo menor que al de la energía solar es de esperar que en caso de querer utilizar estos recursos se le dé prioridad a la energía eólica.

Finalmente agregando las restricciones, en el caso 4 se tiene una disminución considerable en el uso de las ERNC, lo que se debe a la coordinación requerida principalmente por las centrales de carbón, las que requieren, en este trabajo, al menos 40 horas de encendido/apagado. Dado que las líneas de transmisión tienen limitaciones no es posible aprovechar todo el exceso de energía que se genera por lo que se producen estos altos niveles de vertimiento.

5. Conclusiones y Trabajo futuro

5.1. Conclusiones del trabajo

La utilización de equipos FACTS, en particular los de tipo compensación en serie, permiten tener control sobre los flujos de las líneas del sistema de transmisión, optimizando el uso de este y logrando reducir el costo total operacional del sistema. La disminución que se logra depende fuertemente de la localización de los equipos, una vez fijados el número de estos. Como se observó en los resultados, el variar la ubicación de los equipos permitió un aumento porcentual de casi el doble en la disminución de costos para un mismo escenario.

El modelo simplificado del sistema eléctrico chileno utilizado para el estudio se considera como una buena aproximación, ya que, comparado con los resultados obtenidos por modelos más complejos utilizados en el Centro de Energía, se logra obtener resultados del mismo orden de magnitud (El centro de Energía proyecta costos para el año 2025 del orden de 2.800 MMUSD, y los resultados aquí obtenidos se mantienen en el orden de los 3.000-3.300 MMUSD).

Este modelo del sistema presenta una forma radial, lo que restringe de alguna manera a los equipos FACTS en serie, de los cuales se logra obtener un mayor beneficio en sistemas que sean altamente enmallados.

Al buscar la minimización del costo total del sistema lo que se intenta es aprovechar el uso de centrales de menor costo en desmedro de las más caras. Las centrales de bajo costo presentan una mayor cantidad de restricciones en su operación, por lo que requieren un alto nivel de coordinación si es que se les quiere sacar el máximo provecho posible. Los equipos FACTS permiten darle la flexibilidad necesaria al sistema, a través del manejo de los flujos de potencia, logrando coordinar de mejor manera los requerimientos de estas centrales.

Al incluir distintos escenarios de expansión de capacidad solar y eólica, se observó que los equipos FACTS solo en algunos casos permitían un aumento en la inserción de este tipo de generación, esto es principalmente por el modelo de optimización utilizado. En ningún momento se castigó el vertimiento, y lo que buscaba el modelo solo era minimizar los costos operacionales del sistema sin darle prioridad a ningún tipo de tecnología.

Esto no quiere decir que los equipos FACTS no sean un aporte en la inserción de energías renovables ya que, como se mencionó en el Capítulo 2, estos equipos cumplen otras funciones además del manejo de flujos de las líneas, como son la mejora de la estabilidad angular y de los niveles de voltaje, dos cosas importantes que no fueron consideradas en los alcances de esta memoria cuyo fin era realizar solo un estudio económico de la implementación los equipos FACTS.

Otro tema que dificulta el mayor aprovechamiento de las energías renovables es el hecho de que las centrales, en particular las de generación solar, se encuentran concentradas en la zona norte del país, la que cuenta con una capacidad de transmisión bastante limitada. Ante las saturaciones que se provocaban en las líneas, combinado con la forma radial que tiene el sistema, los equipos FACTS no lograban hacer mucho respecto a esto.

Si se quiere realizar un aumento en la capacidad instalada para aprovechar mejor el potencial de energías renovables, este debe ser acompañado de una expansión en el sistema de transmisión que, en conjunto con equipos FACTS, logre darle al sistema la capacidad y flexibilidad que se requiere para explotar de manera óptima este tipo de recurso.

Como se pudo observar en la sección 4.3 de Resultados y Análisis, el costo operacional del sistema se ve mayormente afectado por las restricciones de transmisión más que por las de *unit commitment*. Se puede rescatar de esto que realizar simulaciones sin considerar estas últimas restricciones permite obtener resultados bastante cercanos a la realidad con un consumo de recursos computacionales mucho menor.

Entre las principales dificultades que se encontraron durante la realización del trabajo fue el alto requerimiento de recursos computacionales. Modelar un periodo de tiempo tan largo y tener una gran cantidad de variables (671.414) y restricciones (877.046) hacían que el obtener resultados tardará un prolongado tiempo e incluso que en algunos casos los equipos utilizados no tuvieran la capacidad suficiente para encontrar una solución teniendo que hacer una serie de simplificaciones que se alejaban todavía más de la operación real del sistema. Aún con las simplificaciones realizadas los tiempos de resolución podían ser desde 20 horas hasta varios días dependiendo de la brecha relativa al resultado óptimo (En este trabajo se utiliza un GAP de un 2%).

5.2. Trabajo Futuro

Para obtener mejoras en los resultados y aportar aún más al tema tratado en este trabajo, se proponen las siguientes modificaciones:

- Aplicar un mayor número de escenarios para las simulaciones considerando otros tipos de expansión de ERNC además de la solar y eólica.
- Hacer un análisis de sensibilidad al ir variando la cantidad de equipos FACTS a utilizar. Observar como varían los costos, la ubicación de los equipos y la energía generada por las centrales.
- Mejorar el detalle de las restricciones de *unit commitment* y la cantidad de centrales utilizadas reduciendo las simplificaciones aquí propuestas para dar un resultado más exacto para el año de estudio.
- Ampliar el detalle del sistema de transmisión utilizado para el modelo del sistema eléctrico chileno. Esto debido a que los equipos FACTS actúan de mejor manera cuando el sistema es más enmallado. Si se aumenta el número de líneas y la cantidad de interconexiones entre las barras se podrían obtener mejores ubicaciones y resultados más interesantes.

6. Bibliografía

- [1] H. A. Jonsson, "FACTS: transmission solutions in a changing world," Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on, Perth, WA, 2000, pp. 375-380 vol.1.
- [2] Walter Brokering, Rodrigo Palma, and Luis Vargas, Ñom Lfke (El rayo domado) o Los Sistemas Elctricos de Potencia. Santiago de Chile: Prentice Hall - Pearson Education, 2008.
- [3] A. Kechroud, J. M. A. Myrzik and W. Kling, "Taking the experience from Flexible AC Transmission Systems to flexible AC distribution systems," Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International, Brighton, 2007, pp. 687-692.
- [4] R. Grnbaum and P. Andersson, "FACTS-intelligent solutions for meeting challenges in power transmission," Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (PowerAfrica), 2012 IEEE, Johannesburg, 2012, pp. 1-8.
- [5] L. R. S. Colman and P. B. Araujo, "Effects of the thyristor controlled series capacitor on the electric power system," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES, 2004, pp. 481-486.
- [6] N. Johansson, L. Angquist and H. P. Nee, "An Adaptive Controller for Power System Stability Improvement and Power Flow Control by Means of a Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, pp. 381-391, Feb. 2010.
- [7] Glanzmann, Gabriela. "FACTS flexible alternating current transmission systems.", 2005.
- [8] E. H. Watanabe, L. F. W. de Souza, F. D. de Jesus, J. E. R. Alves and A. Bianco, "GCSC - gate controlled series capacitor: a new FACTS device for series compensation of transmission lines," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES, 2004, pp. 981-986.
- [9] Weihao Hu, Chi Su, Jiakun Fang and Zhe Chen, "Comparison study of power system small signal stability improvement using SSSC and STATCOM," *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, Vienna, 2013, pp. 1998-2003.
- [10] P. Mendoza-Araya, J. Munoz Castro, J. Cotos Nolasco and R. E. Palma-Behnke, "Lab-Scale TCR-Based SVC System for Educational and DG Applications," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 3-11, Feb. 2011.
- [11] P. Rao, M. L. Crow and Z. Yang, "STATCOM control for power system voltage control applications," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 4, pp. 1311-1317, Oct 2000.

- [12] N. K. Sharma and P. P. Jagtap, "Modelling and Application of Unified Power Flow Controller (UPFC)," *Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET)*, 2010 3rd International Conference on, Goa, 2010, pp. 350-355.
- [13] M. Sahraei-Ardakani and K. W. Hedman, "A Fast LP Approach for Enhanced Utilization of Variable Impedance Based FACTS Devices," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2204-2213, May 2016.
- [14] Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe de Previsión de Demanda 2015-2030. SIC-SING. Fijación de precio Nudo Largo Plazo 2015.
- [15] DFL-4/20.018. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Energía, Santiago, Chile. Última versión: 20-Jul-2016.
- [16] Ministerio de Energía. Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.
- [17] G. A. Blanco, F. G. Olsina, O. A. Ojeda and F. F. Garces, "Transmission expansion planning under uncertainty \dot{U} The role of FACTS in providing strategic flexibility," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-8.
- [18] R. Moreno, Y. Chen and 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, Birmingham, 2015, pp. 1-6.
- [19] Francisco Latorre, 2017, "Localización óptima de equipos FACTS y líneas de transmisión para futuros escenarios de generación en el sistema eléctrico chileno".
- [20] Fico Xpress Optimization Suite. [Online]. <http://www.fico.com>.

7. Anexos

7.1. Datos operacionales de las centrales

7.1.1. Centrales térmicas

Nombre Central	Tecnología	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CV [USD/MWh]
Eq_Carbon_1_SING_Norte	Coal	Tarapaca_220	124,61	90,52	37,94
Eq_PetroleoDiesel_1_SING_Norte	FuelOil	Tarapaca_220	16,55	0,00	172,71
Eq_PetroleoDiesel_2_SING_Norte	FuelOil	Tarapaca_220	8,96	0,00	179,80
Eq_PetroleoDiesel_3_SING_Norte	FuelOil	Tarapaca_220	5,78	0,00	194,30
Eq_PetroleoDiesel_4_SING_Norte	FuelOil	Tarapaca_220	44,15	0,00	208,74
Eq_PetroleoIFO-180_1_SING_Norte	Diesel	Tarapaca_220	5,23	0,00	108,93
Eq_PetroleoIFO-180_2_SING_Norte	Diesel	Tarapaca_220	5,04	0,00	126,21
Eq_Carbon_1_SING_Centro	Coal	Crucero_220	616,00	111,80	36,83
Eq_Carbon_2_SING_Centro	Coal	Crucero_220	128,74	66,27	37,89
Eq_Carbon_3_SING_Centro	Coal	Crucero_220	207,02	98,70	42,30
Eq_Carbon_4_SING_Centro	Coal	Crucero_220	131,05	66,66	47,87
Eq_GNL_1_SING_Centro	GNL	Crucero_220	322,68	117,00	41,09
Eq_GNL_2_SING_Centro	GNL	Crucero_220	210,29	152,50	41,34
Eq_PetroleoDiesel_1_SING_Centro	FuelOil	Crucero_220	34,70	0,00	173,31
Eq_PetroleoDiesel_4_SING_Centro	FuelOil	Crucero_220	48,42	0,00	224,53
Eq_PetroleoIFO-180_1_SING_Centro	Diesel	Crucero_220	83,58	0,00	110,28
Eq_PetroleoIFO-180_2_SING_Centro	Diesel	Crucero_220	65,08	0,00	127,01
CenNoracid_SING_Centro	Biomass	Crucero_220	15,86	0,00	1,98
Kelar	GNL	Crucero_220	469,89	0,00	95,23
CerroPabellon	Geotermal	Crucero_220	45,98	0,00	2,00
IEMejillones	Coal	Crucero_220	318,75	59,70	40,86
Cochrane1	Coal	Encuentro_220	210,69	75,94	41,30
Cochrane2	Coal	Encuentro_220	211,30	75,94	41,30
Eq_Carbon_1_SING_Sur	Coal	Atacama_220	405,85	83,80	46,49
Eq_PetroleoDiesel_1_SING_Sur	FuelOil	Atacama_220	617,27	0,00	133,92
Eq_PetroleoDiesel_3_SING_Sur	FuelOil	Atacama_220	2,67	0,00	185,21
Eq_PetroleoDiesel_4_SING_Sur	FuelOil	Atacama_220	2,49	0,00	218,61
Eq_PetroleoIFO-180_1_SING_Sur	Diesel	Atacama_220	6,21	0,00	147,04
Eq_PetroleoIFO-180_2_SING_Sur	Diesel	Atacama_220	25,40	0,00	173,83
EqCC_CC1y2GNL_SING_Sur	GNL	Atacama_220	617,01	213,50	108,68
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_CentroNorte	FuelOil	Cardones_220	216,07	0,00	179,62
Eq_PetroleoDiesel_2_SIC_CentroNorte	FuelOil	Cardones_220	12,70	0,00	189,73
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_CentroNorte	FuelOil	Cardones_220	74,18	0,00	232,27

Eq_PetroleoIFO-180_1_SIC_CentroNorte	FuelOil	Cardones_220	15,71	0,00	134,60
Eq_PetroleoIFO-180_2_SIC_CentroNorte	FuelOil	Cardones_220	36,31	0,00	239,23
CTM3_SIC	GNL	Cardones_220	236,98	150,00	41,34
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_Norte	FuelOil	Diego_de_Almagro_220	204,42	0,00	180,75
Eq_PetroleoDiesel_2_SIC_Norte	FuelOil	Diego_de_Almagro_220	50,00	0,00	248,60
Eq_PetroleoDiesel_3_SIC_Norte	FuelOil	Diego_de_Almagro_220	51,31	0,00	294,72
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_Norte	FuelOil	Diego_de_Almagro_220	63,26	0,00	328,03
Eq_Carbon_1_SIC_CentroNorte	Coal	Maitencillo_220	128,34	56,40	33,80
Eq_Carbon_3_SIC_CentroNorte	Coal	Maitencillo_220	130,12	67,70	36,77
Eq_Carbon_4_SIC_CentroNorte	Coal	Maitencillo_220	267,53	68,60	37,55
Guacolda05	Coal	Maitencillo_220	127,13	51,90	42,95
DonaCarmen	FuelOil	Los_Vilos_220	43,85	0,00	278,10
Eq_Carbon_1_SIC_Centro	Coal	Nogales_220	459,62	110,00	42,53
Eq_Carbon_4_SIC_Centro	Coal	Nogales_220	296,21	60,00	45,54
Eq_Biomasa_1_SIC_Centro	Biomass	Nogales_220	32,57	0,00	16,37
Eq_Biomasa_9_SIC_Centro	Biomass	Nogales_220	13,34	0,00	53,36
Eq_GNL_2_SIC_Centro	GNL	Quillota_220	702,54	245,00	73,60
Eq_GNL_3_SIC_Centro	GNL	Quillota_220	18,94	0,00	106,44
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_Centro	FuelOil	Quillota_220	1276,23	0,00	139,75
Eq_PetroleoDiesel_2_SIC_Centro	FuelOil	Quillota_220	551,92	0,00	210,12
Eq_QuinteroCA_Diesel_SIC_Centro	FuelOil	Quillota_220	0,01	0,00	160,44
EqCC_Nehuenco_GNL_SIC_Centro	GNL	Quillota_220	707,37	252,10	63,09
EqCC_Taltal_GNL_SIC_Centro	GNL	Quillota_220	330,76	144,00	93,86
EqCC_QuinteroCA_GNL_SIC_Centro	GNL	Quillota_220	244,02	65,00	101,56
Eq_PetroleoDiesel_3_SIC_Centro	FuelOil	Cerro_Navia_220	28,45	0,00	285,28
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_Centro	FuelOil	Cerro_Navia_220	17,17	0,00	396,48
EqCC_NuevaRencaGNL_SIC_Centro	GNL	Cerro_Navia_220	322,91	158,00	70,61
CMPCTissue	GNL	Alto_Jahuel_220	4,61	0,00	141,36
Cordillera	GNL	Alto_Jahuel_220	46,07	4,00	141,36
Eq_Biomasa_1_SIC_CentroSurA	Biomass	Ancoa_220	5,60	0,00	16,00
Eq_Biomasa_7_SIC_CentroSurA	Biomass	Ancoa_220	9,33	0,00	38,00
Eq_Biomasa_9_SIC_CentroSurA	Biomass	Ancoa_220	5,60	0,00	45,00
Eq_BiomOtros-LicorNegro_1_SIC_CentroSurA	Biomass	Ancoa_220	7,57	0,00	89,53
Eq_Biomasa-LicorNegro_1_SIC_CentroSurA	Biomass	Ancoa_220	5,63	0,00	10,50
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_CentroSurA	FuelOil	Ancoa_220	57,24	0,00	184,56
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_CentroSurA	FuelOil	Ancoa_220	13,70	0,00	240,27
Eq_PetroleoIFO-180_1_SIC_CentroSurA	FuelOil	Ancoa_220	12,57	0,00	115,37

Eq_Biomasa_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	33,59	0,00	42,54
Eq_Biomasa_2_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	24,58	0,00	38,52
Eq_Biomasa_3_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	27,55	0,00	52,65
Eq_Biomasa_9_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	10,03	4,00	152,20
Eq_DesechosForestales_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	3,65	0,40	0,00
Eq_DesechosForestales_2_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	7,49	4,00	54,97
Eq_BiomOtros-PetroleoN6_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	19,32	4,00	34,29
Eq_BiomOtros-PetroleoN6_2_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	10,22	4,00	59,77
Eq_BiomOtros-PetroleoN6_4_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	9,85	4,00	130,24
Eq_BiomOtros-PetroleoN6_5_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	3,75	0,00	189,13
Eq_LicorNegro_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	34,70	4,00	0,00
Eq_Petcoke_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	50,83	4,00	3,90
Eq_PetroleoN6_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	9,38	2,00	131,90
Eq_Biomasa-LicorNegro_1_SIC_CentroSurC	Biomass	Charrua_220	36,58	4,00	102,79
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_CentroSurC	FuelOil	Charrua_220	268,71	0,00	170,60
Eq_PetroleoDiesel_3_SIC_CentroSurC	FuelOil	Charrua_220	69,79	0,00	285,01
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_CentroSurC	FuelOil	Charrua_220	148,77	0,00	358,35
LosGuindos	FuelOil	Charrua_220	123,92	0,00	278,10
El Avellano	GNL	Charrua_220	2,98	0,00	115,00
Eq_Biomasa_1_SIC_Sur	Biomass	Valdivia_220	12,12	0,00	50,83
Eq_Biomasa_4_SIC_Sur	Biomass	Valdivia_220	20,52	0,00	60,05
Eq_Biomasa_5_SIC_Sur	Biomass	Valdivia_220	8,39	0,00	62,53
Eq_Biomasa_9_SIC_Sur	Biomass	Valdivia_220	3,73	0,00	73,09
Eq_BiomOtros-LicorNegro_1_SIC_Sur	Biomass	Valdivia_220	57,69	0,00	64,16
Eq_PetroleoDiesel_1_SIC_Sur	FuelOil	Valdivia_220	85,87	0,00	182,37
Eq_PetroleoDiesel_2_SIC_Sur	FuelOil	Valdivia_220	21,01	0,00	194,51
Eq_PetroleoDiesel_3_SIC_Sur	FuelOil	Valdivia_220	32,89	0,00	213,84
Eq_PetroleoDiesel_4_SIC_Sur	FuelOil	Valdivia_220	101,86	0,00	204,28
Eq_Carbon_1_SIC_CentroSurC	Coal	Hualpen_220	300,48	100,00	38,64
Eq_Carbon_4_SIC_CentroSurC	Coal	Lagunillas_220	422,38	211,90	50,42

7.1.2. Centrales hidráulicas de pasada

Nombre Central	Barra	Rendimiento [MW/m3/s]	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CV [USD/MWh]
CenPas_SING_Norte	Lagunas_220	1,9	14,44	0,00	0,00
Eq_MiniHidro_SIC CentroNorte	Pan_de_Azucar_220	1,9	33,40	0,00	0,00

Eq_MiniHidro_SIC_Centro	Alto_Jahuel_220	1,9	47,89	0,00	0,00
Eq_Pasada_SIC_Centro	Alto_Jahuel_220	1,9	778,73	0,00	0,00
LasLajas	Alto_Jahuel_220	1,9	267,00	0,00	0,00
Alfalfal2	Alto_Jahuel_220	1,9	264,00	0,00	0,00
Eq_Pasada_SIC_CentroSurA	Ancoa_220	1,9	25,00	0,00	0,00
Eq_MiniHidro_SIC_CentroSurA	Ancoa_220	1,9	57,41	0,00	0,00
RioColorado	Ancoa_220	1,9	15,00	0,00	0,00
Ancoa	Ancoa_220	1,9	27,00	0,00	0,00
LaMina	Ancoa_220	1,9	34,00	0,00	0,00
Nuble	Ancoa_220	1,9	136,00	0,00	0,00
LosCondores	Ancoa_220	1,9	150,00	0,00	0,00
Hidroelectrica VII Region 02	Ancoa_220	1,9	20,00	0,00	0,00
Hidroelectrica VII Region 03	Ancoa_220	1,9	20,00	0,00	0,00
Eq_Pasada_SIC_Centro Tinguiririca	Tinguiririca_220	1,9	318,20	0,00	0,00
Curillinque	Itahue_220	1,9	89,00	0,00	0,00
Isla	Itahue_220	1,9	68,00	0,00	0,00
LomaAlta	Itahue_220	1,9	38,00	0,00	0,00
SanIgnacio	Itahue_220	1,9	37,00	0,00	0,00
ElPaso	Itahue_220	1,9	60,00	0,00	0,00
LaMontana01	Itahue_220	1,9	3,00	0,00	0,00
Abanico	Charrua_220	1,9	136,00	0,00	0,00
Antuco	Charrua_220	1,6	320,00	0,00	0,00
Palmucho	Charrua_220	1,9	32,00	0,00	0,00
Quilleco	Charrua_220	1,9	70,00	0,00	0,00
Rucue	Charrua_220	1,9	169,00	0,00	0,00
Angostura	Charrua_220	1,9	316,00	0,00	0,00
Eq_Pasada_SIC_CentroSurC	Charrua_220	1,9	126,00	0,00	0,00
Eq_MiniHidro_SIC_CentroSurC	Charrua_220	1,9	8,09	0,00	0,00
Picoiquen_Itata	Charrua_220	1,9	39,20	0,00	0,00
Carilafquen_Malalcahuello	Temuco_220	1,9	29,00	0,00	0,00
LasNieves	Temuco_220	1,9	6,50	0,00	0,00
SanPedro	Los_Ciruelos_220	1,9	170,00	0,00	0,00
Panguipulli	Valdivia_220	1,9	0,30	0,00	0,00
Eq_Pasada_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	1,9	178,00	0,00	0,00
Eq_MiniHidro_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	1,9	114,58	0,00	0,00
Chiburgo	Colbun_220	1,9	19,40	0,00	0,00
Machicura	Colbun_220	0,31	97,00	0,00	0,00

7.1.3. Centrales hidráulicas de embalse

Nombre Central	Barra	Rendimiento [MW/m3/s]	Volumen mínimo [hm3]	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CV [USD/MWh]
Rapel	Rapel_220	0,611	272,3	350,00	0,00	0,00
Pehuenche	Ancoa_220	1,74	106,6	457,46	0,00	0,00
Cipreses	Itahue_220	2,601	4,7	105,00	0,00	0,00
ElToro	Charrua_220	4,537	431	367,61	0,00	0,00
Ralco	Charrua_220	1,437	409,4	539,15	0,00	0,00
Pangue	Charrua_220	0,81	30,8	472,00	0,00	0,00
Canutillar	Puerto_Montt_220	1,895	89,9	169,00	0,00	0,00
Colbun	Colbun_220	1,231	381,6	375,77	0,00	0,00

7.1.4. Centrales de generación solar

Nombre Central	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CV [USD/MWh]
Arica Solar 1_E1	Tarapaca_220	18,00	0,00	7,70
Arica Solar 1_E2	Tarapaca_220	22,00	0,00	7,70
Eq_Solar_1_SING_Norte	Lagunas_220	24,90	0,00	7,70
PMGDPica I	Lagunas_220	0,60	0,00	7,70
PampaCamarones	Lagunas_220	6,00	0,00	7,70
Huatacondo	Lagunas_220	98,00	0,00	7,70
Eq_Solar_1_SING_Centro	Crucero_220	72,00	0,00	7,70
SanPedrol	Crucero_220	17,00	0,00	7,70
Jama	Crucero_220	30,00	0,00	7,70
SanPedroIV	Crucero_220	24,00	0,00	7,70
Salin	Crucero_220	30,00	0,00	7,70
Jamall	Crucero_220	22,50	0,00	7,70
Paruma	Crucero_220	21,40	0,00	7,70
Pular	Crucero_220	28,90	0,00	7,70
Lascar	Crucero_220	30,00	0,00	7,70
LascarII	Crucero_220	34,60	0,00	7,70
Quillagua I	Crucero_220	23,00	0,00	7,70
Quillagua II	Crucero_220	27,00	0,00	7,70
Usya	Crucero_220	25,00	0,00	7,70
Quillagua III	Crucero_220	50,00	0,00	7,70
FinisTerrael	Encuentro_220	69,00	0,00	7,70
Atacama I	Encuentro_220	100,00	0,00	7,70
Bolero I	Encuentro_220	42,00	0,00	7,70
Bolero II	Encuentro_220	42,00	0,00	7,70
Bolero III	Encuentro_220	21,00	0,00	7,70
Uribe Solar	Encuentro_220	50,00	0,00	7,70

Blue Sky 1	Encuentro_220	34,00	0,00	7,70
Blue Sky 2	Encuentro_220	51,60	0,00	7,70
Bolero IV	Encuentro_220	41,00	0,00	7,70
PVCerroDominador	Encuentro_220	100,00	0,00	7,70
CerroDominador	Encuentro_220	110,00	0,00	7,70
AndesSolar	Atacama_220	21,00	0,00	7,70
Eq_Solar_1_SIC_CentroNorte	Cardones_220	93,00	0,00	7,70
Luz del Norte Etapa I	Cardones_220	36,00	0,00	7,70
Luz del Norte Etapa II	Cardones_220	38,00	0,00	7,70
Luz del Norte Etapa III	Cardones_220	36,00	0,00	7,70
Luz del Norte Etapa IV	Cardones_220	31,00	0,00	7,70
Solar Carrera Pinto 01	Cardones_220	20,00	0,00	7,70
Solar Carrera Pinto 02	Cardones_220	77,00	0,00	7,70
Los Loros	Cardones_220	50,00	0,00	7,70
Valleland	Cardones_220	67,40	0,00	7,70
Eq_Solar_1_SIC_Norte	Diego_de_Almagro_220	244,00	0,00	7,70
Lalackama Etapa II	Diego_de_Almagro_220	16,30	0,00	7,70
El Pilar Los Amarillos	Diego_de_Almagro_220	3,00	0,00	7,70
Conejo Etapa I	Diego_de_Almagro_220	104,50	0,00	7,70
Pampa Solar Norte	Diego_de_Almagro_220	69,00	0,00	7,70
Chaka 01	Diego_de_Almagro_220	23,00	0,00	7,70
Chaka 02	Diego_de_Almagro_220	27,00	0,00	7,70
Guanaco Solar	Diego_de_Almagro_220	50,00	0,00	7,70
Malgarida	Diego_de_Almagro_220	28,00	0,00	7,70
Abasol	Maitencillo_220	61,50	0,00	7,70
El Romero	Maitencillo_220	196,00	0,00	7,70
Divisadero	Maitencillo_220	65,00	0,00	7,70
Pelicano	Maitencillo_220	100,00	0,00	7,70
Valle Solar	Maitencillo_220	74,00	0,00	7,70
Lagunilla	Pan_de_Azucar_220	3,00	0,00	7,70
La Silla	Pan_de_Azucar_220	1,90	0,00	7,70
Eq_Solar_1_SIC_Centro	Los_Vilos_220	4,00	0,00	7,70
Chuchini	Los_Vilos_220	2,88	0,00	7,70
Santa Julia	Quillota_220	3,00	0,00	7,70
Quilapilun	Polpaico_220	103,20	0,00	7,70
PFV Olmue	Polpaico_220	144,00	0,00	7,70
FinisTerraell	Puerto_Montt_220	69,00	0,00	7,70

7.1.5. Centrales de generación eólica

Nombre Central	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CV [USD/MWh]
Eq_Eolica_1_SING_Centro	Crucero_220	88,90	0,00	6,00
Eólico SING I	Crucero_220	200,00	0,00	6,00
Sierra Gorda	Encuentro_220	112,00	0,00	6,00
Eq_Eolica_1_SIC_Norte	Diego_de_Almagro_220	99,00	0,00	6,00
Cabo Leones I	Maitencillo_220	115,50	0,00	6,00
Eq_Eolica_1_SIC_CentroNorte	Pan_de_Azucar_220	598,15	0,00	6,00
San Juan	Pan_de_Azucar_220	184,80	0,00	6,00
Eq_Eolica_1_SIC_Centro	Los_Vilos_220	18,20	0,00	6,00
Eq_Eolica_1_SIC_CentroSurC	Charrua_220	43,20	0,00	6,00
LosBuenosAires	Charrua_220	24,00	0,00	6,00
La Esperanza	Charrua_220	10,50	0,00	6,00
Renaico	Temuco_220	88,00	0,00	6,00
Eq_Eolica_1_SIC_Sur	Puerto_Montt_220	36,00	0,00	6,00
San Pedro II	Puerto_Montt_220	65,00	0,00	6,00
Las Peñas	Hualpen_220	8,40	0,00	6,00

7.2. Ubicación equipos FACTS

Se muestran las líneas que tienen implementados equipos FACTS, el número de la línea es según la numeración de la Tabla 3.

Planificación de transmisión	Líneas con FACTS
Caso general	[13 - 15 - 21 - 23 - 29 - 38]

Caso Base	Líneas con FACTS
Hidrología 1	[20 - 21 - 26 - 51 - 53 - 54]
Hidrología 2	[8 - 11 - 20 - 30 - 51 - 53]
Hidrología 3	[18 - 21 - 30 - 51 - 53 - 54]

Escenarios	Líneas con FACTS
Solar +50	[21 - 23 - 30 - 49 - 50 - 51]
Solar +100	[15 - 20 - 23 - 47 - 51 - 53]
Eólica +50	[21 - 26 - 51 - 52 - 53 - 54]
Eólica +100	[18 - 21 - 26 - 51 - 53 - 54]
ERNC +50	[20 - 23 - 30 - 32 - 50 - 51]

7.3. Total de horas líneas saturadas

7.3.1. Caso base: Hidrología seca

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L8	777	734	656
L13	-	651	8
L20	1.550	296	88
L21	7.895	7.658	7.072
L26	84	2	131
L32	38	161	13
L38	202	8.382	423
L42	11	12	14
L44	11	12	14
L51	4.780	4.592	1.943
Total	15.348	22.500	10.362

7.3.2. Caso base: Hidrología media

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L6	1	-	4
L8	1.308	1.033	5.560
L13	-	560	1
L20	1.281	2	-
L21	8.716	8.191	4.158
L26	84	104	-
L29	608	1.016	312
L30	-	-	137
L32	182	796	5
L33	-	-	1.814
L38	10	6.339	379
L42	19	13	5
L44	19	13	5
L51	2.568	1.753	1.534
Total	14.796	19.820	13.914

7.3.3. Caso base: Hidrología húmeda

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L6	4	4	-
L8	1.711	1.953	1.228
L13	-	323	1
L20	139	2	-
L21	8.183	7.301	4.472
L26	305	795	21
L29	20	61	11
L30	-	-	8
L32	291	408	68
L33	-	-	1.215
L38	48	2.019	238
L42	128	72	49
L44	128	72	49
L48	15	-	-
L51	1.416	1.482	954
L52	289	70	53
Total	12.677	14.562	8.367

7.3.4. Expansión de capacidad solar 50%

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L8	743	761	752
L10	436	437	437
L13	-	719	356
L20	1.447	216	-
L21	7.898	7.691	7.290
L26	57	1	10
L30	-	-	2
L32	24	138	-
L33	-	-	3.091
L38	203	8.152	358
L42	42	30	30
L44	42	30	30
L51	4.614	4.665	4.297
Total	15.506	22.840	16.653

7.3.5. Expansión de capacidad solar 100%

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L8	931	677	684
L10	2.500	2.272	2.481
L13	-	924	375
L20	1.350	204	-
L21	7.919	6.800	4.696
L26	49	-	23
L29	-	-	1
L32	32	116	25
L38	204	4.027	351
L42	73	44	47
L44	73	44	47
L48	63	-	1
L51	4.571	4.717	4.590
L52	4	1	-
Total	17.769	19.826	13.321

7.3.6. Expansión de capacidad eólica 50%

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L6	2	-	-
L8	1.063	874	816
L13	-	563	4
L20	1.668	136	3
L21	8.237	7.262	6.097
L26	99	4	42
L29	-	1	1
L32	33	165	47
L38	146	4.089	399
L42	83	75	92
L44	83	75	92
L51	4.748	4.503	2.931
L54	-	-	1
Total	16.162	17.747	10.525

7.3.7. Expansión de capacidad eólica 100%

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L6	7	2	1
L8	2.266	1.524	1.119
L13	-	610	23
L15	-	3	-
L20	1.685	103	1
L21	8.398	7.870	6.034
L26	105	9	40
L29	-	1	8
L32	32	139	22
L38	97	3.864	440
L42	179	162	161
L44	179	162	161
L51	4.707	4.373	3.499
L54	-	-	3
Total	17.655	18.822	11.512

7.3.8. Expansión de capacidad ERNC 50%

Líneas	Horas saturadas SIN FACTS	Horas saturadas con FACTS 1	Horas saturadas con FACTS 2
L6	-	1	2
L8	1.112	890	883
L10	608	601	602
L13	-	654	273
L20	1.537	122	-
L21	8.227	7.180	4.059
L26	68	7	44
L29	-	1	374
L32	22	136	2.453
L33	-	-	1.736
L38	162	3.971	358
L42	106	91	101
L44	106	91	101
L48	34	-	-
L51	4.539	4.645	5.705
L52	1	-	1
L54	-	-	1
Total	16.522	18.390	16.694

7.4. Energía generada [MWh] por barra

La numeración de las barras se hace según lo indicado en la Tabla 3.

7.4.1. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología seca

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.020.387	-	4.122	-	-	-	-	108.503	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	351.659	-
3	10.442.217	4.341.797	51.072	541.762	-	-	-	1.182.278	864.469
4	2.731.494	-	-	-	-	-	-	1.792.983	335.135
5	2.387.174	76.463	-	-	21.195	-	-	56.899	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.774.105	-	-	1.236	-	-	1.217.711	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	5.288.852	-	-	-	-	-	-	1.348.336	379.947
10	-	-	-	-	-	90.426	-	11.590	2.178.480
11	-	-	-	-	13	-	-	16.273	50.610
12	6.593.998	-	-	399.273	-	-	-	-	-
13	-	15.879.663	-	-	1.044.412	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.631.048	-	-	34.634	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	149.875	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	257.930	35.886	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.944	-	1.872.180	-	8.359.020	3.787.176	-	190.787
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	216.086
25	-	-	-	-	-	298.562	-	-	-
26	-	-	-	570.336	4	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	150.994	247.981
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.591.026	-	-	-	-	-	-	-	20.618
31	3.258.739	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.046.896	-	4.640	-	-	-	-	108.555	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	351.659	-
3	10.733.935	4.459.976	58.624	541.762	-	-	-	1.181.946	864.469
4	2.771.355	-	-	-	-	-	-	1.793.677	335.135
5	2.435.357	79.759	-	-	20.511	-	-	56.833	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.810.599	-	-	2.881	-	-	1.217.686	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	5.361.875	-	-	-	-	-	-	1.348.047	379.947
10	-	-	-	-	-	90.426	-	11.576	2.178.354
11	-	-	-	-	164	-	-	11.844	46.770
12	6.621.007	-	-	401.807	-	-	-	-	-
13	-	15.288.210	-	-	379.579	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.660.475	-	-	6	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	133.146	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	271.090	39.855	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	9.177	-	1.984.914	-	8.359.020	3.787.176	-	190.829
24	-	-	-	-	-	309.512	-	-	215.870
25	-	-	-	-	-	298.320	-	-	-
26	-	-	-	675.883	1.696	2.624	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.540	739.749	150.793	247.914
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.615.285	-	-	-	-	-	-	-	20.630
31	3.606.528	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.045.519	-	5.263	-	-	-	-	108.459	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	351.659	-
3	10.869.932	4.622.699	74.169	541.762	-	-	-	1.181.073	864.469
4	2.781.387	-	-	-	-	-	-	1.793.316	335.135
5	2.517.591	153.882	-	-	3.924	-	-	56.495	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.984.264	-	-	1.635	-	-	1.216.518	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.532.277	325.669
9	5.577.283	-	-	-	-	-	-	1.347.675	379.947
10	-	-	-	-	-	90.362	-	11.173	2.175.545
11	-	-	-	-	48	-	-	9.871	47.911
12	6.621.092	-	-	401.919	-	-	-	-	-
13	-	14.648.916	-	-	90.297	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.749.843	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	1.128	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	276.876	33.252	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	7.837	-	1.985.196	-	8.359.020	3.787.176	-	190.829
24	-	-	-	-	-	309.139	-	-	215.577
25	-	-	-	-	-	297.821	-	-	-
26	-	-	-	792.359	888	2.625	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.549	739.749	150.439	247.919
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.604.737	-	-	-	-	-	-	-	20.619
31	3.633.666	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.2. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología media

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.018.706	-	-	-	2	-	-	107.784	-
2	-	-	-	-	-	91.807	-	351.218	-
3	9.773.718	3.807.792	-	541.762	13	-	-	1.181.554	864.469
4	2.731.059	-	-	-	-	-	-	1.789.744	335.135
5	1.867.363	-	-	-	2.285	-	-	56.547	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.771.419	-	-	24	-	-	1.217.711	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	5.215.173	-	-	-	-	-	-	1.348.336	379.947
10	-	-	-	-	-	91.807	-	11.589	2.178.451
11	-	-	-	-	25	-	-	16.273	50.532
12	6.598.998	-	-	394.031	-	-	-	-	-
13	-	15.609.287	-	-	1.023.352	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	147.785	-	-
17	-	2.450.184	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	69.165	-	-	-	2.159.837	-	-	-
20	-	-	-	231.457	136	1.929.606	3.355.208	-	-
21	-	-	-	-	-	818.700	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.282.647	919.800	-	-
23	-	-	-	1.458.896	-	9.626.882	4.205.083	-	190.794
24	-	-	-	-	-	307.842	-	-	216.086
25	-	-	-	-	-	303.289	-	-	-
26	-	-	-	21.550	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.424.779	330.889	151.019	247.996
29	-	-	-	-	-	244.651	601.199	-	-
30	2.542.126	-	-	-	-	-	-	-	20.600
31	2.233.135	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.041.394	-	-	-	19	-	-	108.538	-
2	-	-	-	-	-	91.807	-	351.229	-
3	10.252.026	3.862.190	-	541.762	3	-	-	1.181.213	864.469
4	2.776.548	-	-	-	-	-	-	1.793.330	335.135
5	2.108.908	-	-	-	3.348	-	-	56.808	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.790.467	-	-	151	-	-	1.217.542	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	5.212.369	-	-	-	-	-	-	1.347.143	379.947
10	-	-	-	-	-	91.747	-	11.425	2.176.451
11	-	-	-	-	1.391	-	-	9.689	41.303
12	6.620.975	-	-	401.606	-	-	-	-	-
13	-	14.103.765	-	-	183.091	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	147.785	-	-
17	-	2.364.403	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	9.087	-	-	-	2.159.837	-	-	-
20	-	-	-	229.223	126	1.929.606	3.355.208	-	-
21	-	-	-	-	-	819.006	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.282.647	919.800	-	-
23	-	30	-	1.754.760	-	9.626.882	4.205.083	-	190.829
24	-	-	-	-	-	307.747	-	-	215.986
25	-	-	-	-	-	303.137	-	-	-
26	-	-	-	251.837	-	2.622	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.424.685	330.889	150.794	247.404
29	-	-	-	-	-	244.651	601.199	-	-
30	2.594.168	-	-	-	-	-	-	-	20.615
31	3.274.046	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.043.170	-	-	-	-	-	-	108.250	-
2	-	-	-	-	-	91.807	-	350.443	-
3	10.575.888	4.009.258	-	541.762	-	-	-	1.180.093	864.469
4	2.797.292	-	-	-	-	-	-	1.793.195	335.135
5	2.246.062	-	-	-	-	-	-	56.235	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.899.415	-	-	336	-	-	1.217.365	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.295	325.669
9	5.509.436	-	-	-	-	-	-	1.348.257	379.947
10	-	-	-	-	-	91.807	-	11.388	2.176.375
11	-	-	-	-	2.711	-	-	9.991	46.287
12	6.621.092	-	-	401.794	-	-	-	-	-
13	-	12.525.949	-	-	8.108	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	147.785	-	-
17	-	2.584.745	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	2.296	-	-	-	2.159.837	-	-	-
20	-	-	-	258.720	450	1.929.606	3.355.208	-	-
21	-	-	-	-	-	822.556	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.282.647	919.800	-	-
23	-	92	-	1.842.734	-	9.626.882	4.205.083	-	190.829
24	-	-	-	-	-	307.499	-	-	215.566
25	-	-	-	-	-	302.954	-	-	-
26	-	-	-	706.067	-	2.619	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.424.356	330.889	149.096	247.233
29	-	-	-	-	-	244.651	601.199	-	-
30	2.528.432	-	-	-	-	-	-	-	20.075
31	3.269.178	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.3. Energía anual generada [MWh] caso base: Hidrología húmeda

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.005.865	-	-	-	-	-	-	108.589	-
2	-	-	-	-	-	79.996	-	351.634	-
3	9.192.656	3.367.987	-	541.762	-	-	-	1.181.949	864.469
4	2.353.806	-	-	-	-	-	-	1.793.868	335.135
5	1.472.385	-	-	-	832	-	-	57.009	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.619.967	-	-	-	-	-	1.217.711	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	5.039.648	-	-	-	-	-	-	1.348.336	379.947
10	-	-	-	-	-	79.996	-	11.590	2.178.480
11	-	-	-	-	-	-	-	16.273	50.640
12	6.620.115	-	-	401.353	-	-	-	-	-
13	-	15.657.091	-	-	576.419	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	1.383.307	-	-
17	-	2.510.066	-	-	6	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	40.470	-	-	-	2.280.466	-	-	-
20	-	-	-	227.732	-	2.105.770	2.314.003	-	-
21	-	-	-	-	-	642.364	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.162.136	791.271	-	-
23	-	-	-	1.299.874	-	9.376.871	6.598.423	-	190.737
24	-	-	-	-	-	308.672	-	-	215.989
25	-	-	-	-	-	310.087	-	-	-
26	-	-	-	191.782	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.657.976	983.324	150.847	247.971
29	-	-	-	-	-	235.262	352.232	-	-
30	2.087.801	-	-	-	-	-	-	-	20.622
31	2.327.684	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.028.524	-	-	-	91	-	-	108.598	-
2	-	-	-	-	-	79.996	-	351.590	-
3	9.747.622	3.777.368	2.633	541.762	-	-	-	1.182.319	864.469
4	2.553.457	-	-	-	-	-	-	1.793.793	335.135
5	1.496.667	-	-	-	19.716	-	-	57.026	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.697.135	-	-	35	-	-	1.217.692	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	325.669
9	4.914.049	-	-	-	-	-	-	1.347.597	379.947
10	-	-	-	-	-	79.967	-	11.106	2.173.864
11	-	-	-	-	1.732	-	-	12.647	46.187
12	6.620.651	-	-	401.165	-	-	-	-	-
13	-	14.143.888	-	-	107.971	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.649	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	1.383.307	-	-
17	-	2.368.184	-	-	9	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	29.963	-	-	-	2.280.466	-	-	-
20	-	-	-	239.345	12.840	2.105.770	2.314.003	-	-
21	-	-	-	-	-	642.346	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.162.057	791.271	-	-
23	-	533	-	1.599.387	-	9.376.871	6.598.423	-	190.829
24	-	-	-	-	-	308.527	-	-	215.832
25	-	-	-	-	-	309.556	-	-	-
26	-	-	-	250.075	495	2.627	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.657.916	983.324	150.868	247.949
29	-	-	-	-	-	235.262	352.232	-	-
30	2.283.657	-	-	-	-	-	-	-	20.625
31	2.710.974	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.032.241	-	-	-	91	-	-	108.239	-
2	-	-	-	-	-	79.996	-	351.149	-
3	10.094.277	3.949.085	-	541.762	-	-	-	1.182.164	864.469
4	2.656.153	-	-	-	-	-	-	1.793.318	335.135
5	1.875.074	-	-	-	7.475	-	-	57.026	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.836.795	-	-	253	-	-	1.216.640	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.716	325.669
9	5.028.328	-	-	-	-	-	-	1.347.493	379.947
10	-	-	-	-	-	79.986	-	11.461	2.177.334
11	-	-	-	-	174	-	-	10.348	47.211
12	6.621.058	-	-	402.126	-	-	-	-	-
13	-	12.170.668	-	-	9.839	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	1.383.307	-	-
17	-	2.352.207	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	90	-	-	-	2.280.466	-	-	-
20	-	-	-	256.286	132	2.105.770	2.314.003	-	-
21	-	-	-	-	-	642.343	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.162.100	791.271	-	-
23	-	18	-	1.887.244	9	9.376.871	6.598.423	-	190.829
24	-	-	-	-	-	308.571	-	-	215.881
25	-	-	-	-	-	309.716	-	-	-
26	-	-	-	513.332	338	2.626	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.657.919	983.324	150.373	247.931
29	-	-	-	-	-	235.262	352.232	-	-
30	2.235.483	-	-	-	-	-	-	-	20.311
31	3.079.996	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.4. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad solar 50%

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	971.033	-	2.802	-	-	-	-	131.842	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	518.228	-
3	8.701.223	3.689.356	53.926	541.762	-	-	-	1.646.446	864.469
4	2.674.902	-	-	-	-	-	-	2.613.629	335.135
5	2.316.034	53.153	-	-	5.016	-	-	68.410	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.445.544	-	-	216	-	-	1.826.466	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.287.438	325.669
9	4.489.917	-	-	-	-	-	-	2.021.810	379.947
10	-	-	-	-	-	90.426	-	17.381	2.178.366
11	-	-	-	-	75	-	-	24.403	50.462
12	6.593.765	-	-	398.159	-	-	-	-	-
13	-	15.892.901	-	-	1.016.840	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.603.366	-	-	9.619	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	140.354	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	252.794	33.756	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.826	-	1.828.847	-	8.359.020	3.787.176	-	189.987
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	214.847
25	-	-	-	-	-	298.547	-	-	-
26	-	-	-	575.343	24	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	220.455	246.732
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.544.256	-	-	-	-	-	-	-	20.531
31	3.268.322	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ **Con implementación de FACTS 1**

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	980.271	-	4.572	-	-	-	-	151.106	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	525.357	-
3	8.981.078	3.904.329	57.356	541.762	-	-	-	1.743.019	864.469
4	2.682.293	-	-	-	-	-	-	2.595.482	335.135
5	2.356.505	72.136	-	-	19.863	-	-	72.088	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.474.837	-	-	2.625	-	-	1.794.304	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.286.916	325.669
9	4.616.340	-	-	-	-	-	-	1.993.199	379.947
10	-	-	-	-	-	88.888	-	15.026	2.169.420
11	-	-	-	-	16	-	-	15.824	45.773
12	6.614.525	-	-	400.308	-	-	-	-	-
13	-	15.248.996	-	-	282.044	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.641.493	-	-	205	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	127.093	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	269.171	39.389	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	9.066	-	1.956.712	-	8.359.020	3.787.176	-	190.710
24	-	-	-	-	-	309.519	-	-	215.768
25	-	-	-	-	-	298.244	-	-	-
26	-	-	-	657.071	1.130	2.625	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.548	739.749	223.053	247.691
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.580.280	-	-	-	-	-	-	-	20.612
31	3.562.685	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	985.411	-	3.199	-	-	-	-	145.674	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	523.463	-
3	9.406.558	4.080.708	73.130	541.762	-	-	-	1.702.266	864.443
4	2.694.669	-	-	-	-	-	-	2.555.528	335.135
5	2.365.615	129.048	-	-	5.518	-	-	69.172	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.747.402	-	-	1.551	-	-	1.816.888	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.287.209	325.669
9	5.366.563	-	-	-	-	-	-	2.022.148	379.947
10	-	-	-	-	-	90.426	-	17.216	2.177.929
11	-	-	-	-	23	-	-	21.971	47.827
12	6.617.062	-	-	400.139	-	-	-	-	-
13	-	13.992.576	-	-	29.278	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.597.976	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	13.831	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	271.909	26.874	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	5.585	-	1.917.020	-	8.359.020	3.787.176	-	190.770
24	-	-	-	-	-	309.221	-	-	215.188
25	-	-	-	-	-	297.382	-	-	-
26	-	-	-	690.171	4.901	2.625	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.516	739.749	223.377	247.697
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.571.796	-	-	-	-	-	-	-	20.594
31	3.563.988	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.5. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad solar 100%

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	882.050	-	2.914	-	-	-	-	106.493	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	343.041	-
3	8.177.891	3.195.004	41.058	541.762	-	-	-	1.486.217	864.469
4	2.638.897	-	-	-	-	-	-	2.848.621	335.135
5	2.205.782	3.222	-	-	7.568	-	-	100.297	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.185.658	-	-	-	-	-	2.434.971	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.710.924	325.669
9	4.208.927	-	-	-	-	-	-	2.696.671	379.947
10	-	-	-	-	-	90.426	-	23.179	2.178.480
11	-	-	-	-	-	-	-	32.546	50.640
12	6.590.716	-	-	395.794	-	-	-	-	-
13	-	15.885.332	-	-	978.519	-	-	14.191	-
14	-	-	-	-	-	-	-	1.169.374	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.597.925	-	-	6.670	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	138.182	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	251.930	33.229	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.779	-	1.785.502	-	8.359.020	3.787.176	-	186.892
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	212.143
25	-	-	-	-	-	298.562	-	-	-
26	-	-	-	583.466	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	282.133	244.133
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.520.350	-	-	-	-	-	-	-	20.274
31	3.268.878	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	907.536	-	3.198	-	16	-	-	156.434	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	528.911	-
3	8.376.521	3.310.851	62.429	541.762	-	-	-	2.101.756	864.469
4	2.645.283	-	-	-	-	-	-	2.912.793	335.135
5	2.283.200	17.590	-	-	14.278	-	-	111.593	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.194.516	-	-	915	-	-	1.987.820	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.661.193	325.669
9	4.284.440	-	-	-	-	-	-	2.573.493	379.947
10	-	-	-	-	-	88.345	-	18.822	2.162.265
11	-	-	-	-	149	-	-	19.165	46.067
12	6.594.953	-	-	397.709	-	-	-	-	-
13	-	15.225.543	-	-	229.631	-	-	14.191	-
14	-	-	-	-	-	-	-	1.169.374	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.645.995	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	127.920	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	266.696	38.413	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	7.682	-	1.926.463	-	8.359.020	3.787.176	-	189.572
24	-	-	-	-	-	309.486	-	-	215.058
25	-	-	-	-	-	298.123	-	-	-
26	-	-	-	656.795	1.205	2.626	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.559	739.749	288.656	247.110
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.548.132	-	-	-	-	-	-	-	20.534
31	3.543.231	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	943.932	-	3.668	-	-	-	-	129.799	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	433.820	-
3	8.637.227	3.473.450	51.785	541.762	-	-	-	1.866.432	864.237
4	2.649.515	-	-	-	-	-	-	2.893.545	335.135
5	2.306.159	8.044	-	-	2.046	-	-	109.919	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.355.616	-	-	574	-	-	2.378.571	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.707.230	325.669
9	4.886.696	-	-	-	-	-	-	2.656.102	379.947
10	-	-	-	-	-	85.572	-	18.490	2.154.972
11	-	-	-	-	-	-	-	14.617	47.314
12	6.608.384	-	-	398.178	-	-	-	-	-
13	-	14.233.711	-	-	18.054	-	-	14.191	-
14	-	-	-	-	-	-	-	1.168.634	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.606.592	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	1.006	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	266.912	24.724	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	5.294	-	1.894.226	-	8.359.020	3.787.176	-	190.495
24	-	-	-	-	-	309.077	-	-	214.700
25	-	-	-	-	-	297.385	-	-	-
26	-	-	-	720.812	884	2.626	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.552	739.749	289.631	247.377
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.548.071	-	-	-	-	-	-	-	20.541
31	3.538.316	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.6. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad eólica 50%

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.008.887	-	1.638	-	-	-	-	107.163	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	347.174	-
3	9.719.306	4.015.116	30.018	541.762	-	-	-	1.174.630	1.296.703
4	2.696.653	-	-	-	-	-	-	1.789.572	502.702
5	2.012.892	35.518	-	-	1.843	-	-	56.912	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.732.082	-	-	-	-	-	1.217.711	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.817	488.503
9	5.149.168	-	-	-	-	-	-	1.348.336	569.920
10	-	-	-	-	-	90.426	-	11.590	3.267.720
11	-	-	-	-	-	-	-	16.273	75.960
12	6.577.749	-	-	398.024	-	-	-	-	-
13	-	15.907.281	-	-	1.044.950	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.516.975	-	-	9.697	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	138.596	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	251.655	31.392	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.542	-	1.748.856	-	8.359.020	3.787.176	-	286.011
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	323.932
25	-	-	-	-	-	298.562	-	-	-
26	-	-	-	375.001	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	150.845	371.942
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.577.334	-	-	-	-	-	-	-	30.927
31	3.091.381	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.028.778	-	1.750	-	-	-	-	107.273	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	347.457	-
3	10.170.904	4.139.894	35.535	541.762	-	-	-	1.177.739	1.296.703
4	2.727.588	-	-	-	-	-	-	1.790.919	502.702
5	2.215.978	34.934	-	-	12.455	-	-	56.967	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.793.691	-	-	2.051	-	-	1.216.867	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.763	488.503
9	5.214.991	-	-	-	-	-	-	1.345.198	569.920
10	-	-	-	-	-	90.403	-	11.505	3.266.846
11	-	-	-	-	64	-	-	11.865	72.229
12	6.619.945	-	-	401.528	-	-	-	-	-
13	-	14.901.224	-	-	235.812	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.574.153	-	-	14	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	119.973	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	257.073	36.186	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	7.518	-	1.913.947	-	8.359.020	3.787.176	-	286.215
24	-	-	-	-	-	309.487	-	-	323.783
25	-	-	-	-	-	298.443	-	-	-
26	-	-	-	559.709	741	2.623	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.538	739.749	150.746	371.731
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.590.246	-	-	-	-	-	-	-	30.928
31	3.490.635	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ **Con implementación de FACTS 2**

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.030.350	-	3.268	-	-	-	-	106.032	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	344.087	-
3	10.318.108	4.240.456	43.282	541.762	-	-	-	1.175.724	1.296.672
4	2.735.409	-	-	-	-	-	-	1.789.003	502.702
5	2.298.658	85.974	-	-	13.353	-	-	56.409	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.936.755	-	-	5.357	-	-	1.216.265	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.808	488.503
9	5.426.584	-	-	-	-	-	-	1.344.425	569.920
10	-	-	-	-	-	88.693	-	9.967	3.256.044
11	-	-	-	-	2	-	-	9.544	71.922
12	6.620.615	-	-	401.449	-	-	-	-	-
13	-	14.220.207	-	-	47.956	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.574.862	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	915	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	268.643	30.769	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.740	-	1.987.817	-	8.359.020	3.787.176	-	286.243
24	-	-	-	-	-	309.382	-	-	323.746
25	-	-	-	-	-	298.344	-	-	-
26	-	-	-	676.203	168	2.621	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.487	739.749	150.526	371.501
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.574.889	-	-	-	-	-	-	-	30.840
31	3.566.470	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.7. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad eólica 100%

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.003.475	-	-	-	-	-	-	105.565	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	341.692	-
3	9.020.743	3.679.507	11.535	541.762	-	-	-	1.159.086	1.728.937
4	2.621.365	-	-	-	-	-	-	1.765.008	670.270
5	1.485.736	-	-	-	44.936	-	-	56.630	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.622.527	-	-	-	-	-	1.217.614	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.545	651.337
9	4.983.413	-	-	-	-	-	-	1.348.336	759.894
10	-	-	-	-	-	90.426	-	11.590	4.356.960
11	-	-	-	-	-	-	-	16.273	101.279
12	6.564.154	-	-	397.585	-	-	-	-	-
13	-	15.871.365	-	-	1.040.054	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.508.523	-	-	8.748	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	134.660	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	248.843	27.987	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	2	-	1.622.539	-	8.359.020	3.787.176	-	381.235
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	431.856
25	-	-	-	-	-	298.562	-	-	-
26	-	-	-	315.135	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	150.648	495.680
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.560.018	-	-	-	-	-	-	-	41.223
31	2.949.392	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.017.623	-	1.370	-	12	-	-	105.583	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	342.134	-
3	9.477.865	3.848.609	23.999	541.762	-	-	-	1.164.979	1.728.937
4	2.666.638	-	-	-	-	-	-	1.777.286	670.270
5	1.758.696	1.865	-	-	12.948	-	-	56.784	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.730.827	-	-	392	-	-	1.216.104	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.463	651.337
9	5.078.198	-	-	-	-	-	-	1.344.323	759.894
10	-	-	-	-	-	90.319	-	11.362	4.354.511
11	-	-	-	-	84	-	-	10.090	95.670
12	6.618.809	-	-	401.109	-	-	-	-	-
13	-	14.679.751	-	-	180.937	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.471.309	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	113.829	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	254.509	32.569	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.903	-	1.847.495	-	8.359.020	3.787.176	-	381.562
24	-	-	-	-	-	309.508	-	-	431.876
25	-	-	-	-	-	298.234	-	-	-
26	-	-	-	476.477	764	2.619	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.568	739.749	150.621	495.577
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.600.378	-	-	-	-	-	-	-	41.257
31	3.419.838	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 2

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	1.020.170	-	1.619	-	-	-	-	103.718	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	336.009	-
3	9.707.312	3.991.633	32.315	541.762	-	-	-	1.157.468	1.728.937
4	2.658.426	-	-	-	-	-	-	1.779.838	670.270
5	1.963.882	16.687	-	-	3.990	-	-	56.732	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.874.909	-	-	1.116	-	-	1.215.253	-
8	-	-	-	-	-	-	-	1.533.711	651.337
9	5.333.360	-	-	-	-	-	-	1.344.831	759.894
10	-	-	-	-	-	89.984	-	10.668	4.347.628
11	-	-	-	-	8	-	-	9.583	96.135
12	6.620.759	-	-	401.949	-	-	-	-	-
13	-	13.458.197	-	-	10.041	-	-	7.096	-
14	-	-	-	-	-	-	-	584.687	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.574.889	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	1.625	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	257.008	26.347	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6.030	-	1.950.444	-	8.359.020	3.787.176	-	381.657
24	-	-	-	-	-	309.141	-	-	431.558
25	-	-	-	-	-	298.230	-	-	-
26	-	-	-	651.236	312	2.616	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.547	739.749	150.321	495.441
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.588.210	-	-	-	-	-	-	-	41.160
31	3.593.527	-	-	-	-	-	-	-	-

7.4.8. Energía anual generada [MWh] expansión capacidad ERNC 50%

- Sin equipos FACTS

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	915.128	-	-	-	-	-	-	131.712	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	427.774	-
3	8.068.961	3.234.264	17.121	541.762	-	-	-	1.595.075	1.296.703
4	2.660.494	-	-	-	-	-	-	2.563.670	502.702
5	2.039.906	-	-	-	9.636	-	-	83.927	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.359.655	-	-	-	-	-	1.826.207	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.271.628	488.503
9	4.398.502	-	-	-	-	-	-	2.022.503	569.920
10	-	-	-	-	-	90.426	-	17.385	3.267.720
11	-	-	-	-	-	-	-	24.409	75.960
12	6.580.287	-	-	396.681	-	-	-	-	-
13	-	15.914.922	-	-	1.008.004	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.499.197	-	-	8.097	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	126.884	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	248.273	27.448	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	6	-	1.742.384	-	8.359.020	3.787.176	-	283.633
24	-	-	-	-	-	309.579	-	-	321.454
25	-	-	-	-	-	298.562	-	-	-
26	-	-	-	384.295	-	2.628	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.579	739.749	218.604	369.545
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.535.453	-	-	-	-	-	-	-	30.704
31	3.185.668	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ Con implementación de FACTS 1

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	944.171	-	1.838	-	0	-	-	141.271	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	459.757	-
3	8.491.332	3.485.590	34.351	541.762	-	-	-	1.689.819	1.296.703
4	2.664.870	-	-	-	-	-	-	2.589.857	502.702
5	2.099.764	3.656	-	-	4.776	-	-	85.160	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.407.569	-	-	694	-	-	1.775.650	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.267.318	488.503
9	4.514.771	-	-	-	-	-	-	1.977.763	569.920
10	-	-	-	-	-	88.617	-	15.058	3.254.974
11	-	-	-	-	156	-	-	14.119	69.363
12	6.609.996	-	-	399.824	-	-	-	-	-
13	-	14.906.762	-	-	186.485	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.588.411	-	-	23	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	115.760	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	255.514	34.802	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	7.044	-	1.892.542	-	8.359.020	3.787.176	-	285.344
24	-	-	-	-	-	309.551	-	-	323.508
25	-	-	-	-	-	298.378	-	-	-
26	-	-	-	569.779	809	2.625	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.559	739.749	221.784	370.946
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.569.484	-	-	-	-	-	-	-	30.896
31	3.531.863	-	-	-	-	-	-	-	-

▪ **Con implementación de FACTS 2**

	CARBON	GNL	DIESEL	BIOMASA	FUELOIL	PASADA	EMBALSE	SOLAR	EOLICA
1	976.488	-	2.563	-	15	-	-	129.827	-
2	-	-	-	-	-	90.426	-	421.262	-
3	8.852.991	3.689.343	36.251	541.762	-	-	-	1.633.003	1.296.703
4	2.665.868	-	-	-	-	-	-	2.571.908	502.702
5	2.096.230	-	-	-	3.780	-	-	84.651	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	1.654.310	-	-	1.055	-	-	1.804.730	-
8	-	-	-	-	-	-	-	2.269.252	488.503
9	5.303.236	-	-	-	-	-	-	2.018.853	569.920
10	-	-	-	-	-	90.350	-	15.621	3.254.249
11	-	-	-	-	-	-	-	21.943	72.681
12	6.615.722	-	-	400.113	-	-	-	-	-
13	-	13.622.419	-	-	20.254	-	-	10.644	-
14	-	-	-	-	-	-	-	877.030	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	487.668	-	-
17	-	2.514.928	-	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	634	-	-	-	2.024.817	-	-	-
20	-	-	-	260.436	23.935	1.697.907	957.790	-	-
21	-	-	-	-	-	624.771	-	-	-
22	-	-	-	-	-	2.205.711	855.279	-	-
23	-	4.720	-	1.897.329	-	8.358.916	3.787.176	-	286.013
24	-	-	-	-	-	309.445	-	-	323.199
25	-	-	-	-	-	298.097	-	-	-
26	-	-	-	605.447	619	2.624	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	1.358.531	739.749	222.260	370.877
29	-	-	-	-	-	176.836	125.779	-	-
30	2.568.434	-	-	-	-	-	-	-	30.830
31	3.545.729	-	-	-	-	-	-	-	-