



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

MÁRGENES DE RESERVA EN REDES DE TRANSMISIÓN E
INTERCONEXIONES PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN DE
GENERACIÓN RENOVABLE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
CARLOS IGNACIO MATAMALA VERGARA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE

2015

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CARLOS IGNACIO MATAMALA VERGARA
FECHA: 05/11/2015
PROFESOR GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA**

MÁRGENES DE RESERVA EN REDES DE TRANSMISIÓN E INTERCONEXIONES PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

El Gobierno de Chile ha impuesto un gran desafío en el sector eléctrico que indica que al año 2025 el 20% de la energía eléctrica contratada en el país debe provenir de fuentes renovables no convencionales. Un fuerte crecimiento de generación renovable, como la eólica, implicará un incremento de requerimiento de reservas en los sistemas eléctricos. Con esto, se hace relevante un estudio sobre la capacidad óptima de las líneas de transmisión, con el fin de que en caso de variaciones en la generación renovable, el sistema pueda proveer reserva en giro y/o reserva pronta sin violar los límites de transmisión existentes. Así un aumento en la reserva del sistema, en una escala de tiempo operacional, va a impactar en la necesidad de mayor capacidad de transmisión en el largo plazo, por lo que es esperable que bajo ciertas circunstancias sea apropiado reforzar la red de transmisión con el fin de poder acceder a los servicios de reserva brindados por las distintas áreas del sistema de forma confiable. Los estándares actuales de sistemas eléctricos de potencia no toman en consideración los requerimientos de reserva para determinar la planificación de la transmisión, por esto, el aporte del presente trabajo de título es centrarse en los nuevos escenarios en los que se verán envueltos los sistemas eléctricos y las nuevas metodologías que serán necesarias tener en consideración para hacer una planificación que permita operar el sistema de forma confiable y a mínimo costo.

Para llevar a cabo esta tarea se desarrolla un modelo de planificación de la transmisión que permite tomar en consideración los intercambios de reserva, su impacto en la operación y la planificación de la transmisión que permite operar el sistema eléctrico de manera óptima económicamente. El caso de estudio corresponde a la interconexión de los sistemas chilenos, Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con el área del Noroeste Argentino (NOA) del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) operando de forma aislada.

Los resultados obtenidos muestran las mejoras existentes al considerar en la planificación de la transmisión los aportes de reservas producto de la variación de la generación eólica. Se observó que la planificación tiende a aumentar la capacidad de la red a medida que son mayores los requerimientos de reserva. Además, los resultados demostraron las importantes ventajas económicas que resultan de permitir la transferencia de reserva por las líneas de transmisión entre los sistemas modelados.

Finalmente se concluye que este modelo, pese a ser simplificado en la operación y planificación de la transmisión, tiene un fuerte impacto en las decisiones de planificación dados los requerimientos de reserva para una operación confiable del sistema. Así se alienta la expansión del presente trabajo adhiriendo la modelación de otros fenómenos (tasas de toma de carga, pérdidas en transmisión, etc.) involucrados en los sistemas eléctricos de potencia.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivo general.....	1
1.3	Objetivos específicos	1
1.4	Estructura de la memoria	2
2	ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEÓRICO	3
2.1	Control de frecuencia y requerimiento de reserva en sistemas con alta penetración de generación eólica	3
2.1.1	Requerimiento de reserva según escala de tiempo	3
2.1.2	Servicios de reserva según despacho de unidades de generación	4
2.2	Co-optimización de energía y reserva	5
2.2.1	Problema uninodal de co-optimización de energía y reserva	5
2.2.2	Problema multinodal de co-optimización de energía y reserva	7
2.3	Expansión de la transmisión.....	9
2.3.1	Establecimiento de la capacidad de transmisión	9
2.3.2	Valorización de la capacidad de la transmisión	9
2.4	Descomposición de <i>Benders</i>	13
3	METODOLOGÍA.....	14
3.1	Resumen consideraciones para el modelamiento	14
3.2	Descripción general del modelo y sus capacidades	14
3.2.1	Conceptos de modelación de despacho económico con mantención de reservas 15	
3.2.2	Intercambio de reserva a través de líneas congestionadas.....	15
3.2.3	Optimización en la inversión de la transmisión	15
3.2.4	Modelamiento de escenarios.....	15

3.3	Formulación matemática del modelo	16
3.3.1	Problema de programación entero mixto	16
3.3.2	Solución mediante descomposición de <i>Benders</i>	19
4	CASO DE ESTUDIO: CONSIDERACIONES Y DATOS DE ENTRADA	23
4.1	Red de transmisión.....	23
4.2	Detalle parque generador y aportes de reserva	24
4.3	Demanda	24
4.3.1	Determinación de bloques de demanda.....	24
4.4	Determinación de estados.....	25
4.4.1	Predicción de viento	25
4.4.2	Error de predicción.....	26
4.4.3	Determinación de duración de estados de operación.....	27
4.5	Precios y costos.....	27
4.5.1	Costos de generación.....	27
4.5.2	Costo de la reserva en giro	27
4.5.3	Costo de racionamiento	28
4.5.4	Costo de transmisión	28
5	RESULTADOS Y ANÁLISIS	29
5.1	Resultados problema programación entera mixta	30
5.1.1	Caso Base de estudio.....	30
5.1.2	Análisis de sensibilidad: Bajo costo de inversión en transmisión	44
5.1.3	Análisis de sensibilidad: Alto costo de inversión en transmisión	45
5.1.4	Análisis de sensibilidad: Sistemas SING y SADI (NOA) sin interconexión con el SIC	46
5.1.5	Análisis de sensibilidad: Sistemas chilenos SING y SIC sin interconexión con el SADI (NOA)	48
5.1.6	Análisis de sensibilidad: Sin interconexión entre sistemas	51

5.1.7	Análisis de sensibilidad: SING sin generación eólica	53
5.1.8	Análisis de sensibilidad: Volatilidad de viento según CDEC SING.....	55
5.1.9	Desventajas de la planificación en transmisión tradicional y ventajas del método propuesto.....	58
5.2	Resultados problema programación lineal	60
5.2.1	Costos	60
5.2.2	Inversión en la transmisión.....	60
5.2.3	Tiempo de ejecución	60
5.3	Resultados problema programación lineal con descomposición de <i>Benders</i>	61
5.3.1	Inversión en la transmisión.....	62
5.3.2	Tiempo de ejecución	63
6	CONCLUSIONES Y PROPUESTA DE TRABAJO FUTURO.....	65
6.1	Conclusiones.....	65
6.2	Propuesta de trabajo futuro	67
7	BIBLIOGRAFÍA.....	68
8	ANEXOS	72
8.1	Despacho económico uninodal de unidades térmicas	72
8.2	Algoritmo de descomposición de <i>Benders</i>	73
8.2.1	Programación lineal primal y dual.....	73
8.2.2	Modelo básico de descomposición de <i>Benders</i>	74
8.2.3	Pasos del algoritmo de cortes de <i>Benders</i>	75
8.2.4	Forma alternativa de cortes de <i>Benders</i>	76
8.3	Áreas consideradas en el modelo.....	78
8.4	Detalle red de transmisión.....	80
8.5	Parque generador	81
8.6	Determinación bloques de demanda	81

8.6.1	Predicción de demanda al 2025	81
8.6.2	Generación solar al 2025	85
8.6.3	Demanda sin generación solar	87
8.6.4	Bloques de demanda.....	89
8.6.5	Demanda anual.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Respuesta en frecuencia típica de una falla.....	4
Figura 2.2: Transferencia de energía sin restricciones entre zonas A y B.....	7
Figura 2.3: Intercambio óptimo de energía y reserva entre zonas A y B	8
Figura 2.4: Optimización en la inversión de la transmisión mediante análisis de costo-beneficio.....	11
Figura 2.5: Operador del sistema y participantes del mercado	13
Figura 3.1: Diagrama de bloques con consideraciones para el modelamiento	14
Figura 3.2: Diagrama maestro-esclavo demanda/viento por condición de operación demanda/viento paralelizada.....	22
Figura 4.1: Modelo reducido por áreas	23
Figura 4.2: Bloques de demanda para el SIC en un día no hábil de invierno	25
Figura 4.3: Bloques de demanda para el sistema completo según largo de los bloques determinado para el SIC en un día no hábil de invierno	25
Figura 4.4: Predicción de viento invierno	26
Figura 4.5: Probabilidad de acierto, estado: 0.55	27
Figura 4.6: Probabilidad de acierto, estado: 0.95	27
Figura 5.1: Histograma de reserva en giro total	32
Figura 5.2: Histograma reserva pronta total	34
Figura 5.3: Histograma reserva operacional total.....	35
Figura 5.4: Capacidad inicial e inversión en transmisión con reservas	37
Figura 5.5: Inversión en transmisión con y sin volatilidad.....	38
Figura 5.6: Curva de duración L1	39
Figura 5.7: Curva de duración L2	39
Figura 5.8: Curva de duración L3	40
Figura 5.9: Curva de duración L4	41
Figura 5.10: Condición de operación con viento esperado al 95%	42

Figura 5.11: Despacho con viento al 75%	43
Figura 5.12: Inversión en transmisión a la mitad	44
Figura 5.13: Inversión en transmisión al doble	45
Figura 5.14: Inversión en transmisión sin interconexión con el SIC	47
Figura 5.15: Curva de duración línea L2 sin interconexión con el SIC	47
Figura 5.16: Histograma de reserva en giro total, sin interconexión con el SADI (NOA)	48
Figura 5.17: Histograma reserva pronta total, sin interconexión con el SADI (NOA)	49
Figura 5.18: Inversión en transmisión sin interconexión con el SADI (NOA).....	49
Figura 5.19: curva de duración línea L4 sin interconexión con el SADI (NOA)	50
Figura 5.20: Inversión en transmisión sin interconexión entre sistemas	51
Figura 5.21: Inversión en la transmisión SING sin generación eólica	53
Figura 5.22: Probabilidad de acierto, estado: 0.55, volatilidad de 13.2%	55
Figura 5.23: Probabilidad de acierto, estado: 0.95, volatilidad de 13.2%	55
Figura 5.24: Inversión en la transmisión, volatilidad según CDEC SING	56
Figura 5.25: Comparación de la inversión en la transmisión	57
Figura 5.26: Comparación costos totales anuales	58
Figura 5.27: Comparación costos totales anuales detallados	59
Figura 5.28: Inversión en la transmisión, problema lineal.....	61
Figura 5.29: Convergencia soluciones con descomposición de <i>Benders</i>	62
Figura 5.30: Convergencia soluciones con descomposición de <i>Benders</i> (detalle final)	62
Figura 5.31: Inversión en la transmisión con descomposición de <i>Benders</i>	63
Figura 5.32: Tiempo de ejecución con distinto número de paralelizaciones.	64
Figura 8.1: Diagrama de flujo de la descomposición de <i>Benders</i>	77
Figura 8.2: Mapa SING	78
Figura 8.3: Área NOA del SADI.....	78
Figura 8.4: Mapa SIC	79

Figura 8.5: Perfil de demanda SIC, año 2013.....	82
Figura 8.6: Demanda NOA, año 2025	83
Figura 8.7: Participación demanda Zona Centro, año 2025	84
Figura 8.8: Demandas por zonas del SING, año 2025	84
Figura 8.9: Generación solar Zona Norte SING	86
Figura 8.10: Generación solar Zona Centro SING	86
Figura 8.11: Generación solar Zona Sur-Cordillera SING	86
Figura 8.12: Generación solar SIC	87
Figura 8.13: Generación solar NOA.....	87
Figura 8.14: Demanda sin generación solar SIC, año 2025	87
Figura 8.15: Demanda sin generación solar Zona Norte SING, año 2025	88
Figura 8.16: Demandas sin generación solar SING, año 2025.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1: Generación total MWh, año 2025	30
Tabla 5.2: Generación total MWh, SING agrupado, año 2025	30
Tabla 5.3: Factor de planta por tipo de tecnología, año 2025	30
Tabla 5.4: Diferencia total anual MWh, año 2025.....	32
Tabla 5.5: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, año 2025	32
Tabla 5.6: Reserva en giro máxima mantenida.....	33
Tabla 5.7: Reserva en giro promedio mantenida	33
Tabla 5.8: Máxima reserva pronta utilizada	34
Tabla 5.9: Reserva pronta promedio utilizada.....	35
Tabla 5.10: Máxima reserva operacional	36
Tabla 5.11: Máximo reserva operacional detallada	36
Tabla 5.12: Promedio reserva operacional total	37
Tabla 5.13: Costos US\$ Caso Base	43
Tabla 5.14: Costos US\$ con costo de inversión en transmisión a la mitad	44
Tabla 5.15: Costos US\$ con costo de inversión en la transmisión al doble	45
Tabla 5.16: Costos US\$ sin Tx con el SIC	46
Tabla 5.17: Generación total anual MWh, caso sin interconexión con el SIC	46
Tabla 5.18: Diferencia total anual MWh, sin interconexión con el SIC.....	47
Tabla 5.19: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, sin interconexión con el SIC	47
Tabla 5.20: Costos US\$ sin Tx con el SADI (NOA)	48
Tabla 5.21: Diferencia total anual MWh, sin interconexión con el SADI (NOA).....	49
Tabla 5.22: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, sin interconexión con el SADI (NOA)	49
Tabla 5.23: Costos US\$ sin interconexión entre sistemas	51
Tabla 5.24: Generación total anual MWh sin interconexión entre sistemas.....	52

Tabla 5.25: Máxima reserva operacional detallada, sin interconexión entre sistemas	52
Tabla 5.26: Reserva por corte de demanda.....	52
Tabla 5.27: Costos US\$ SING sin generación eólica	53
Tabla 5.28: Diferencia total anual MWh, SING sin eólica	54
Tabla 5.29: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, SING sin eólica.....	54
Tabla 5.30: Máxima reserva operacional, SING sin eólica.....	54
Tabla 5.31: Máxima reserva operacional detallada, SING sin eólica	54
Tabla 5.32: Costos US\$ volatilidad según CDEC SING	55
Tabla 5.33: Máxima reserva operacional, volatilidad según CDEC SING.....	56
Tabla 5.34: Máxima reserva operacional detallada, volatilidad según CDEC SING	56
Tabla 5.35: Costos US\$ problema lineal	60
Tabla 8.1: Información líneas de transmisión del sistema	80
Tabla 8.2: Líneas del modelo.....	81
Tabla 8.3: Parque generador considerado al 2025	81
Tabla 8.4: Demanda máxima año 2013	81
Tabla 8.5: Demanda máxima año 2025	82
Tabla 8.6: Participación en la demanda de las áreas del SING al año 2025.....	83
Tabla 8.7: Zonas de medición solar SING	85
Tabla 8.8: Bloques de demanda	89
Tabla 8.9: Demanda total anual MWh, año 2025	90
Tabla 8.10: Demanda total anual MWh, SING agrupado, año 2025	90

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

La ley 20.257 promulgada el año 2008 por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, detallada en [1] y [2], establece la obligación de que todos los retiros de energía para comercialización con distribuidoras o con clientes finales deberán estar constituidos en un 20% con medios de generación con Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al año 2025. Este escenario se vuelve un caso importante a estudiar dado el cambio que genera en la matriz energética nacional sobre todo en sistemas como el SING que en la actualidad tiene un aporte de sólo un 4% en base a centrales ERNC [3]. En este sentido los requerimientos de reserva serán un punto importante a considerar en los sistemas chilenos en el mediano/largo plazo, dado el aumento de generación de centrales operando con variabilidad en su generación, las que demandarán a los Centros de Despacho de Carga (CDEC) mayores montos de reserva para poder atender a las eventuales caídas de generación.

En la actualidad la planificación de la transmisión en sistemas eléctricos de potencia no considera requerimientos de reserva y transferencia de esta entre las distintas áreas del sistema. Esto trae consigo una subinversión en transmisión producto de la no consideración de los márgenes de reserva en las líneas de transmisión que son necesarios mantener para poder transferir reserva de un lugar a otro producto de contingencias¹ en las variaciones en la generación eólica. Así, la creación de un modelo que determine reservas en generación y márgenes de reserva en las líneas de transmisión se vuelve una tarea a considerar para poder planificar transmisión a mediano/largo plazo. El desarrollo de esta idea es presentado en el presente trabajo de título, cuyo fin es que se demuestre la importancia de las consideraciones de reserva en la planificación de la transmisión, desarrollando un caso de estudio atinente a las necesidades energéticas nacionales en el año 2025.

1.2 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es desarrollar un modelo de expansión de la transmisión que considere la variabilidad de la generación eólica en los sistemas de potencia, el impacto de esta en la mantención de reserva y el efecto de los márgenes que son necesarios de mantener en las líneas de transmisión para poder transportar reserva de una zona a otra, la cual es una decisión que afecta la necesidad de ampliar la capacidad de la red.

1.3 Objetivos específicos

El alcance de este trabajo se centra en tres puntos específicos:

1. Desarrollar un modelo que pueda co-optimizar el despacho económico de la generación, las reservas del sistema y el uso de la red.
2. Establecer como caso de estudio la interconexión entre los sistemas SIC, SING y SADI, considerando de este último sólo el área del NOA, operando de forma aislada, al año 2025.

¹ En el presente trabajo las variaciones de generación eólica son consideradas contingencias para el sistema. Usos de esta terminología se puede encontrar en [4] y [10].

3. Realizar una descomposición de *Benders* del modelo con el fin de disminuir tiempos de cómputo.

1.4 Estructura de la memoria

El presente trabajo de título se estructura en 5 capítulos principales, más la sección 7 de referencias bibliográficas.

En el capítulo 2 se hace una revisión de los conceptos generales básicos sobre los que se basa el trabajo. Su desarrollo toca los puntos que, según el autor, son importantes para poder entender el desarrollo del trabajo.

El capítulo 3 muestra la metodología utilizada para desarrollar el modelo y la manera en la que fue considerada la información que posteriormente fue utilizada.

En la sección 4 se detalla el caso de estudio considerado, correspondiente a la interconexión del SING con el SIC y el área del NOA operando en forma aislada del SADI.

El capítulo 5 muestra los resultados y análisis obtenidos para el caso de estudio presentado en el capítulo 3. Además se establecen comparaciones respecto al Caso Base de estudio donde se varían algunos de sus parámetros con el fin de hacer análisis de sensibilidad que reflejen otras consideraciones en el modelamiento.

Finalmente, en el capítulo 6, se extraen las conclusiones a las que se llega con el estudio presentado y se establecen propuestas de trabajos futuros para expandir esta investigación.

2 ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describen los conceptos generales básicos que dan marco al presente trabajo junto con una revisión bibliográfica del estado del arte. Además, a lo largo de este capítulo se explica la contribución del proyecto al conocimiento en el campo en que este se ha desarrollado. Este capítulo está dividido en 4 temas relevantes para esta investigación:

1. Control de frecuencia y requerimiento de reserva en sistemas con alta penetración de generación eólica
2. Co-optimización de energía y reserva
3. Expansión de la transmisión
4. Descomposición de *Benders*

En la primera parte se detalla el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia ante variaciones no previstas en la carga y/o generación y las implicancias que esto trae en la frecuencia del sistema; además se muestran los servicios de aporte de reserva para lidiar con estas variaciones. En la segunda sección se desarrolla el concepto de co-optimización entre el despacho energético y el despacho de reservas en el sistema. Se parte con un modelo uninodal de un sistema eléctrico y dicha idea se extiende en un modelo multinodal donde se muestra el beneficio de la co-optimización dado el posicionamiento óptimo de las reservas según las características de las distintas áreas del sistema; además en esta sección se deja en claro la necesidad de mantener márgenes de reserva en líneas de transmisión con el fin de poder transportar reservas de forma segura entre las distintas áreas del sistema finalizando en la idea de que, eventualmente, resulta más económico para todo el sistema invertir en las líneas de transmisión, no sólo producto del intercambio energético, sino que también de la mantención de márgenes de reserva en las líneas. Para completar esta idea, en la tercera parte se muestra un modelo detallado de expansión de la transmisión basado puramente en decisiones energéticas, sin considerar reservas. Se destaca que el aporte de este trabajo de título es expandir el modelo típico de inversión en la transmisión con la consideración del intercambio de reservas en el sistema dadas variaciones de la generación eólica. Dado que este problema tiene una gran dimensionalidad, resulta importante mostrar una técnica de descomposición para una resolución en menor tiempo. Por este motivo, en la última sección de este capítulo, se detalla la descomposición de *Benders* la cual es una metodología que permite mejorar el tiempo de cómputo del problema.

2.1 Control de frecuencia y requerimiento de reserva en sistemas con alta penetración de generación eólica

2.1.1 Requerimiento de reserva según escala de tiempo

Según [4], para el caso chileno, la regulación del suministro de electricidad requiere que la frecuencia de los sistemas interconectados permanezca en su valor nominal de 50 Hz, aceptándose, en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, variaciones no más allá del 1.5% para cualquier tipo de sistema, ya sea este térmico o hidrotérmico. Esto se consigue a través de servicios de respuesta de frecuencia. Estos servicios se despliegan de forma manual o automática y se pueden clasificar en función de su tipo de control, es decir, aquellos que actúan de forma continua, aquellos que actúan de forma ocasional (post incidente) o de acuerdo a su velocidad de despliegue. Dado que este estudio corresponde a un análisis de estado estacionario, los servicios de reserva a considerar corresponden a la reserva

en giro que mantienen generadores y a reserva pronta dada por generadores de rápida sincronización. El detalle de estas se dará en la siguiente sección.

Según [5] son tres los tipos de respuesta: respuesta inercial, primaria y secundaria. La Respuesta Inercial es desplegada en menos de 5 s y sirve para mitigar la sobre-oscilación inicial de frecuencia y contener la desviación de frecuencia que sigue a un desequilibrio de generación-demanda. La Respuesta Primaria debe ser desplegada dentro de los 10 s del desequilibrio y debe ser mantenida, al menos, hasta los 30 s; su propósito es detener la caída de frecuencia, pudiendo dejar un error en la frecuencia. Finalmente, la Respuesta Secundaria se realiza en órdenes de magnitud de varios minutos. La respuesta secundaria es usada para recuperar el valor nominal de frecuencia mediante el cambio en la consigna de potencia de las máquinas del sistema. Las escalas de tiempo involucradas en los distintos tipos de respuesta se muestran en la Figura 2.1. Se destaca que dado que el análisis presentado es de estado estacionario, la respuesta de frecuencia atingente al estudio es la Respuesta Secundaria.

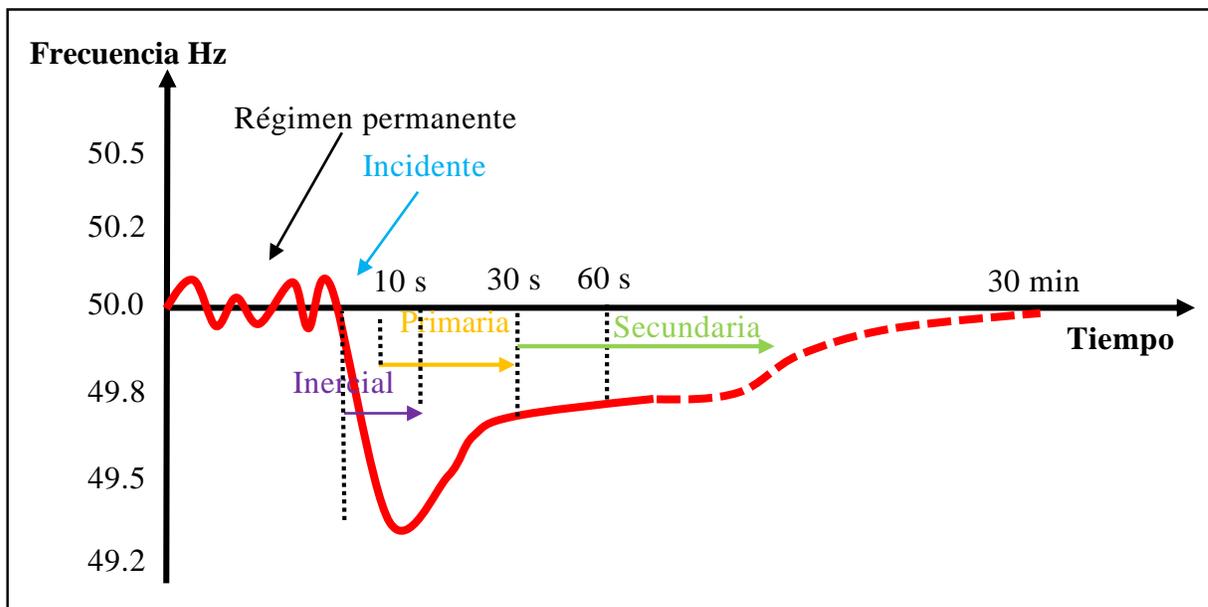


Figura 2.1: Respuesta en frecuencia típica de una falla

2.1.2 Servicios de reserva según despacho de unidades de generación

Los aportes a la mantención de la frecuencia son dados por servicios de reserva. Según [5] la reserva se utiliza para realizar el control de frecuencia y reestablecer el nivel de frecuencia luego de cualquier variación no prevista entre demanda y/o generación. La escala temporal del presente estudio se basa en un análisis de estado estacionario, el que no considera los servicios de reserva rápida que dan apoyo en los primeros segundos de la falla en el sistema. Esto se debe a que el foco de variación en generación corresponde a variación en generación eólica, el cual no modela la salida intempestiva de centrales sino más bien caídas que permiten un tiempo de actuación similar al orden del tiempo correspondiente a la respuesta secundaria, el cual puede apoyarse en reserva en giro mantenida por máquinas y reserva pronta con centrales de rápida sincronización (del orden de minutos). A continuación se muestra el detalle de los servicios de reserva considerados que funcionan como apoyo a la reserva secundaria.

- **Servicios de reserva en giro:**

Corresponden a las capacidades no utilizadas de las plantas funcionando de forma programada a menor carga que su capacidad máxima. Puede ser entregada en escalas de tiempo de 5 a 10 minutos.

- **Servicios de reserva pronta:**

Esta reserva es prevista por las máquinas no sincronizadas con la red, pero que tienen capacidad de sincronizarse rápidamente. Puede ser entregada en escalas de tiempo de menos de 20 minutos.

Por último se destaca que para efectos de este trabajo, la suma de los aportes de reserva en giro y reserva pronta se denominará reserva operacional.

2.2 Co-optimización de energía y reserva

Dadas las políticas energéticas impuestas recientemente, los sistemas interconectados chilenos, SIC y SING enfrentan importantes desafíos para su correcto funcionamiento. En la Ley 20.698, [6], se establece que al año 2025, las empresas eléctricas que efectúen retiros energéticos deberán componerlo con un 20% de energía proveniente de fuentes ERNC. Este nuevo escenario es de vital importancia para ambos sistemas, es especial para el SING por tener una naturaleza térmica, con un gran número de máquinas con respuesta lenta y con una mala capacidad de lidiar con las variaciones en las inyecciones por parte de fuentes renovables como la eólica.

De esta forma los requerimientos de reserva y la necesidad de flexibilidad ante la alta penetración de generación renovable variable se acrecientan notablemente en los sistemas interconectados. Por esto, una reserva operante adicional deberá ser entregada a partir de un mayor margen en plantas que operen a media carga, disminuyendo la eficiencia y/o a través de reserva pronta con mayores costos de operación.

Para dar claridad al concepto de la co-optimización entre energía y reserva, este es planteado de forma separada como el despacho de energía (un detalle de este punto se puede ver en la sección 8.1) y reserva, visto de forma uninodal, para luego ser expresado considerando la red de transmisión, es decir, para despachos multinodales de energía y reserva; y las implicancias en las decisiones en operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia.

2.2.1 Problema uninodal de co-optimización de energía y reserva

A lo largo del tiempo, en modelos de mercado eléctricos, se ha establecido que la energía y la reserva deben ser tratadas como mercados separados. La consecuencia directa de eso es que un mercado, por ejemplo el de la reserva primaria, debe ser despejado antes del de reserva secundaria e independiente del de energía. Según [7], la experiencia ha mostrado que este enfoque no funciona bien. En [8], se comenta que en la actualidad existe un gran consenso en que la energía y reserva deben ser ofrecidas en un mercado conjunto y que ambas deben ser co-optimizadas para minimizar el costo del sistema completo. Esta co-optimización es necesaria debido a la fuerte interacción entre la entrega de energía y la mantención de reserva. Vale la pena destacar que en los sistemas eléctricos chilenos no existe una co-optimización como tal, dado que el monto de reserva mantenido es dado por un criterio experto y no como producto del resultado de una optimización.

Dado que para proveer reserva los generadores deben operar a media carga, este tipo de operación tiene varias consecuencias:

- Los generadores no pueden ofrecer tanta energía al sistema.
- Para satisfacer la demanda otros generadores, más costosos, deben ser despachados.
- La eficiencia de los generadores que provean reserva será menor que los que están a carga máxima, por lo que esos generadores deben tener un incentivo monetario para querer participar del mercado energía-reserva.

Por lo tanto, considerar la reserva incrementará el precio de la energía. Notar que, con esta nueva metodología, el despacho sería determinado de la siguiente manera:

$$\min \sum_g^{N_g} CV_g P_g + \pi^{reserva} R_g \quad (2.1)$$

s. a.:

$$\sum_g^{N_g} P_g = D \quad (2.2)$$

$$\sum_g^{N_g} R_g \geq R^{min} \quad (2.3)$$

$$P_g + R_g \leq P_g^{max} \quad (2.4)$$

$$R_g \leq \bar{R}_g \quad (2.5)$$

Donde los parámetros son:

N_g	Número de generadores.
CV_g	Costo variable del generador g en \$/MWh.
$\pi^{reserva}$	Precio de la reserva en \$/MWh.
D	Demanda del sistema en MW.
R^{min}	Requerimiento mínimo de reserva del sistema en MW.
P_g^{max}	Capacidad máxima de generación del generador g en MW.
\bar{R}_g	Capacidad máxima de reserva que puede brindar el generador g en MW.

Y las variables corresponden a:

P_g	Despacho óptimo del generador g en MW.
R_g	Reserva óptima establecida para el generador g en MW.

2.2.2 Problema multinodal de co-optimización de energía y reserva

Según [9] y [10], en el horizonte de planificación (de mediano/largo plazo) es necesario establecer una capacidad adecuada en las redes de transmisión para apoyar la transferencia de energía y reserva para la operación en tiempo real del sistema.

Actualmente, el diseño de la transmisión está asociado con los costos de las restricciones relacionadas a los costos de entregar una transferencia energética eficiente, en el cual la ubicación de la reserva no es considerada. Esto podría ser ineficiente pues puede provocar una sub-inversión en la capacidad de la transmisión, lo que puede limitar la habilidad del sistema para poderse adaptar a la generación renovable y da lugar a seguir aumentando los costos de la energía. Esto es ilustrado en el siguiente ejemplo. La Figura 2.2 y Figura 2.3 muestran dos formas distintas de establecer capacidad de la red entre energía y reserva en las que se considera un sistema de doble barra con la zona A (región que exporta, con bajos costos de generación) y la zona B (región que importa, con altos costos de generación). Las funciones de oferta muestran que la zona A tiene menores costos de generación que la zona B y por lo tanto la zona A tiene incentivos para producir más y exportar energía. La zona A además tiene unidades con reserva pronta de bajo costo que pueden apoyar la operación del sistema para lidiar con las caídas de viento en la zona B de forma más económica que la mantención de la costosa reserva en giro de la zona B, zona que tampoco cuenta con reserva pronta.

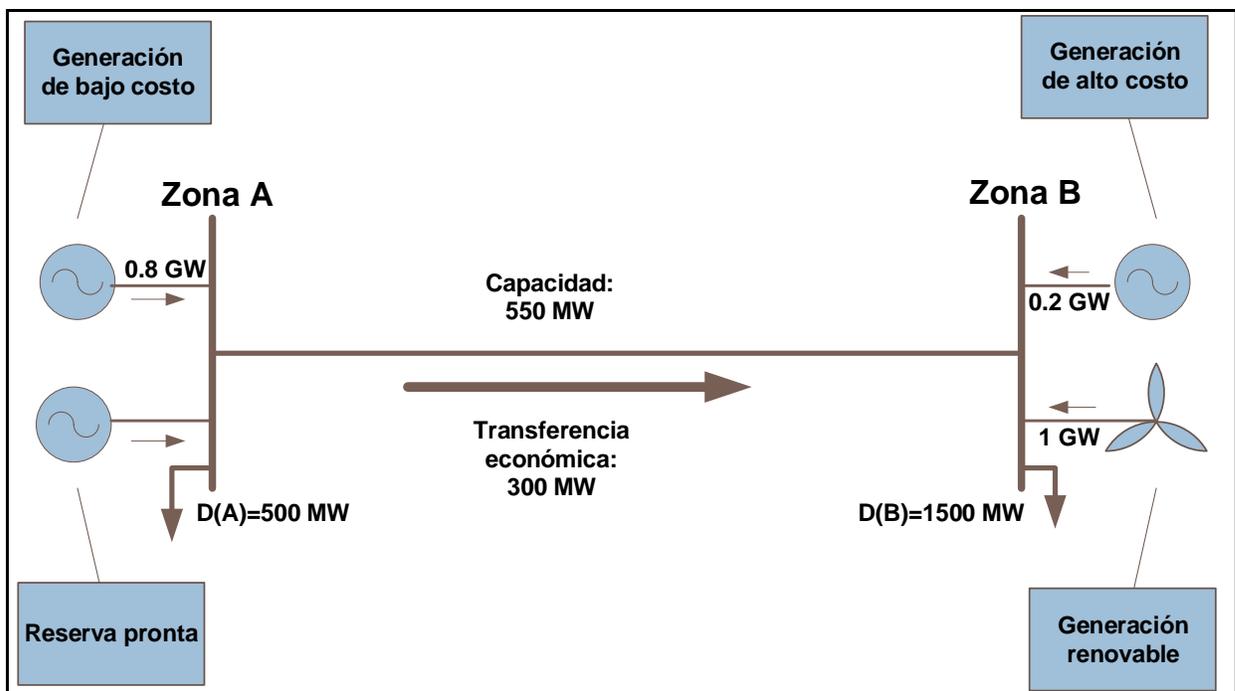


Figura 2.2: Transferencia de energía sin restricciones entre zonas A y B

Claramente, la necesidad de tener acceso a energía de bajo costo y reserva provoca un *trade-off* entre la maximización de la transferencia (para tener energía de menor costo) y la minimización de la utilización de la red (para poder acceder a la reserva de la zona A).

En la Figura 2.2 la utilización de la red ha sido determinada de acuerdo a los principios básicos que sólo optimizan las transferencias energéticas, mientras que en la Figura 2.3 la utilización

de la red ha sido determinada tomando en consideración el requerimiento de energía de bajo costo para el sistema con la provisión de reserva desde la zona A. En la Figura 2.3, la “transferencia de reserva” se refiere al margen de la capacidad de la red establecido para poder acceder a reserva remota producto de una caída de generación eólica de, por ejemplo, 550 MW para este caso. Así la transferencia de energía (100 MW) ha sido restringida producto de la necesidad de que la zona B pueda acceder a reserva remota (450 MW), en caso de que parte de su generación eólica caiga (550 MW), así en la zona B es mantenido un margen de reserva en giro (100 MW) menor que en el caso anterior. Notar que en el caso de la Figura 2.2, se supone que la reserva es provista localmente en la zona B.

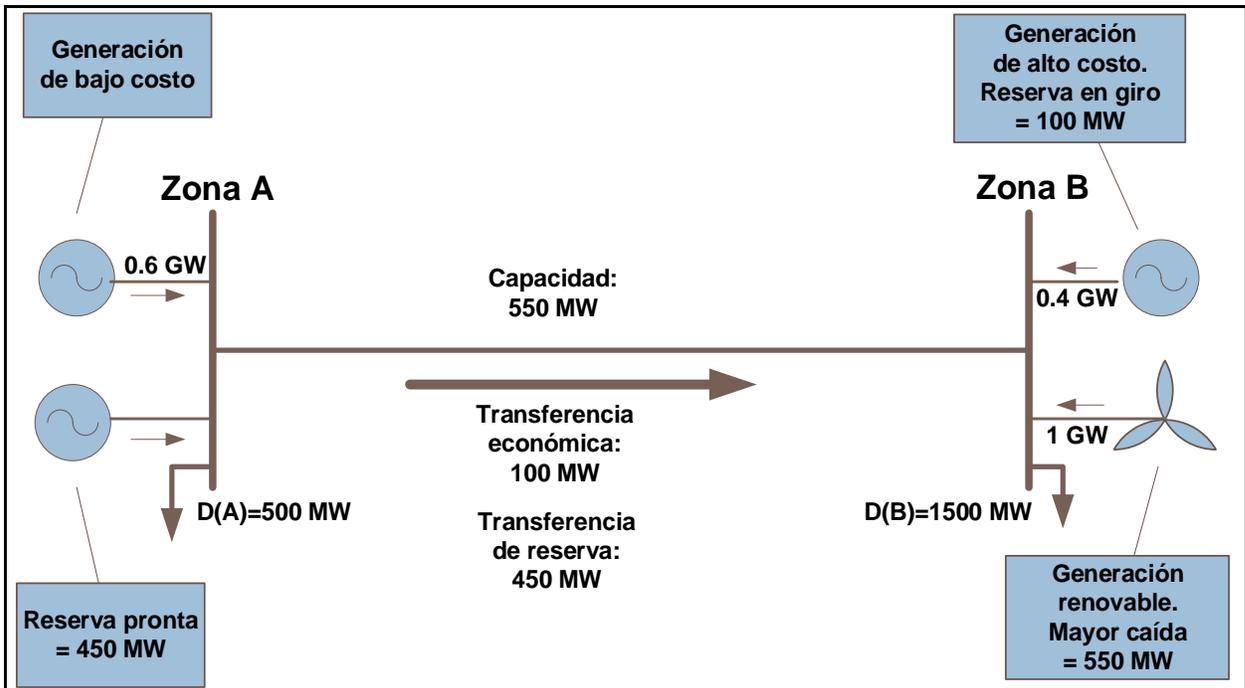


Figura 2.3: Intercambio óptimo de energía y reserva entre zonas A y B

Claramente, si existiera reserva pronta en la zona B, no habría necesidad de restringir la transmisión de energía de la zona A a la B, por lo que el despacho establecido en la Figura 2.2 sería el económicamente eficiente. En este contexto, uno de los objetivos del presente trabajo de título es entregar una metodología general que establezca la capacidad óptima de la red para poder transmitir energía y reserva en el corto plazo y que esto pueda extenderse a las decisiones de inversión en la red en el largo plazo.

El ejemplo mostrado anteriormente muestra una indicación de situaciones en las cuales puede ser beneficioso mantener un margen en la línea de transmisión para facilitar el acceso a reserva remota, las cuales pueden ser:

- La reserva pronta no está disponible en el área de importación energética.
- La reserva en giro es costosa en el área de importación.
- Mantener reserva en giro genera reducción de las salidas de unidades de bajo costo.

2.3 Expansión de la transmisión

Para el funcionamiento de los sistemas de potencia es esencial la transmisión de energía, la que debe permitir el intercambio de energía de forma confiable y a mínimo costo.

Bajo el modelo regulatorio actual, adoptado en la mayor parte del mundo, las compañías transmisoras deben ser capaces de poder cubrir los costos de su inversión más un margen de retorno que sea lo suficientemente bueno como para atraer a los capitales en búsqueda de una inversión segura. En Chile, las valorizaciones de las líneas son hechas por organismos privados, acorde a lo establecido en las resoluciones exentas para transmisión troncal y subtransmisión presentadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) ([11] y [12]). Finalmente, según [13], no es trivial responder la siguiente pregunta: ¿Cuánta es la capacidad de transmisión que debe ser construida dados sus costos y las necesidades de sistema?

2.3.1 Establecimiento de la capacidad de transmisión

Según [13], los puntos considerados en la mayor parte del mundo para llevar a cabo la capacidad de transmisión son:

- Proyecciones económicas y demográficas.
- Plan de expansión, a partir de estas proyecciones.
- Las autoridades regulatorias revisan el plan y deciden qué planes tienen permiso de construcción, para luego levantar licitaciones para los proyectos candidatos.
- La compañía de transmisión que se adjudique el proyecto construye las instalaciones.
- Una vez que las instalaciones han terminado, entidades especializadas valoran las instalaciones y determinan el pago a la empresa transmisora.

2.3.2 Valorización de la capacidad de la transmisión

2.3.2.1 Problema de corto plazo

La red de transmisión permite a la generación lejos de los centros de consumo poder competir con generación local. Es por esto que se puede estimar el valor de la transmisión en base a la diferencia entre los costos marginales de generación a través de la red. Este valor entrega una base del precio que un productor y un consumidor debería pagar por el uso de la red.

En [13] se desarrolla $\pi_T(F)$ como la función que representa el valor en \$/MWh que tiene la transmisión en función de la potencia transmitida (flujo), F , entre la zona A y la zona B :

$$\pi_T(F) = \pi_A(F) - \pi_B(F) \quad (2.6)$$

Donde $\pi_A(F)$ y $\pi_B(F)$ representan los precios de la zona A y B , respectivamente.

Respecto a los costos de transmisión, C_T , se tiene que estos se componen de un costo fijo, C_F , asociado a las instalaciones y servidumbres; y un costo variable, C_V , en función de la capacidad de transmisión, T , de la línea:

$$C_T(T) = C_F + C_V(T) \quad (2.7)$$

Si l es el largo de la línea en km y k el costo anualizado de construir 1 km de línea de transmisión en $\$/\text{MW}\cdot\text{km}\cdot\text{año}$, entonces el costo variable puede ser expresado de forma aproximada como:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T \quad (2.8)$$

De este modo, el costo de la capacidad adicional se determina como: $\frac{dC_T}{dT} = k \cdot l$

El cual es llamado “costo marginal en el largo plazo”, porque se relaciona con el costo de inversión. Si este costo es dividido por el número de horas en un año, para obtener el costo horario en el largo plazo, se obtiene: $c_T(T) = k \cdot l/\tau_o$, el que tiene unidades de $\$/\text{MWh}$.

De esta forma la decisión óptima de transmisión, se determina igualando el valor de la transmisión con el costo marginal horario en el largo plazo:

$$\pi_T = c_T \quad (2.9)$$

2.3.2.2 Problema de largo plazo

En la actualidad existe la necesidad en el problema de planificación de sistemas eléctricos, de determinar la expansión de la transmisión de una forma eficiente frente a escenarios con alta penetración de generación renovable. No obstante, como es sabido, la variabilidad es una característica fundamental en la generación renovable. Según [14] esta característica trae consigo una gran carga computacional debido a los diversos escenarios de generación asociados a las fuentes renovables, los que difieren mucho de los casos en los que existe sólo generación convencional. Para resolver este problema se toma en consideración el análisis de costo-beneficio mostrado en [15] el cual es presentado como un problema de programación lineal que minimiza el valor presente del costo de inversión más el costo de operación del sistema. Como se muestra en la Figura 2.4 a mayor capacidad de la red, mayor es el costo de la inversión en transmisión a la vez que disminuye el costo de la operación del sistema, dado que la reducción de las restricciones en la transmisión permiten despachar de una forma más eficiente.

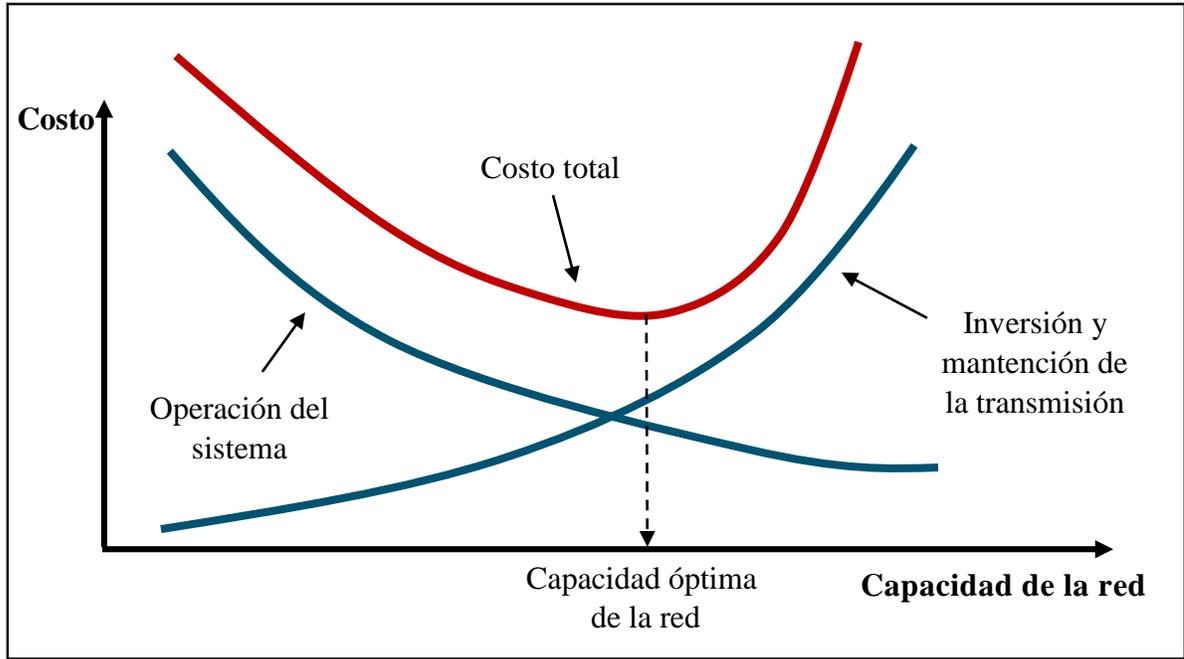


Figura 2.4: Optimización en la inversión de la transmisión mediante análisis de costo-beneficio

El problema de expansión de la transmisión es formulado como un problema de programación lineal donde el objetivo es minimizar el costo total dados los distintos escenarios de generación variable, los que son representados mediante una probabilidad esperada del escenario s , p_s . La formulación es descrita a continuación, donde el primer miembro de la función objetivo corresponde al costo de inversión en transmisión y el segundo al costo de combustible dados los escenarios de generación variable:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{Nl} \frac{k_{l,t} F_{l,t}^{inv}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T Dur_t \sum_{s=1}^{Ns} p_s \sum_{g=1}^{Ng} \frac{CV_g P_{g,s,t}}{(1+r)^t} \quad (2.10)$$

s. a.:

$$-(F_{l,t}^{m\acute{a}x} + F_{l,t}^{inv}) \leq f_{l,s,t} \leq F_{l,t}^{m\acute{a}x} + F_{l,t}^{inv} \quad \forall l, s, t \quad (2.11)$$

$$0 \leq P_{g,s,t} \leq P_{g,t}^{m\acute{a}x} \quad \forall g, s, t \quad (2.12)$$

$$F_{l,t}^{m\acute{a}x} = F_{l,t-1}^{m\acute{a}x} + F_{l,t}^{inv} \quad \forall l, t \quad (2.13)$$

$$f_{l,s,t} = \frac{\theta_{n1,s,t} - \theta_{n2,s,t}}{X_{l,t}} \quad \forall l, s, t, n1, n2 \quad (2.14)$$

$$\sum_{\substack{Ng \\ g \text{ en nodo } n}} P_{g,s,t} - D_{n,s,t} = \sum_{\substack{Nl \\ l \mid f_{l,s,t} \text{ sale de } n}} f_{l,s,t} \quad \forall n, s, t \quad (2.15)$$

Donde los parámetros son:

T	Número de períodos modelados.
Nl	Número de líneas de transmisión.
Ns	Número de escenarios.
Ng	Número de generadores.
$k_{l,t}$	Costo de inversión ² en la transmisión, en \$/MW, de la línea l en el período t .
r	Tasa de descuento en p.u.
Dur_t	Número de horas del período/año en hrs.
p_s	Probabilidad del escenario s en p.u.
CV_g	Costo variable del generador g en \$/MWh
$P_{g,t}^{m\acute{a}x}$	Capacidad máxima de generación del generador g en el período t en MW.
$D_{n,s,t}$	Demanda en el nodo n , en el estado s y periodo t en MW.

Y las variables corresponden a:

$F_{l,t}^{m\acute{a}x}$	Capacidad de línea l en el período t en MW.
$F_{l,t}^{inv}$	Inversión óptima de la línea l en el período t en MW.
$f_{l,s,t}$	Flujo de potencia del despacho por la línea l en el escenario s en el período t en MW.
$P_{g,s,t}$	Despacho óptimo del generador g en el escenario s en el período t en MW.
$X_{l,t}$	Reactancia de la línea l en el período t (notar que depende de $F_{l,t}^{m\acute{a}x}$) en Ω .
$\theta_{n,s,t}$	Ángulo de tensión en el nodo n , en el escenario s en el período t en rad.

La primera restricción representa que el flujo de potencia por las líneas no puede exceder las capacidades finales de las líneas. La segunda representa las cotas superiores e inferiores de generación y la tercera vincula la capacidad de la línea en un período t con la capacidad en el período anterior, $t - 1$, más la inversión que se haga en el comienzo del período t . Las dos últimas corresponden a las leyes de Kirchoff aplicadas a sistemas eléctricos de potencia y son detalladas en [16].

Todas estas restricciones son aplicadas al modelo de co-optimización a desarrollar en el presente trabajo de título, por lo que en la sección de metodología (sección 3) no se vuelven a presentar.

² Cabe notar que este costo puede variar en el tiempo, no obstante, dado que el horizonte de estudio es sólo un año, este se mantiene constante.

2.4 Descomposición de *Benders*

Si bien la capacidad computacional de hoy en día permite resolver problemas de gran tamaño, se espera que el tamaño de estos problema crezca de manera importante con la penetración de generación renovable a futuro. Esto hace que modelamientos más eficientes vuelvan a tener un rol importante en la optimización.

El método de descomposición de *Benders* se ha aplicado con éxito a diversos problemas de sistemas eléctricos de potencia, donde la gran dimensionalidad de los mismos hace imposible resolverlos de forma directa. Según [17], al aplicar *Benders*, el problema original es descompuesto en un problema maestro y varios subproblemas. Generalmente el problema maestro es un problema entero mixto y los subproblemas son problemas lineales. El problema maestro considera pocas restricciones y en un proceso iterativo entrega soluciones a los subproblemas. Los subproblemas estudian la solución del problema maestro para ver si la solución satisface las otras restricciones. La solución final basada en el algoritmo de *Benders* requerirá la iteración entre el problema maestro y los subproblemas. La descripción matemática de la descomposición de *Benders* se presenta en la sección 8.2

Para relacionar este método de optimización con los sistemas eléctricos de potencia, en la Figura 2.5 se muestra la jerarquía de cálculo de un predespacho con restricciones de seguridad el cual se basa en la interacción entre las compañías de generación, transmisión y distribución existentes con el operador del sistema. La jerarquía utiliza la descomposición de *Benders* para desacoplar el predespacho en un problema maestro correspondiente a la programación óptima de la generación con subproblemas relacionados con la seguridad de la red. La salida del problema maestro es el estado de encendido/apagado de las unidades analizadas en los subproblemas para satisfacer las restricciones de seguridad de la red. Las violaciones de las restricciones de la red son formuladas como cortes de *Benders*, las cuales son adheridas al problema maestro de generación óptima para volver a calcular la solución original de predespacho.

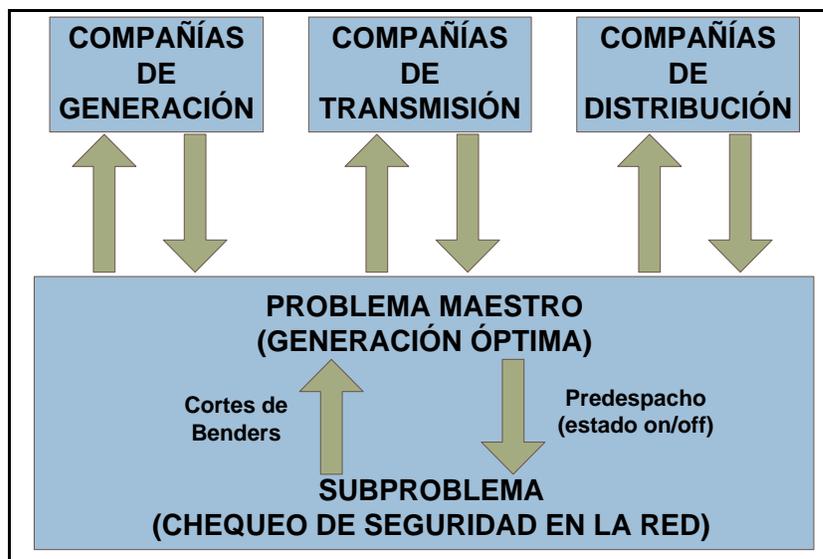


Figura 2.5: Operador del sistema y participantes del mercado

3 METODOLOGÍA

3.1 Resumen consideraciones para el modelamiento

A lo largo de este capítulo y del capítulo 4 se muestran las consideraciones tomadas para llevar a cabo el presente estudio. En este capítulo se expone la metodología considerada para el desarrollo del modelo (co-optimización de energía, mantenimiento de reserva e inversión en transmisión), mientras que en el capítulo 4 se exponen las consideraciones tomadas para el caso de estudio. En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de bloques con el resumen de las consideraciones tomadas, las que serán detalladas en las respectivas secciones.

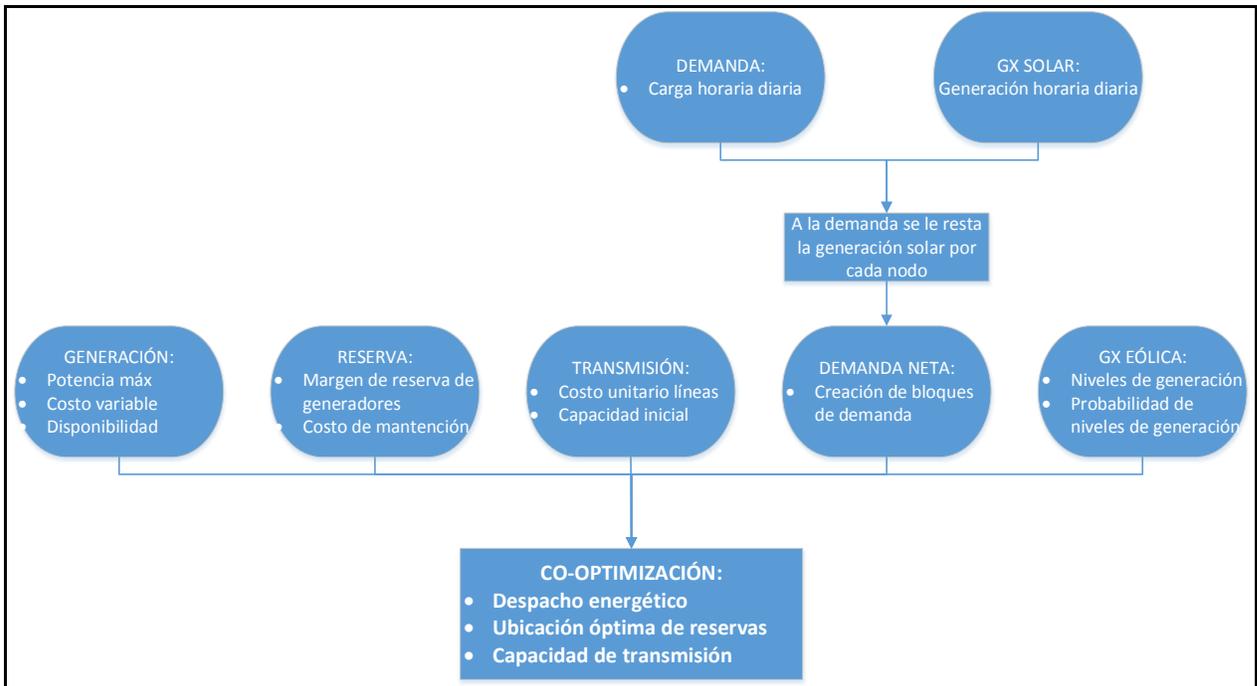


Figura 3.1: Diagrama de bloques con consideraciones para el modelamiento

3.2 Descripción general del modelo y sus capacidades

El objetivo del modelo a desarrollar es analizar la variabilidad en la generación eólica y su impacto en el uso y planificación de la red de transmisión.

El modelo debe ser capaz de comparar los costos de inversión en la transmisión contra el costo de operación del sistema, incluyendo costo de combustible, costo de mantenimiento de reserva y costos por energía no servida. El modelo debe lidiar con distintos escenarios de generación de viento en los distintos nodos de la red. Así, el modelo debe ser capaz de minimizar el costo total de la expansión, operación y de seguridad de servicio considerando las variabilidad de la generación eólica.

En base a lo anterior, se espera que el modelo pueda responder las siguientes preguntas:

- En el horizonte de operación:
 - ¿Cuál es el despacho óptimo de energía, reserva en giro y reserva pronta?

- ¿Cuál es el margen de reserva que debe ser mantenido en una línea de transmisión con el fin de poder transferir reserva entre las distintas áreas del sistema ante eventuales caídas de generación eólica?
- En el horizonte de planificación
 - Si existe alta transferencia de energía por una línea y, además, es necesario mantener un alto margen de reserva. ¿Es conviene ampliar su capacidad?

A continuación se detallan las consideraciones a tomar para desarrollar el modelo.

3.2.1 Conceptos de modelación de despacho económico con mantención de reservas

En el horizonte de operación, se debe realizar un despacho económico en el sistema eléctrico, tomando en cuenta la necesidad de que este sea robusto frente a la variabilidad en la producción energética de fuentes renovables, manteniendo los flujos de las líneas dentro de los límites. El modelo debe tener la capacidad de establecer el despacho a la vez que distribuye de forma óptima la reserva en giro y la reserva pronta. Dados estos requisitos se observa la necesidad de que el modelo considere una realización estocástica de la generación intermitente.

3.2.2 Intercambio de reserva a través de líneas congestionadas

El modelo a desarrollar debe restringir de forma óptima las transferencias de energía a través de una línea de transmisión con el fin de mantener un margen para que un área determinada pueda acceder a los aportes de reserva de las áreas vecinas. Así, por ejemplo, cuando un área que exporta energía (y que cuenta con una generación de bajo costo) contenga generación flexible (es decir, que puede aportar reserva), la transferencia de energía por la línea a un área que importe puede ser restringida con el fin de permitir la provisión de reserva del área que exporta (si el área que importa tiene la necesidad de reserva producto de la presencia de generación renovable intermitente). Esta idea fue detallada en la sección 2.2.2.

3.2.3 Optimización en la inversión de la transmisión

En el horizonte de planificación, el modelo debe optimizar la expansión de la transmisión estableciendo la capacidad en función de las transferencias de energía y los márgenes de servicios de reserva.

3.2.4 Modelamiento de escenarios

El modelo considera un horizonte de estudio³, el cual es representado con múltiples estados que representan combinaciones de condiciones planificadas y contingencias producto de la variación en la generación eólica. Las condiciones planificadas o condiciones de operación son las que caracterizan los niveles de viento y demanda esperados para un intervalo de tiempo dado, mientras que los estados de operación representan al estado esperado y las desviaciones (contingencias) de los valores esperados de viento dentro de la condición de operación.

³ En el presente trabajo el horizonte de estudio dura un año y corresponde al 2025.

3.3 Formulación matemática del modelo

3.3.1 Problema de programación entero mixto

En la siguiente sección se detalla la formulación del modelo matemático. Se parte con una generalidad, mostrando la estructura que un modelo de optimización de este tipo debe presentar y luego se muestra el detalle del modelo desarrollado. Se finaliza detallando las suposiciones y simplificaciones adoptadas en el ejercicio.

3.3.1.1 Estructura general de la formulación matemática

La estructura general del problema de optimización a resolver es la siguiente:

$$\begin{aligned} \min \quad & C_{inv}(\vec{L}_s, \vec{L}_l) \\ & + \sum_i \left[p_{0,i} \cdot C_{0,i}(\vec{x}_{0,l}, \vec{u}_{0,l}) \right. \\ & \left. + \sum_{k \neq 0} p_{k,i} \cdot C_{k,i}(\vec{x}_{k,l}, \vec{u}_{0,l}, \vec{u}_{k,l}) \right] \Delta T_i \end{aligned} \quad (3.1)$$

$$\text{s. a.:} \quad \vec{g}_{0,i}(\vec{x}_{0,l}, \vec{u}_{0,l}) = \vec{0} \quad \forall i \quad (3.2)$$

$$\vec{h}_{0,l}(\vec{x}_{0,l}, \vec{u}_{0,l}) \leq \vec{L}_l \quad \forall i \quad (3.3)$$

$$\vec{g}_{k,i}(\vec{x}_{k,l}, \vec{u}_{k,l}) = \vec{0} \quad \forall k, i \quad (3.4)$$

$$\vec{h}_{k,l}(\vec{x}_{k,l}, \vec{u}_{k,l}) \leq \vec{L}_s \quad \forall k, i \quad (3.5)$$

$$|\vec{u}_{k,l} - \vec{u}_{0,l}| \leq \Delta \vec{r}_k \quad \forall k, i \quad (3.6)$$

$$\vec{x}_{0,l}, \vec{u}_{0,l}, \vec{x}_{k,l}, \vec{u}_{k,l} \text{ con sus restricciones enteras o de rango } \forall k, i \quad (3.7)$$

C_{inv} es el costo de inversión en transmisión anualizado asociado a las mejoras en la red, donde \vec{L}_s y \vec{L}_l son las capacidades de las líneas en el corto y largo plazo⁴.

$C_{k,i}$ es el costo operacional (por ejemplo, costo de combustible) de un estado de operación⁵. El subíndice “ i ” se refiere a la condición de operación⁶ (por ejemplo predecir que el viento estará a un nivel del 55%) y “ k ” se refiere a un estado de operación. Vale la pena mencionar que los estados de operación consideran todas las realizaciones de viento existentes, tanto la planificada como las de contingencia. Así por cada condición de operación existen 10 estados de operación, donde el primero ($k = 0$) corresponde al nivel de viento planificado (por ejemplo predecir que la generación eólica estará a un nivel del 55%) y los demás ($k = 1, \dots, 9$) corresponden a variaciones respecto a

⁴ Dado que este estudio se centra en el año 2025, ambas capacidades, del corto y largo plazo, corresponden a una única capacidad de inversión en transmisión que es la necesaria al año 2025.

⁵ Los estados de operación corresponden a un estado de viento predicho y a contingencias debido a errores en la predicción.

⁶ Una condición de operación se refiere a una predicción de demanda y viento para el sistema, es decir, un estado planificado por el operador del sistema.

este nivel (niveles del 5%, 15%, 25%, 35%, 45%, 65%, 75%, 85%, 95%) de modo que $k = 0$ cuando existe 0 error en la predicción del viento.

$\overline{x}_{k,i}$ corresponde al vector de estado (por ejemplo, ángulos en los nodos) y $\overline{u}_{k,i}$ corresponde a las variables de control (por ejemplo, *outputs* de generadores) en el estado “ k ”. $\Delta\overline{r}_k$ representa el ajuste máximo permitido de las variables de control (por ejemplo, la reserva en generación).

ΔT_i representa la duración de cada condición de operación “ i ” y $p_{k,i}$ es la probabilidad de la k -ésima predicción de viento en la i -ésima condición de operación.

El primer y el tercer set de restricciones representan, por ejemplo, las ecuaciones del flujo de potencia DC, y los siguientes sets de restricciones pueden estar asociados a, por ejemplo, la máxima capacidad de transmisión por las líneas, los límites de las variables de control, etc. Por último se destaca que todas estas ecuaciones están basadas en un análisis de estado estacionario.

3.3.1.2 Función objetivo detallada

El modelo de optimización hace un balance en su función objetivo de:

- la anualidad del costo de inversión en transmisión,
- el costo anual de combustible en los estados planeados y de contingencia,
- el costo anual de la reserva en giro planificada y
- el costo anual por energía no servida.

Esto se muestra en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_l k_l^{inv} \cdot F_l^{inv} & \\
 + \sum_i \Delta T_i \left[\sum_g CV_g \cdot P_{0,i,g} + \sum_{k,g} CV_g \cdot (Acc_{k,i,g}) \cdot p_{k,i} \right. & \\
 + \sum_n \left(\bar{P} \cdot N_{0,i,n} - \sum_{g \text{ con spinning en } n} P_{0,i,g} \right) \cdot \pi_n^{reserva} & \\
 \left. + \sum_{i,k,n} VoLL \cdot P_{k,i,n}^{No \text{ servida}} \cdot \Delta T_i \cdot p_{k,i} \right] & \quad (3.8)
 \end{aligned}$$

Donde los parámetros corresponden a:

k_l^{inv}	Costo de inversión en la transmisión de la línea l en \$/MW.
CV_g	Costo combustible del generador g en US\$/MWh.
$\pi_n^{reserva}$	Precio de la reserva en giro en el nodo n en US\$/MW.
$VoLL$	Valor de pérdida de carga en US\$/MWh.
ΔT_i	Número de horas de la condición de operación en hrs.
$p_{k,i}$	Probabilidad del estado de operación k en la condición de operación i en p.u.
\bar{P}	Máxima salida de los generadores que entregan reserva en giro en MW.

Y las variables son:

F_l^{inv}	Inversión óptima de la línea l en MW.
$P_{0,i,g}$	Despacho óptimo del generador g en la condición de operación i en MW.
$Acc_{k,i,g}$	Acción de incremento/decremento óptimo del despacho del generador g en el estado de operación k de la condición de operación i en MW.
$N_{0,i,n}$	Número de unidades con reserva en giro sincronizadas en el nodo n en la condición de operación en i .
$P_{k,i,n}^{No\ servida}$	Pérdida de carga en el nodo n en el estado de operación k en la condición de operación i en MW.

El primer término corresponde al costo de inversión en transmisión sobre todo el sistema, donde las nuevas propuestas de inversión son multiplicadas por el costo unitario de inversión.

El segundo término representa el costo de combustible sobre todas las condiciones de operación. Cada condición de operación representa un escenario típico de viento/demanda de duración ΔT_i . Así, por cada demanda se consideran 10 predicciones de viento (nivel de viento al 5%, 25,...,95%), donde cada uno de estos escenarios se denomina una condición de operación con una duración ΔT_i . Los precios de generación son tomados como parámetros fijos.

Además se tiene la mantención de reserva en giro para cada estado de operación, cuyos costos son representados en el tercer término. El término $N_{0,i,n}$ es una variable entera que representa el número de unidades (generadores) que pueden proveer reserva en giro conectadas al nodo n en una condición de operación i .

Finalmente, el último término corresponde a la energía no suministrada en cada estado de operación.

3.3.1.3 Principales restricciones

Las restricciones del modelo de optimización propuesto corresponden a restricciones de flujo de potencia DC, capacidad de la red, balance de oferta-demanda y máxima capacidad de generación por nodo y tecnología. Todas estas fueron presentadas en el modelo de expansión de la transmisión de la sección 2.3.2.2. Además, se agregan tres restricciones con el fin de acotar los niveles de reserva en giro que deben ser mantenidos en el sistema. Estas son:

$$\underline{P} \cdot N_{0,i,n} \leq \sum_{g \text{ con spinning en } n} P_{0,i,g} \leq \bar{P} \cdot N_{0,i,n} \quad \forall i, n \quad (3.9)$$

$$\sum_{g \text{ con spinning en } n} P_{k,i,g} \leq \bar{P} \cdot N_{0,i,n} \quad \forall k, i, n \quad (3.10)$$

$$\sum_{g \text{ con spinning en } n} Acc_{k,i,g} \leq \bar{R} \cdot N_{0,i,n} \quad \forall k, i, n \quad (3.11)$$

Donde los parámetros corresponden a:

\underline{P} : Mínima salida de los generadores que entregan reserva en giro en MW.

\overline{R} : Reserva que cada unidad puede entregar en MW.

El primer set de desigualdades restringe la potencia de salida de las unidades con reserva en giro en una condición de operación de acuerdo a la capacidad mínima y máxima asociada al número de unidades ($N_{0,i,n}$) que fueron sincronizadas en la condición de operación i .

El segundo set de desigualdades restringe la máxima potencia de salida que las unidades con reserva en giro pueden entregar en un estado de operación de acuerdo al número de unidades sincronizadas en su respectiva condición de operación.

Finalmente, el tercer término corresponde a una limitación adicional a la máxima reserva que cada área del sistema (nodo) pueda entregar.

3.3.1.4 Suposiciones, limitaciones y modelamiento alternativo

El modelo presentado debe ser visto en un contexto hecho con algunas suposiciones simplificadoras, cuyo fin es aliviar la carga computacional y la rapidez de los cálculos. Las suposiciones hechas pueden ser resumidas en estos puntos:

- Un flujo de potencia DC óptimo es utilizado.
- Se utiliza un tamaño promedio para las centrales que proveen reserva en giro en cada nodo.
- Un valor único para el costo por demanda no suministrada es utilizado.
- Fenómenos dinámicos o restricciones de estabilidad son despreciadas.
- Otros tipos de fallas, como de demanda, generación y transmisión son despreciadas.
- El modelo corresponde a un despacho térmico, por lo que las centrales hidráulicas son modeladas como un recurso con un factor de planta anual promedio y un costo variable fijo.

3.3.2 Solución mediante descomposición de *Benders*

Uno de los desafíos de este trabajo es presentar un enfoque que tome en consideración diversos escenarios de viento en distintos puntos del sistema eléctrico considerado. Dicho enfoque aumenta de forma exponencial la carga computacional asociada al problema de optimización haciendo necesaria una optimización económica del punto de vista de los recursos computacionales a utilizar. Es por esto que se usa la descomposición de *Benders* pues permite dividir un problema grande en varios problemas pequeños minimizando el tiempo de cómputo.

Tal como fue descrito en la sección 2.4, se crea un Problema Maestro (PM) y un Problema Esclavo (PE) para llevar a cabo la descomposición. A continuación se explica, mediante pseudocódigos, el marco matemático de esta idea.

3.3.2.1 Problema maestro (PM)

El PM es el encargado de tomar decisiones sobre la variable maestra, la que corresponde a la capacidad de transmisión $F_{l,i}^{inv}$, de la línea l en la iteración i , tomando en consideración, en cada iteración, la información de los resultados anteriores de los PE, mediante sus valores duales y su resultado, agregando dicha información como cortes de *Benders* en el PM.

Se comienza con el siguiente PM1, mostrado en el siguiente pseudocódigo:

$$\begin{aligned} & \min Z \\ & \text{s. a.:} \\ & \text{Corte}_1 = Z \geq k_l * F_{l,1}^{inv} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Con esta solución inicial $F_{l,1}^{inv}$, se corren los primeros PE, de los cuales son exportados sus valores duales de la restricción de inversión de transmisión $u_{l,dv,i}$ y su costo de operación, *Costo Operación* (i, dv), para cada condición de operación de demanda/viento (dv).

La suma de todos los costos de operación, w_i corresponde al costo de operación anual (costo del despacho energético, mantenimiento de reservas y demanda no servida) del sistema en cada iteración i , determinado con la capacidad de transmisión exportada por el PM en la iteración anterior, $F_{l,(i-1)}^{inv}$. Así, para la condición inicial, se tiene:

$$w_1 = \sum_{dv=1}^{Ndv} \text{Costo Operación} (1, dv) \quad (3.13)$$

Donde Ndv corresponde al número total de condiciones de operación, que para este ejercicio corresponde a 400 (40 demandas por los 10 estados predichos de viento en cada una). Con esta información se puede calcular el valor de la primera cota superior Y , de la siguiente forma:

$$Y_1 = k_l * F_{l,1}^{inv} + w_1 \quad (3.14)$$

De esta forma se puede comenzar a iterar e ir agregando los cortes de *Benders*, Corte_i . Esta metodología es desarrollada en el siguiente pseudocódigo:

$$\begin{aligned} & i = 2 \\ & \text{MIENTRAS} \left(2 * \frac{Y_{i-1} - Z_{i-1}}{Y_{i-1} + Z_{i-1}} > \Delta \ \& \ i < \text{It. Máx.} \right) \text{ HACER:} \\ & \quad F_{l,i}^{inv} \leq F_l^{\text{máx}} \\ & \quad \text{Corte}_i = Z \geq k_l * F_{l,i}^{inv} + w_{i-1} + \sum_{dv=1}^{Ndv} u_{l,dv,(i-1)} * (F_{l,i}^{inv} - F_{l,(i-1)}^{inv}) \\ & \quad \min Z \end{aligned} \quad (3.15)$$

PARA TODA CONDICIÓN DE OPERACIÓN dv , HACER:
Correr Problema Esclavo dv
Importar Multiplicadores Duales: $u_{l,dv}$
Importar Solucion: Costo Operación (i, dv)

TERMINAR

$$Z_i = k_l * F_{l,i}^{inv}$$

$$w_i = \sum_{dv=1}^{Ndv} \text{Costo Operación } (i, dv)$$

$$Y_i = k_l * F_{l,i}^{inv} + w_i$$

$$i = i + 1$$

TERMINAR

Donde *It. Máx.* corresponde al máximo número de iteraciones permitidas y Δ la tolerancia del criterio de convergencia escogido. Para efectos de este estudio *It. Máx.* = 50 y $\Delta = 0.000015$.

3.3.2.2 Problema esclavo (PE)

Cada PE corresponde a una condición de operación, por lo tanto cada PE analiza la realización de 10 estados de operación, el estado predicho más los 9 de desviaciones.

El PE tiene como entrada la inversión de la transmisión obtenida en cada iteración del PM, $F_{l,i}^{inv.PM}$. Con esa transmisión genera el despacho estocástico, en el cual se minimiza el costo energético, de reservas y de demanda no suministrada, tal como se enuncia en la sección 3.3.1.2, pero sin transmisión, considerando las restricciones presentadas en la sección 3.3.1.3.

Como se mencionó anteriormente, del PE se obtiene el valor dual de la restricción de transmisión y el costo de operación de la condición de operación, tal como se muestra en el siguiente pseudocódigo:

min Costo Operación (dv)

PARA TODA LINEA DE TRANSMISIÓN, HACER:

$$\text{Restricción}_l = (F_l^{inv} = F_{l,i}^{inv.PM}) \quad (3.16)$$

$$\text{Exportar: } u_{l,dv,i} = \text{Dual}(\text{Restricción}_l)$$

$$\text{Exportar: Costo Operación } (dv)$$

TERMINAR

A continuación se describe la metodología utilizada en la implementación del problema.

3.3.2.3 Maestro-Esclavo por condición de operación demanda/viento paralelizada

La idea expresada en la sección anterior es distribuir el problema original en varios problemas esclavos los que representan condiciones de operación independientes entre sí. Esta separación se hace por cada condición de demanda/viento. De esta forma el tiempo total de cómputo, por

iteración, corresponderá al bloque de demanda/viento (condición de operación) que más demore en ejecutarse. Esta idea se muestra a continuación:

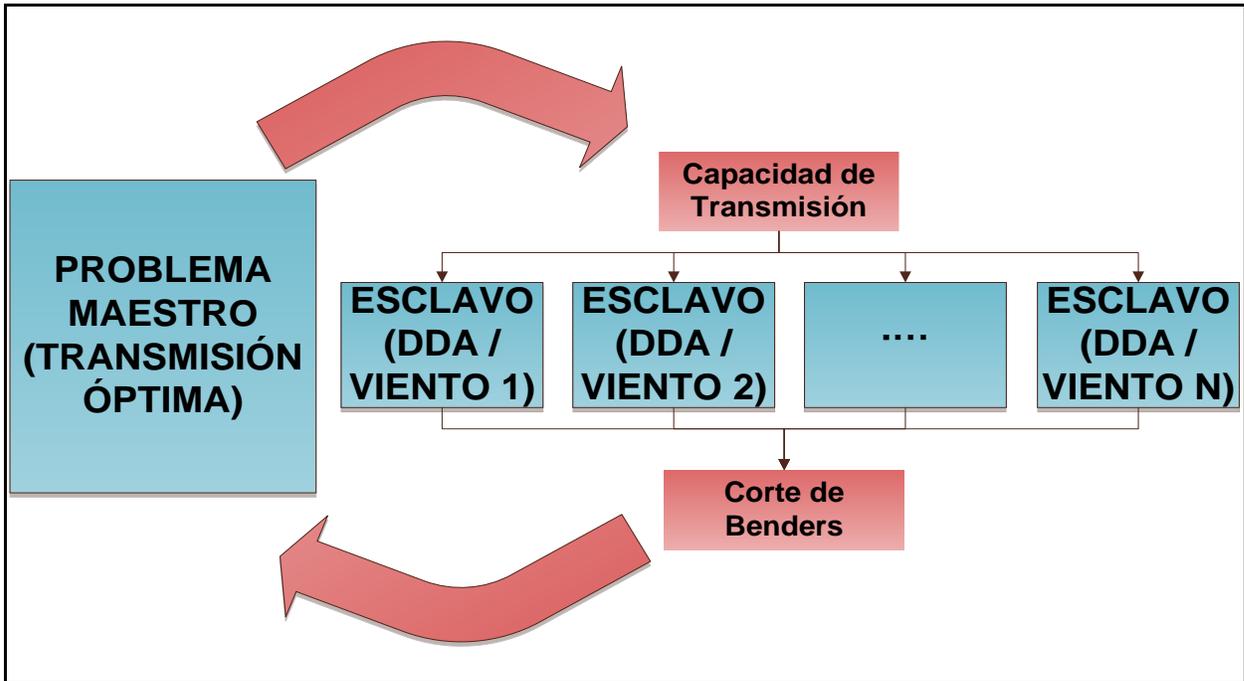


Figura 3.2: Diagrama maestro-esclavo demanda/viento por condición de operación demanda/viento paralelizada

3.3.2.4 Maestro-Esclavo por condición de operación demanda/viento paralelizada real

La metodología anterior, si bien presenta una idea óptima en un sentido teórico, no es implementable en la práctica debido a la gran cantidad condiciones de operación o bloques de demanda/viento (400 en este trabajo), lo que implica muchos procesos (400) ejecutándose al mismo tiempo, lo que es imposible en la realidad. En la realidad, lo que se tiene es un computador con capacidad de ejecutar sólo algunos procesos en paralelo dado su número de procesadores (el servidor utilizado para simular esto contaba con 12 procesadores). Así lo que se hizo, por cada iteración, fue partir ejecutando 12 condiciones de operación (dv) y a medida que estas iban terminando, se agregaban las nuevas condiciones de operación para ser procesadas. Una vez terminadas todas las condiciones de operación se generaban los cortes de *Benders*, se resolvía el PM y se continuaba con la siguiente iteración.

4 CASO DE ESTUDIO: CONSIDERACIONES Y DATOS DE ENTRADA

El caso de estudio del presente trabajo incluye la interconexión del SING con el SIC y el área del NOA del SADI operando de forma aislada. El detalle de estas áreas se muestra en la sección 8.3. La Figura 4.1 muestra un esquema simplificado del caso de estudio.

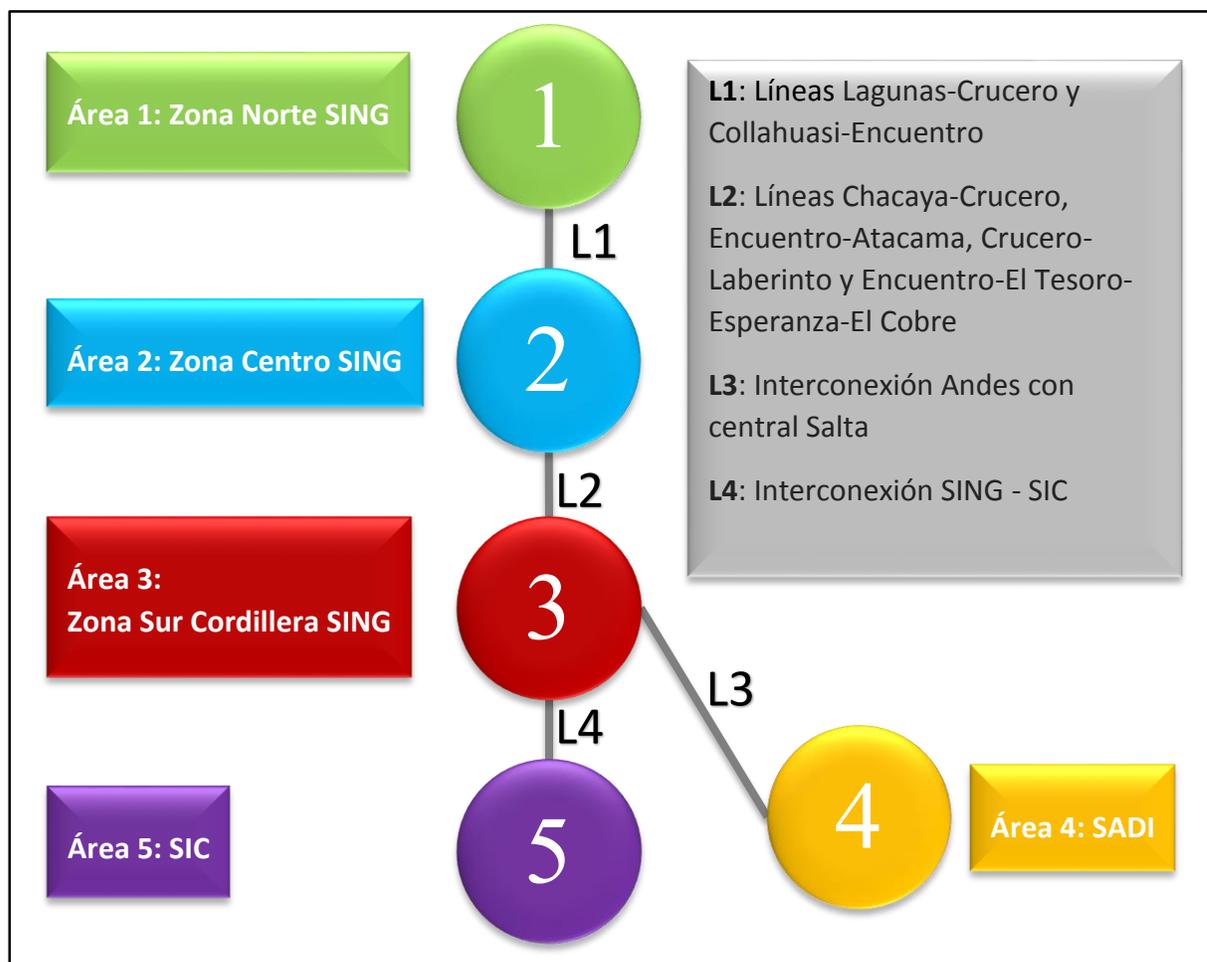


Figura 4.1: Modelo reducido por áreas

El año de estudio corresponde al año 2025. Su elección se basa en el gran desafío adoptado por el Gobierno de Chile que indica que a esa fecha un 20% de la energía contratada en el país debe provenir de fuentes renovables no convencionales. Dado esto, el parque generador y las demandas nodales corresponden a predicciones y expansiones previstas a la fecha. El detalle de las consideraciones tomadas en este caso de estudio se muestra a continuación.

4.1 Red de transmisión

El modelo toma una red de transmisión simplificada que contiene sólo líneas en corriente alterna donde las líneas L1 y L2 corresponden a varias líneas de transmisión según se muestra en la Figura 4.1, por lo tanto la capacidad de las líneas L1 y L2 corresponderá a la suma de las capacidades de esas líneas. El detalle de la red de transmisión inicial se puede ver en la sección 8.4.

4.2 Detalle parque generador y aportes de reserva

Para el SING y el SIC, el parque generador expuesto corresponde a la Capacidad Instalada de Generación, al Plan de Obras en Construcción y al Plan de Obras Indicativo informado por la CNE en los informes de *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo* para el SING y el SIC ([18] y [19]). Además, para la Capacidad Instalada de Generación Hidráulica, se utiliza el *Informe de Infraestructura del SIC* brindado en el *Reporte Mensual de Sector Eléctrico* de Systepl [20]. Para el parque generador argentino, correspondiente al área del NOA, se utiliza la información presentada por el operador del sistema argentino CAMMESA⁷ en el *Esquema Unifilar Sistema Interconectado Argentino – Uruguayo* disponible en su página web [21]. Dado que no hay una entidad argentina que provea de información acerca del plan de obras en construcción e indicativo de centrales convencionales, se supone que al año 2025 el crecimiento de la capacidad de generación instalada tendrá la misma tasa de crecimiento que la que ha tenido la demanda en los últimos 21 años, la cual es de un 4.26% anual en promedio, tal como se indica en [22]. Particularmente, para las fuentes renovables no convencionales, la información del parque generador al 2025 fue brindada por un agente de CAMMESA. El parque generador se muestra en la sección 8.5.

En el SING la reserva en giro puede ser brindada por las unidades térmicas a carbón, de gas de ciclo combinado y gas de ciclo abierto. No es común en los sistemas eléctricos de potencia que unidades térmicas a carbón brinden reserva en giro por lo lento de sus tasas de toma de carga (1 a 3 MW/min), pero dado que el SING cuenta con un parque esencialmente térmico (99%) donde el 45% de sus centrales son a carbón es que se hace necesario considerarlas, pues no hay más opciones para llevar a cabo esta tarea. En el área del NOA, desvinculada del SADI, según lo informado en CAMMESA, el control secundario de frecuencia es dado principalmente por algunas de sus centrales a gas natural de ciclo combinado [23]. Para efecto de este estudio se considera que todas las centrales a gas natural de ciclo combinado pueden brindar reserva en giro. Por último, para el SIC, se considera que la reserva en giro es dada por las centrales de embalse dada la rápida capacidad de actuación de estas centrales para el control de frecuencia secundario y terciario.

Para la reserva pronta, en todas las áreas se considera que esta puede ser brindada por las unidades de rápida sincronización con el sistema como lo son las unidades que consumen fuel oil y petróleo diésel.

4.3 Demanda

4.3.1 Determinación de bloques de demanda

En el presente estudio se utilizan 8 curvas de carga de demanda diaria (con resolución horaria). Estas se determinan en base al promedio diario de demanda de los sistemas modelados (SIC, SING y NOA) para días hábiles y no hábiles en las cuatro estaciones del año. Además, por cada curva de carga se determinan cinco bloques de demanda. Su determinación se basa en una heurística que busca minimizar el error cuadrático medio entre la potencia del bloque de demanda y la demanda prevista dentro de ese bloque. El nivel del bloque corresponderá al promedio de la demanda para cada hora perteneciente a ese bloque y de esta forma se determinan los 40 bloques de demanda del modelo.

⁷ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

La duración de los bloques de todas las áreas estará dada por la duración de los bloques escogidos para el SIC. Esto se fundamenta en la gran importancia que tiene el SIC en la operación del sistema completo dada su alta variabilidad diaria y su gran demanda eléctrica. Una explicación detallada de su determinación se desarrolla en la sección 8.3. Un resultado se muestra en la Figura 4.2 para una curva de carga correspondiente a un día no hábil de invierno en el SIC. Además, en la Figura 4.3 se muestra el resultado para las otras áreas del modelo.

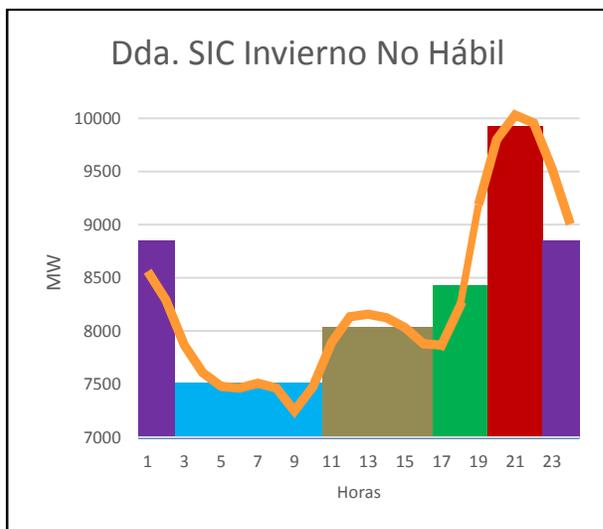


Figura 4.2: Bloques de demanda para el SIC en un día no hábil de invierno

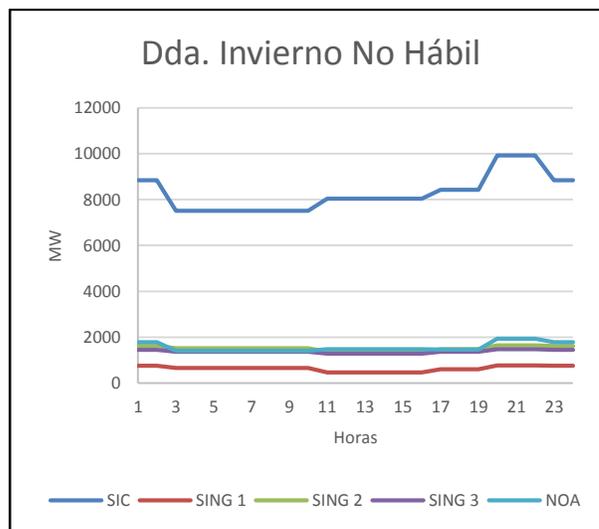


Figura 4.3: Bloques de demanda para el sistema completo según largo de los bloques determinado para el SIC en un día no hábil de invierno

4.4 Determinación de estados

Las 8760 horas del año son representadas con 4000 estados de operación que resultan de la combinación de:

- los 40 bloques de demanda detallados en la sección 4.3.1
- 10 predicciones de viento basadas en la esperanza de una condición de operación para cada uno de los bloques de demanda
- 10 estados de operación que corresponden a errores en cada una de las predicciones establecidas en el punto anterior para cada una de las predicciones de viento

Para la determinación de las predicciones de viento y los errores de predicción se utiliza información brindada por el área de “*Investigación y Desarrollo*” del CDEC SING. La información se basa en datos meteorológicos de velocidad de viento horaria, la cual se trata con fin de hacer la similitud con la generación real de un aerogenerador eólico tipo instalado en la ciudad de Calama en el Norte Grande de Chile, los cuales son normalizados para usar su valor en p.u..

4.4.1 Predicción de viento

Para modelar las predicciones de viento para cada estación del año se ajustan datos meteorológicos de viento entregados por el CDEC SING a una distribución de *Weibull* con el fin de obtener un factor de planta del 20% para las condiciones esperadas de viento. Esto se hace con el fin de poder ajustar los datos entregados a un factor de planta deseado. Algunas metodologías pueden encontrarse en [24] y [25].

Así, con esta distribución se calcula la probabilidad de estar en una de las 10 condiciones de generación por cada estación, es decir la probabilidad de que la generación horaria pertenezca uno de los siguientes rangos: $[0, 10\%[$, $[10\%, 20\%[$, ..., $[90\%, 100\%]$. Esta es la información que se usa para planificar la operación del sistema usada para agendar la transferencia energética.

Con el fin de establecer un valor discreto de generación, los estados quedan determinados por el valor central de su rango: 5%, 15%, ..., 95%. En la Figura 4.4 se muestra este resultado para la estación de invierno.

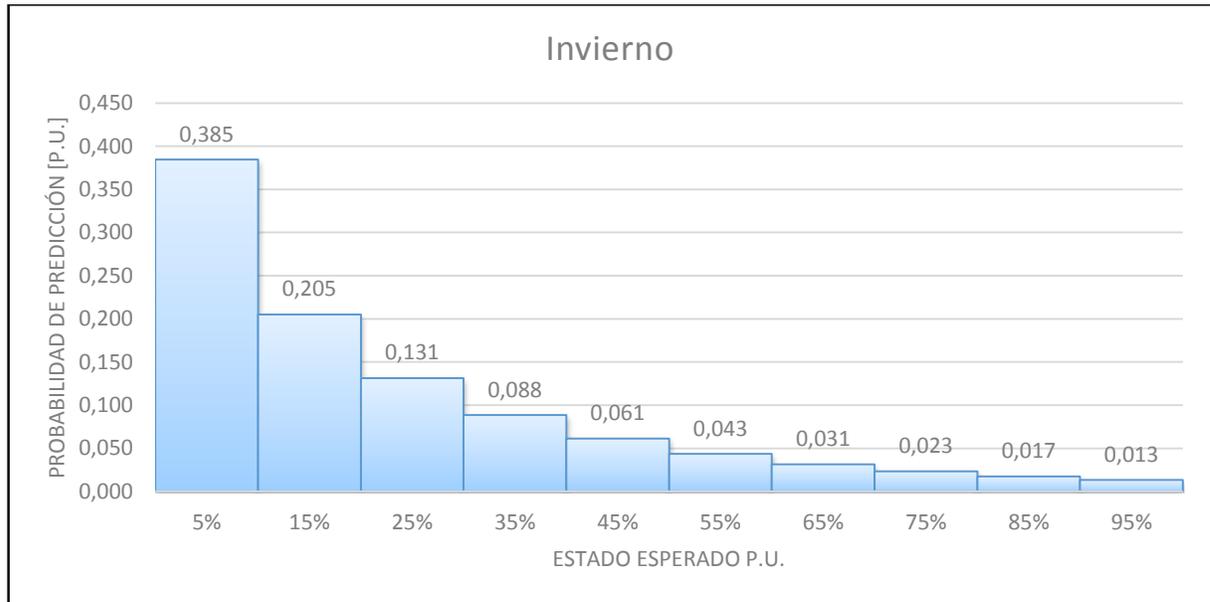


Figura 4.4: Predicción de viento invierno

4.4.2 Error de predicción

Para cada nivel predicho de viento (5%, 15%, ..., 95%) existe la posibilidad de no haber acertado en el pronóstico. Para abordar esto, para cada nivel de predicción determinado en la sección 4.4.1, se ajusta una curva normal que tiene como media el nivel de predicción de viento de la condición de operación dada y como desviación estándar la volatilidad, expresada como el cambio en la salida de potencia en por unidad de centrales eólicas agregadas para un horizonte de 24 horas lo cual corresponde a un 20%, según lo explicado y desarrollado en [26] y [27].

La idea detrás de usar una curva normal es que lo más probable es que la generación eólica real sea efectivamente la pronosticada, pero también existe una posibilidad menor de acertar a los otros estados, sobre todo en los más cercanos. Algunos resultados se muestran en la Figura 4.5 y Figura 4.6 que representan los estados esperados 55% y 95%, respectivamente. Tal como se observa, lo más probable es que el estado real sea el esperado, pero también existe la probabilidad de que el estado real sea alguno de los estados correspondientes a contingencias de viento.

Vale la pena comentar que al incorporar un error de predicción en la generación eólica se cambia el factor de planta determinado para la predicción del viento. Esto se justifica en que este es un ejercicio de predespacho y, en la práctica, si bien el despachador tiene en cuenta las estadísticas de la generación eólica, debe ponerse en todos los casos de generación, consideraciones que en la

práctica son distintas a las reales, pero que son las utilizadas al fin y al cabo. Así el factor de planta considerado en el modelo es mas bien el factor de planta que determina el despachador previo a realizar un despacho en todas las condiciones de operación, el que queda determinado en un 24%.

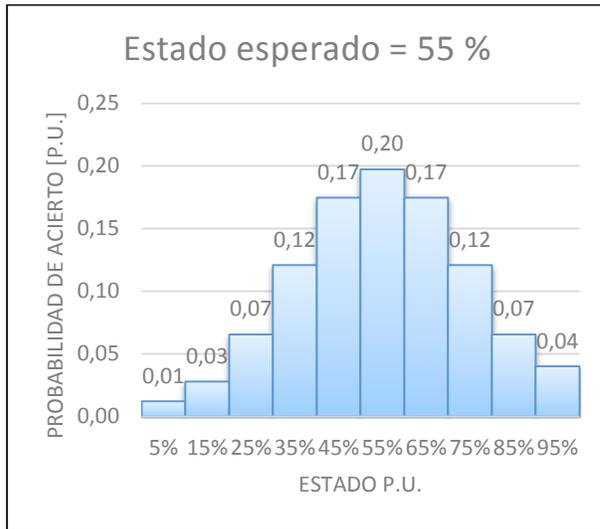


Figura 4.5: Probabilidad de acierto, estado: 0.55

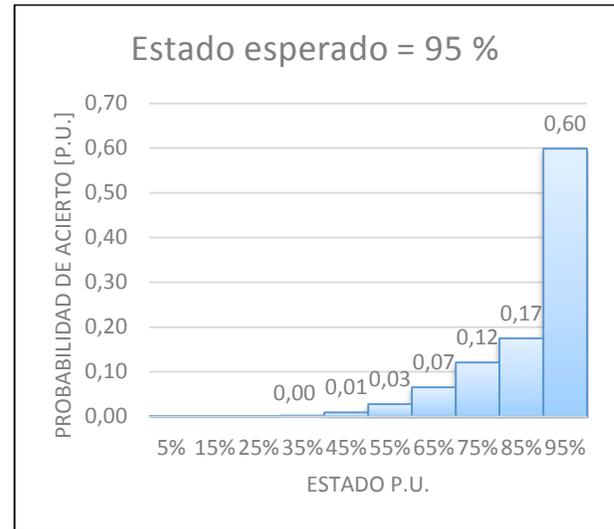


Figura 4.6: Probabilidad de acierto, estado: 0.95

4.4.3 Determinación de duración de estados de operación

Para efectos del modelamiento del problema se considera que la duración de cada estado s , con una probabilidad de acierto p_k , dentro de la condición de operación i , dada por su probabilidad de predicción p_i , y perteneciente al bloque de demanda b se muestra a continuación:

$$Duración_{Estado}(s) = Duración_{Bloque\ Dda.}(b) * p_i * p_k \quad [hrs] \quad (4.1)$$

4.5 Precios y costos

4.5.1 Costos de generación

Los costos variables de generación fueron determinados como el promedio de los costos variables de las centrales pertenecientes a cada área según lo informado por la CNE en los informes de “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Octubre 2014” del SIC y el SING.

Para el caso de las centrales de embalse pertenecientes al SIC, el valor del agua, para una hidrología media, se obtiene del documento “Evaluación Técnica de Proyecto de Interconexión SIC-SING” desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile [28].

4.5.2 Costo de la reserva en giro

El costo de mantener reserva en giro se determinó en base a la diferencia entre el costo variable producto de operar máquinas a mínimo y de operarlas al máximo técnico. Esta diferencia pretende emular el costo que tiene para el sistema el mantener una máquina sincronizada, pero no brindando toda la capacidad que puede dar, sino que manteniéndola despachada en un nivel menor.

Para las máquinas térmicas esta información fue diferenciada en base a la tecnología utilizada (carbón o gas de ciclo combinado) y promediada dependiendo de la presencia de la tecnología en cada nodo.

La información fue sacada para máquinas del SING según lo informado en la sección “*Consulta Tabla de Costos Variables, Factores de Penalización y Precios de Combustibles*” de la página web del CDEC SING [29]. Para las centrales de embalse del SIC se considera que esta diferencia es nula, por lo tanto su costo de mantener reserva en giro es nulo.

4.5.3 Costo de racionamiento

El costo de tener que cortar demanda, en el modelo, corresponde al “*Costo de Falla de Larga Duración SIC, SING y SSMM*” informado en [18] y [19], el que corresponde a 715 US\$/MWh

4.5.4 Costo de transmisión

El costo asociado a crear nuevas líneas de transmisión entre las distintas áreas corresponde al costo unitario $k(L_i)$ en $\left[\frac{US\$}{MW*km}\right]$, donde $L_i \in \{L1, L2, L3, L4\}$. El valor k_i se determina como la anualidad del valor de la inversión de una línea de transmisión tipo normalizada por la potencia de la línea y su longitud.

Esta información se obtiene del “*Estudio de Transmisión Troncal 2015 - 2018*” [30] donde se escogen proyectos de líneas de 500 kV y 200 kV pertenecientes a alguno de los sistemas chilenos (SIC o SING) tal que sean proyectos de líneas de doble circuito con el fin de que cumplan el criterio N-1 de seguridad del sistema.

Como simplificación del problema, la expansión del sistema entre las áreas del SING será en 220 kV, dado el desarrollo que se ha hecho hasta la fecha entre esas áreas. Para la interconexión del SING con el SIC y con el área del NOA se considera que la expansión sería con líneas de 500kV. Cabe mencionar que esto sólo tiene un impacto en el costo unitario de la línea de transmisión y no afecta el funcionamiento eléctrico del sistema.

5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se muestran los resultados y análisis de la ejecución del problema presentado en el Capítulo 3, caso de estudio que corresponde a la interconexión SING, SIC y NOA al año 2025 con la información y consideraciones ya explicadas.

Los resultados generales del problema se muestran en la sección 5.1 para la solución con el problema establecido en la sección 3.3.1, que define un problema de Programación Entera Mixta dada la variable entera que representa el número de generadores con capacidad de dar reserva en giro sincronizados en la red en cada condición de operación. El problema es resuelto en el *solver* de optimización *FICO Xpress* mediante el algoritmo de *Branch and Bound* [31]. Esta sección comienza con en análisis del Caso Base de estudio, seguido por análisis de sensibilidad frente a este Caso Base, los cuales pretenden destacar los cambios en los resultados frente a las distintas consideraciones escogidas.

Con el fin de aliviar la carga computacional del problema, en la sección 5.2 se muestra la solución para el problema de programación lineal, en la que se supone que todas las variables corresponden a variables continuas, sin valores enteros como en la sección 5.1. Los resultados obtenidos en esta sección no pretenden formar parte de los análisis detallados del caso de estudio sino que se toman como punto de comparación para el método de descomposición de *Benders* analizado posteriormente.

En la sección 5.3 se muestran los resultados de hacer la descomposición de *Benders* al problema relajado de la sección 5.2, donde se observa la mejora en el tiempo de cómputo del problema gracias a la descomposición, dada la solución mediante paralelización de las condiciones de operación modeladas en el problema.

Por último, para establecer tiempos comparables para todas las ejecuciones del problema, todas estas fueron simuladas en un servidor perteneciente al Centro de Energía de la Universidad de Chile con un procesador *Intel Xeon Processor E5-2620* de 6 núcleos duales capaces de mantener 12 subprocesos a la vez, con 32 GB de RAM y sistema operativo *Windows 7 Professional*.

5.1 Resultados problema programación entera mixta

5.1.1 Caso Base de estudio

5.1.1.1 Detalle generación anual

En la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se muestra el detalle de la generación anual al año 2025. Además en la Tabla 5.3 se muestra el factor de planta anual para cada una de las tecnologías.

Tabla 5.1: Generación total MWh, año 2025

Generación total anual MWh										
Área	Eólica	Solar	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	TOTAL
SING 1	-	1.072.559	53.874	-	1.251.240	-	-	10.797	20.200	2.408.670
SING 2	619.499	1.762.780	-	-	8.757.723	2.268.342	46.705	132.792	-	13.587.841
SING 3	854.481	554.787	-	-	8.826.229	8.544.075	-	18.589	247.511	19.045.672
NOA	801.503	64.953	1.474.763	-	-	20.249.582	5.908.299	-	59.861	28.558.961
SIC	3.155.598	3.423.823	11.060.454	23.345.587	18.071.309	7.711.619	526.522	63.715	57.992	67.416.621

Tabla 5.2: Generación total MWh, SING agrupado, año 2025

Generación total anual MWh										
Área	Eólica	Solar	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	TOTAL
SING	1.473.979	3.390.126	53.874	0	18.835.192	10.812.417	46.705	162.178	267.711	35.042.183
NOA	801.503	64.953	1.474.763	0	0	20.249.582	5.908.299	0	59.861	28.558.961
SIC	3.155.598	3.423.823	11.060.454	23.345.587	18.071.309	7.711.619	526.522	63.715	57.992	67.416.621

Tabla 5.3: Factor de planta por tipo de tecnología, año 2025

Factor de planta %										
Área	Eólica	Solar *	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	
SING 1	0%	31%	50%	0%	89%	0%	0%	11%	3%	
SING 2	24%	49%	0%	0%	89%	81%	14%	9%	0%	
SING 3	24%	32%	0%	0%	90%	68%	0%	8%	4%	
NOA	24%	30%	50%	0%	0%	85%	84%	0%	2%	
SIC	24%	30%	50%	64%	90%	41%	10%	7%	0%	

*Generación solar del área SING 2 incluye a central CSP Cerro Dominador.

Respecto a la generación renovable se observa una gran generación eólica en el SIC, duplicando al SING y cuadruplicando al área del NOA. Además se observa que la generación eólica producida en Chile corresponde al 4% de la demanda total del país.

En el caso de la generación solar, se tiene casi un empate en generación entre el SING y el SIC, donde el primero aporta un 49.3% al total de generación solar del sistema, mientras que el segundo aporta un 49.8%. Cabe destacar en la Tabla 5.3, el alto factor de planta, del 49%, para la generación solar de la Zona Centro del SING (SING 2), lo que se debe a la generación del concentrador solar de potencia Cerro Dominador, el que genera diferencia entre la generación solar promedio de esta zona comparada con las demás que mantienen un factor de planta del orden del 30% el cual es representativo de centrales fotovoltaicas. Además se observa que la generación solar total producida en Chile corresponde al 6% de la demanda total anual del país. Por su parte el área del NOA aporta sólo un 0.9% al total de generación solar del sistema considerado.

En resumen, en Chile, el consumo total al año 2025 es abastecido en casi un 10% por fuentes ERNC solares y eólicas instaladas en el país. Dado que estas no son las únicas fuentes ERNC consideradas para llegar a la meta del 20% de ERNC al año 2025, se considera que la meta puede ser suplida fácilmente, tomando en consideración que existen otras fuentes importantes de ERNC

consideradas, como las hidráulicas de pasada con potencia menor a 20 MW que tienen un gran potencial en el país.

Respecto a la generación en el SIC, se observa la preponderancia del recurso hidráulico, siendo este el 50% del total de su generación y representando el 33.6% del total de la generación chilena. Además, respecto a centrales térmicas convencionales (carbón, gas ciclo abierto y ciclo combinado) se observa que representan el 39.9% del total de la generación del SIC.

Para el SING, las centrales térmicas convencionales (carbón, gas ciclo abierto y ciclo combinado) tienen una gran preponderancia, representando un 85% del total de su generación. Estas tecnologías son seguidas por las centrales ERNC (solar y eólicas) las que representan un 13.8% del total de su generación. Además se observa que las unidades que pueden proveer reserva pronta como centrales a fuel oil o diésel representan sólo un 1.2% de este total.

Para el área del NOA las centrales a gas ciclo abierto y combinado tienen una muy alta relevancia, representando un 92% del total de su generación.

Por último se observa la importancia de la generación del SIC en el total del sistema analizado, siendo aproximadamente el doble de la del SING y NOA.

5.1.1.2 Intercambio de energía entre áreas del sistema

Con el fin de establecer el comportamiento de cada área y poder diferenciar si tiende a importar o a exportar energía, se calcula la diferencia entre generación y demanda. Los resultados se muestran en la Tabla 5.4 y Tabla 5.5.

Como se observa, en promedio, las áreas que importan energía corresponden a la Zona Norte y Zona Centro del SING y el SIC, siendo esta última el área que más energía importa desde el sistema.

Por otro lado, el NOA se comporta como el gran exportador de energía dada la alta capacidad térmica instalada (ciclos combinado y abierto) y los bajos costos de operación de sus centrales en comparación con los chilenos; este es seguido por la Zona Sur Cordillera del SING con sus centrales térmicas a carbón y de ciclo combinado, con bajos costos de operación, pero mayores a los argentinos. Al hacer el análisis para el SING agrupado, se observa que este tiene un comportamiento que, levemente, tiende a ser exportador.

Tabla 5.4: Diferencia total anual MWh, año 2025

Área	Diferencia anual MWh
SING 1	- 4.097.412
SING 2	- 1.911.077
SING 3	6.473.631
NOA	13.771.895
SIC	- 14.237.037

Tabla 5.5: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, año 2025

Área	Diferencia anual MWh
SING	465.142
NOA	13.771.895
SIC	- 14.237.037

5.1.1.3 Reserva en giro

Como se mencionó en la sección 4.4 son 400 las condiciones de operación estipuladas en el modelo que corresponden a los 10 niveles de viento predichos para cada una de las 40 demandas consideradas en el modelo.

Para efectos de analizar el impacto de la reserva en giro ante cada una de las condiciones de viento, en la Figura 5.1 se muestra el histograma donde se detalla cuál es la frecuencia de ocurrencia de los distintos niveles de reserva en giro establecidos en el modelo.

Resulta interesante analizar los casos donde se estresa la reserva en giro y ver en qué cantidad contribuyen cada una de las áreas a su mantención. Esto se detalla en la Tabla 5.6 donde se muestran los cuatro primeros máximos de la reserva en giro mantenida por el sistema. Según se observa, para la condición de máxima mantención de reserva en giro, el SIC, con sus centrales de embalse, contribuye con aproximadamente un 47% a la reserva en giro total mantenida por el sistema, seguido del área del NOA con un 40% y el SING con un 13%.

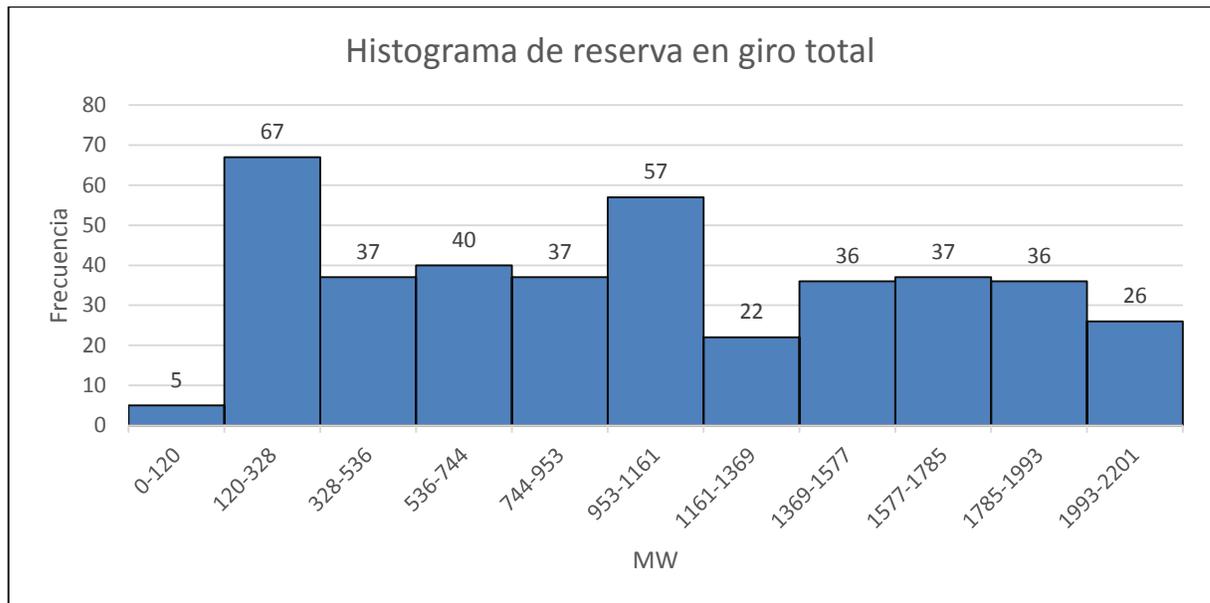


Figura 5.1: Histograma de reserva en giro total

Tabla 5.6: Reserva en giro máxima mantenida

Reserva en giro máxima MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	60	215	-	896	1.020	2.191
2°	54	316	684	88	1.020	2.162
3°	60	360	-	714	1.020	2.154
4°	46	286	-	802	1.020	2.154

Se tiene que la mayor parte de estas condiciones de máxima mantención de reserva en giro corresponden a escenarios en los cuales se ha predicho la máxima cantidad de potencia eólica, es decir, que el nivel de generación eólico está a un 95% de su nivel total, con excepción de las condiciones de operación pertenecientes a las demandas máximas del sistema. Así, dado que el nivel total de generación al año 2025 es de 2.542 MW, se tendrá que la máxima generación permitida por el modelo es de 2.415 MW, es decir, el 95% de la capacidad nominal total. Si se considera que el mínimo nivel de generación eólica es de 127 MW, el que corresponde a generar el 5% de la capacidad nominal total eólica y considerando que el modelo no admite cortes de generación eólico, se tendrá que la máxima reserva necesaria corresponde a la diferencia entre estas dos magnitudes, la que corresponde a 2.288 MW.

Dadas las eventuales caídas de generación eólica dentro de cada uno de esos escenarios es que se hace necesario mantener distintos niveles de reserva. Así se tiene que para cada nivel de predicción de generación eólica se tendrá un nivel distinto de mantención de reserva, pues efectivamente en niveles de predicción menor (por ejemplo predecir sólo un 5% de generación eólica) se necesitará menor mantención de reserva. En la siguiente tabla se muestra el promedio de las reservas para cada nivel de predicción de generación eólica para las 40 demandas consideradas.

Tabla 5.7: Reserva en giro promedio mantenida

Nivel de predicción de viento	Reserva en giro mantenida MW					
	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	Promedio
5%	17	0	6	88	21	132
15%	21	6	6	89	187	309
25%	26	12	6	90	380	515
35%	29	15	5	91	609	750
45%	27	14	4	96	821	963
55%	32	21	4	101	921	1.080
65%	46	138	10	108	955	1.257
75%	47	274	76	125	976	1.498
85%	47	319	208	172	995	1.742
95%	48	317	289	332	1.008	1.994

5.1.1.4 Reserva pronta

La reserva pronta en cada condición de operación es calculada como el máximo de generación, con máquinas que pueden brindar reserva pronta, dentro de la condición de operación menos la generación prevista en la misma condición de operación. Esta idea busca considerar solamente lo que se utiliza como aporte al desbalance del sistema dada la caída de generación eólica dentro de

esa condición de operación. El histograma de su utilización se muestra a continuación, detallando la frecuencia de utilización para cada una de las 400 condiciones de operación.

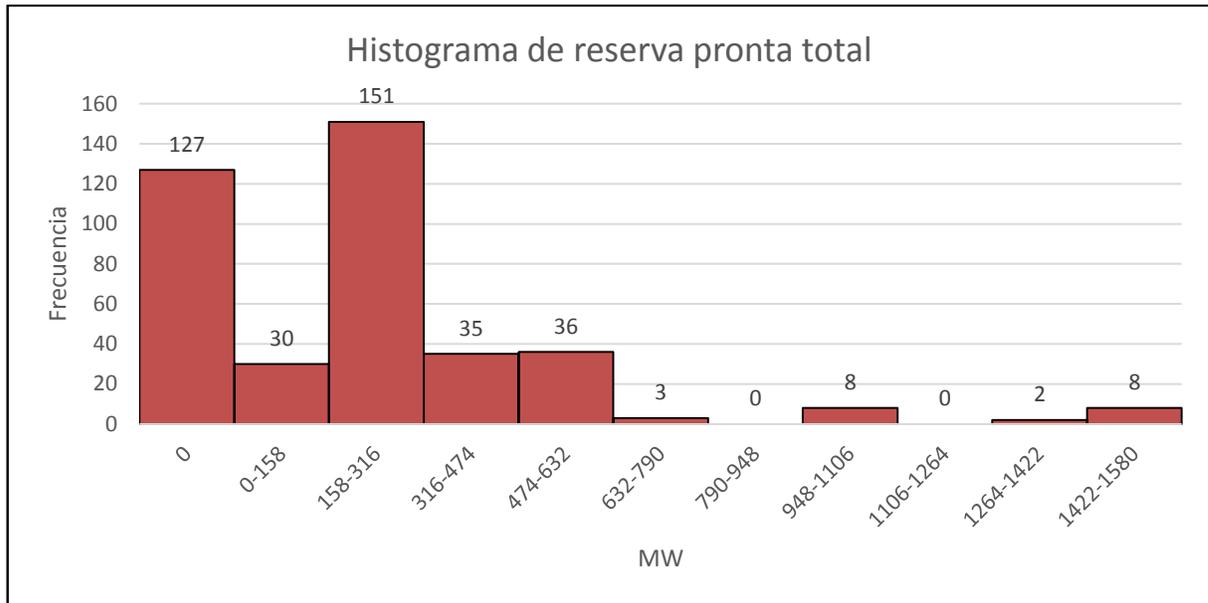


Figura 5.2: Histograma reserva pronta total

Según se observa en el histograma la reserva pronta tiende a no llegar a niveles tan altos como la reserva en giro, y además la frecuencia de los máximos aportes son muy menores.

Los cuatro casos de máxima reserva pronta utilizada en el sistema se muestran a continuación:

Tabla 5.8: Máxima reserva pronta utilizada

Reserva pronta máxima MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	78	146	582	249	515	1.570
2°	78	146	582	249	515	1.570
3°	78	146	582	249	515	1.570
4°	69	111	582	249	515	1.525

Según se observa, en la condición de máxima utilización de reserva pronta, el área que más aporta es la Zona Centro del SING (SING 3) con un 37% seguida del SIC con un 33%. Vale la pena notar que las cuatro condiciones de operación más demandantes de reserva pronta pertenecen a la mayor demanda considerada en el modelo la cual corresponde a 16.492 MW para el sistema completo. Estos cuatro máximos de reserva pronta se originan en las condiciones de operación que representan los niveles de predicción de viento del 95%, 85%, 75% y 65%, respectivamente.

Además, si se continúan analizando los máximos se observa que estos pertenecen a las siguientes demandas máximas del sistema. Así se observa una leve diferencia en el uso de la reserva pronta con respecto a la reserva en giro, la cual brinda su máximo apoyo en situaciones de predicción de viento máximo, casi independiente de la demanda, mientras que **la reserva pronta brinda su máximo apoyo para las condiciones de operación que representan los máximos niveles de**

predicción de viento (95%, 85%, 75% y 65%), pero que pertenecen a las demandas máximas del sistema.

Además, en la Tabla 5.9, se muestra el detalle de la reserva pronta promedio consumida en cada condición de operación. Detalle que deja en claro que su nivel de utilización es menor al de la reserva en giro.

Tabla 5.9: Reserva pronta promedio utilizada

Nivel de predicción de viento	Reserva pronta MW					
	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	Promedio
5%	0	0	0	0	0	0
15%	3	23	27	4	25	81
25%	3	35	38	10	37	124
35%	8	39	48	16	37	147
45%	11	49	63	16	40	178
55%	14	131	85	16	70	316
65%	14	145	119	16	97	392
75%	14	146	131	16	97	405
85%	14	146	141	16	97	415
95%	14	146	142	16	98	417

5.1.1.5 Reserva operacional

Para efectos de contabilizar el aporte total de reserva utilizado en el sistema se considera la reserva operacional la cual representa la suma de la reserva en giro mantenida y la reserva pronta utilizada en cada condición de operación. En la Figura 5.3 se muestra el histograma donde se muestra el número de ocurrencias con que cada nivel de reserva es utilizado en el modelo.

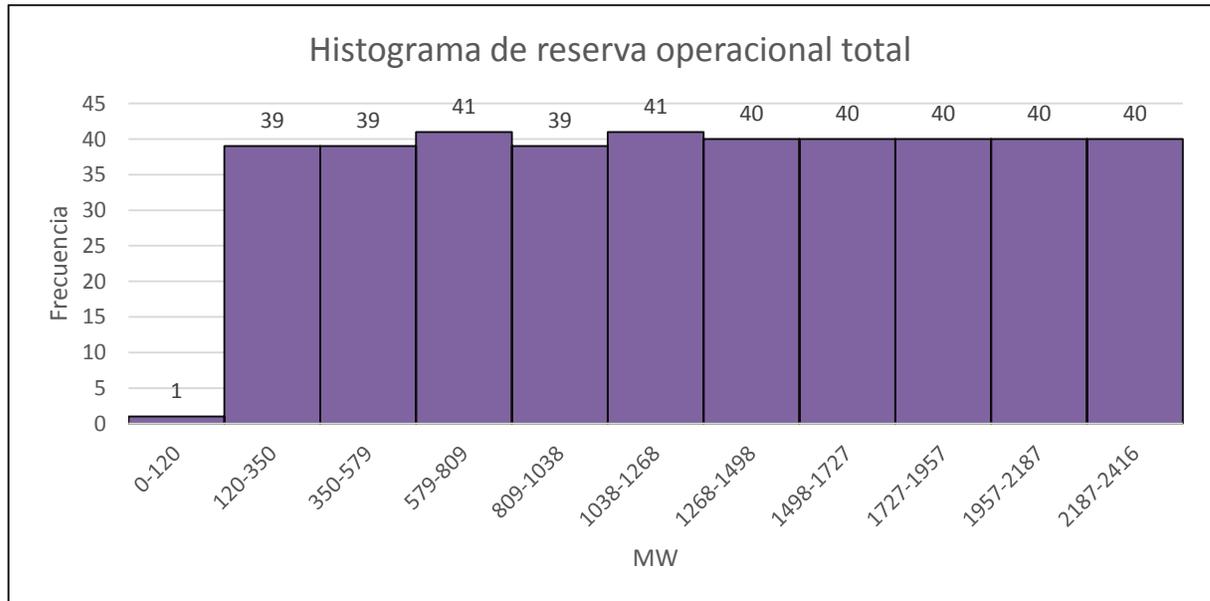


Figura 5.3: Histograma reserva operacional total

Según se observa existen once niveles de reserva. Los dos primeros (0-120 MW y 120-350 MW) corresponden a la reserva para los 40 niveles de demanda donde se espera una generación eólica al 5%. Los nueve siguientes corresponden a los niveles superiores de viento esperado (15%, 25%,..., 95%) en cada una de los 40 niveles de demanda establecidos en el modelo.

En la Tabla 5.10 se muestra el total de la reserva operacional para las cuatro condiciones de operación con mayor utilización y en la Tabla 5.11 se muestra el detalle del aporte entre reserva en giro y pronta correspondiente a estas cuatro condiciones máximas.

Tabla 5.10: Máxima reserva operacional

Máxima reserva operacional MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	63	462	708	88	1.095	2.416
2°	63	462	699	88	1.104	2.416
3°	43	416	766	88	1.104	2.416
4°	119	364	590	240	1.104	2.416

Tabla 5.11: Máximo reserva operacional detallada

Reserva operacional detallada MW												
Máximo	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta
	SING 1		SING 2		SING 3		NOA		SIC		TOTAL	
1°	54	10	316	146	684	24	88	-	1.020	75	2.162	254
2°	53	10	316	146	364	335	88	-	1.020	84	1.841	575
3°	33	10	270	146	497	269	88	-	1.020	84	1.908	508
4°	40	78	218	146	8	582	88	152	1.020	84	1.374	1.042

Como era de esperarse estas cuatro condiciones de máxima exigencia de reserva por parte del sistema corresponden a condiciones de operación donde se espera un máximo de generación eólica (95%).

Se observa la preponderancia de la reserva en giro por sobre la reserva pronta, siendo la primera casi el 90% del total de la reserva para la condición máxima. Además se observa que el SING es el sistema que más reserva operacional brinda al sistema aportando un 51%, seguido del SIC con un 45% y luego el área del NOA con sólo un 4%. Además se observa el bajo aporte que brinda el área del NOA a las condiciones de máxima reserva operacional.

Con el fin de tener una idea de la proporción entre reserva en giro mantenida y reserva pronta consumida se calcula la reserva operacional promedio la que corresponde a la suma de las dos reservas en cada condición de operación. Los resultados se muestran en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Promedio reserva operacional total

Nivel de predicción de viento	Reserva en giro mantenida promedio MW	Reserva pronta utilizada promedio MW	Reserva operacional MW
5%	132	-	132
15%	309	81	391
25%	515	124	639
35%	750	147	897
45%	963	178	1.141
55%	1.080	316	1.395
65%	1.257	392	1.649
75%	1.498	405	1.903
85%	1.742	415	2.157
95%	1.994	417	2.411

5.1.1.6 Inversión en transmisión

En la Figura 5.4 se muestra la capacidad inicial considerada para las líneas y la inversión en transmisión resultante de la planificación. Según se observa, la mayor inversión, de 2.050 MW, corresponde a la línea L4 correspondiente a la interconexión SING SIC.

Para la línea L3, que corresponde a la interconexión SING NOA, se observa una inversión de 1.213 MW, quedando esta interconexión con una capacidad final de 1.930 MW.

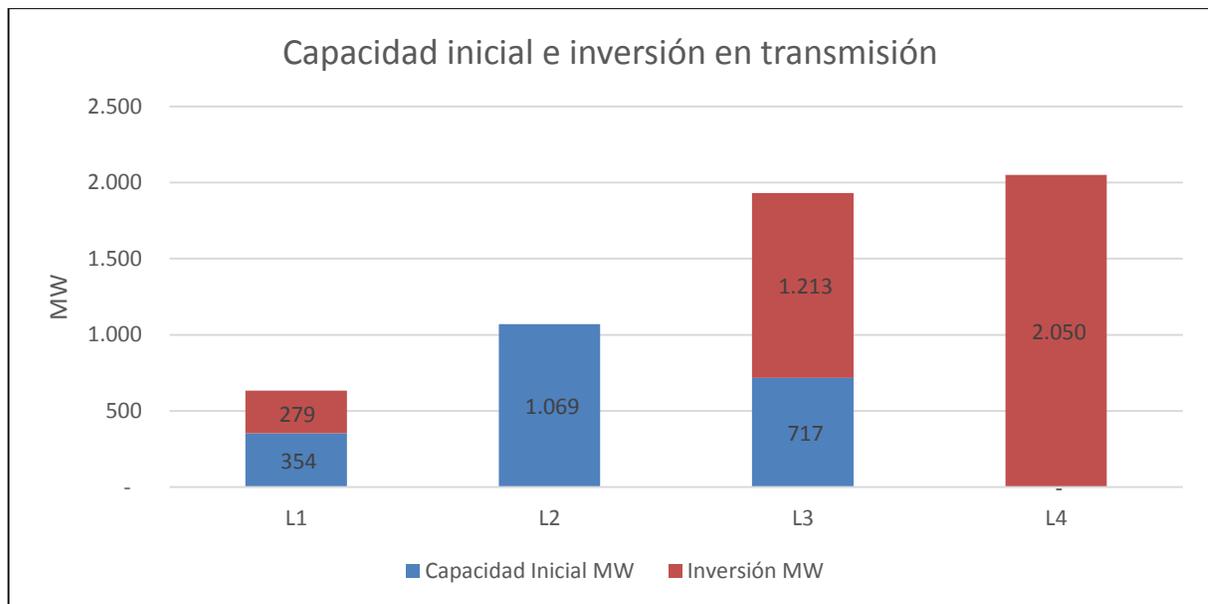


Figura 5.4: Capacidad inicial e inversión en transmisión con reservas

Para las líneas dentro del SING, la línea L1, que interconecta la Zona Norte con la Zona Centro, tiene una inversión de sólo 279 MW, mientras que la línea L2 que representa la interconexión entre la Zona Centro y la Zona Sur Cordillera no amplía su capacidad, debido a la alta capacidad inicial de las líneas existentes entre esas zonas.

En este apartado resulta interesante hacer la comparación de la inversión en transmisión para el planificador que no considera error en la predicción de generación eólica, sino que planifica creyendo de forma certera en su esperanza, sin considerar su volatilidad. Esta comparación se muestra en la Figura 5.5.

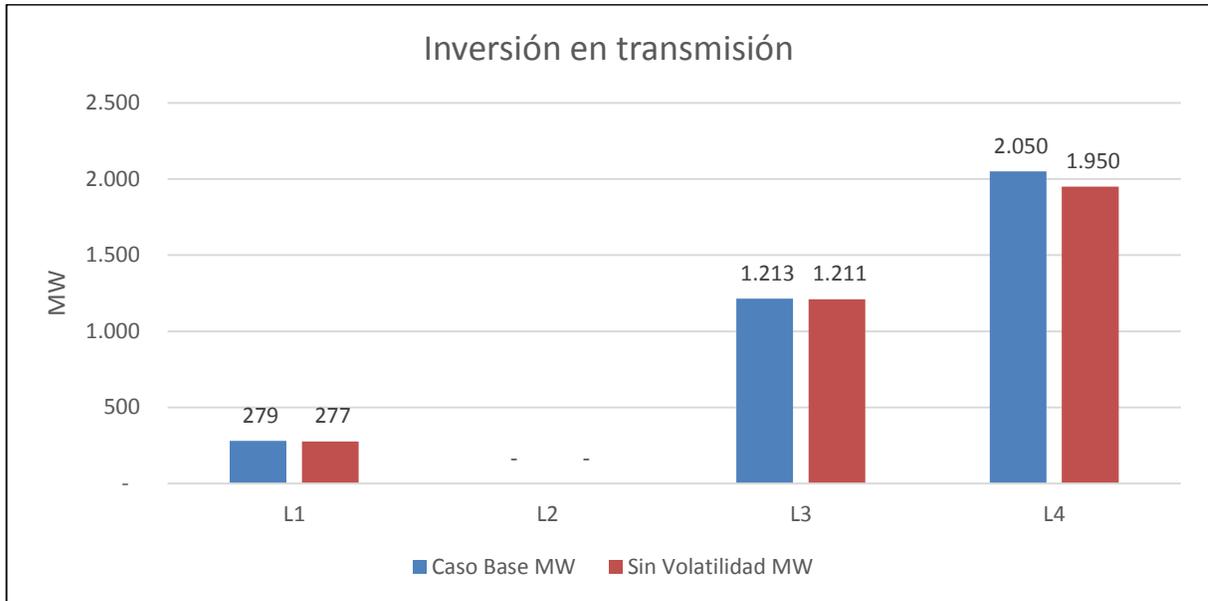


Figura 5.5: Inversión en transmisión con y sin volatilidad

Según se observa, existe una alta diferencia, de 101 MW, en la inversión de la línea L4 correspondiente a la interconexión SING SIC. Además se observa un aumento de 3 MW y 2 MW en las líneas L1 y L3, respectivamente, producto de la consideración del error en la predicción de viento.

5.1.1.7 Curvas de duración líneas de transmisión

En las siguientes figuras se muestran las curvas de duración para las líneas de transmisión consideradas en el modelo. En rojo se muestran los flujos planificados en cada condición de operación y en azul el flujo máximo utilizado dentro de cada condición de operación.

5.1.1.7.1 Curva de duración línea L1

Para esta gráfica se consideran positivos los flujos del SING que van de la Zona Centro a la Zona Norte en la línea L1, que tiene una capacidad final de 633 MW.

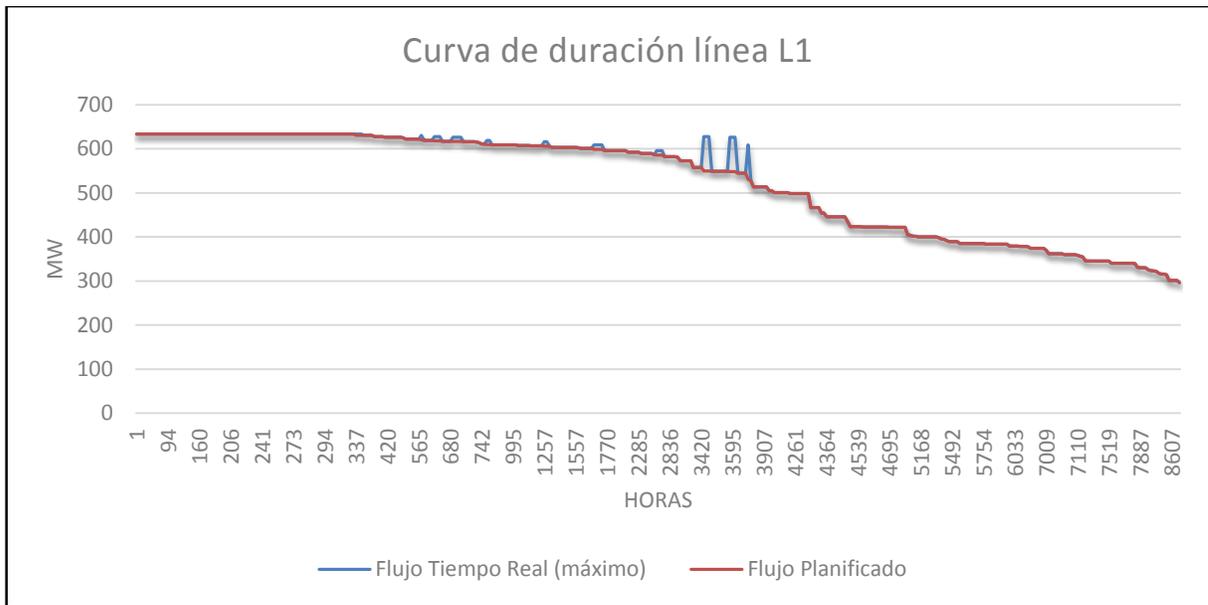


Figura 5.6: Curva de duración L1

Según se observa existe una baja utilización para los flujos máximos despachados por la línea, la cual está dominada fundamentalmente por las condiciones previstas de generación. Esto se debe a que la Zona Norte del SING no tiene capacidad eólica instalada, por lo que no tendrá una exigencia de reserva por parte del sistema y su expansión de 279 MW se justifica fundamentalmente por intercambios energéticos.

5.1.1.7.2 Curva de duración línea L2

Para esta línea se consideran positivos los flujos que van desde la Zona Sur Cordillera a la Zona Centro del SING.

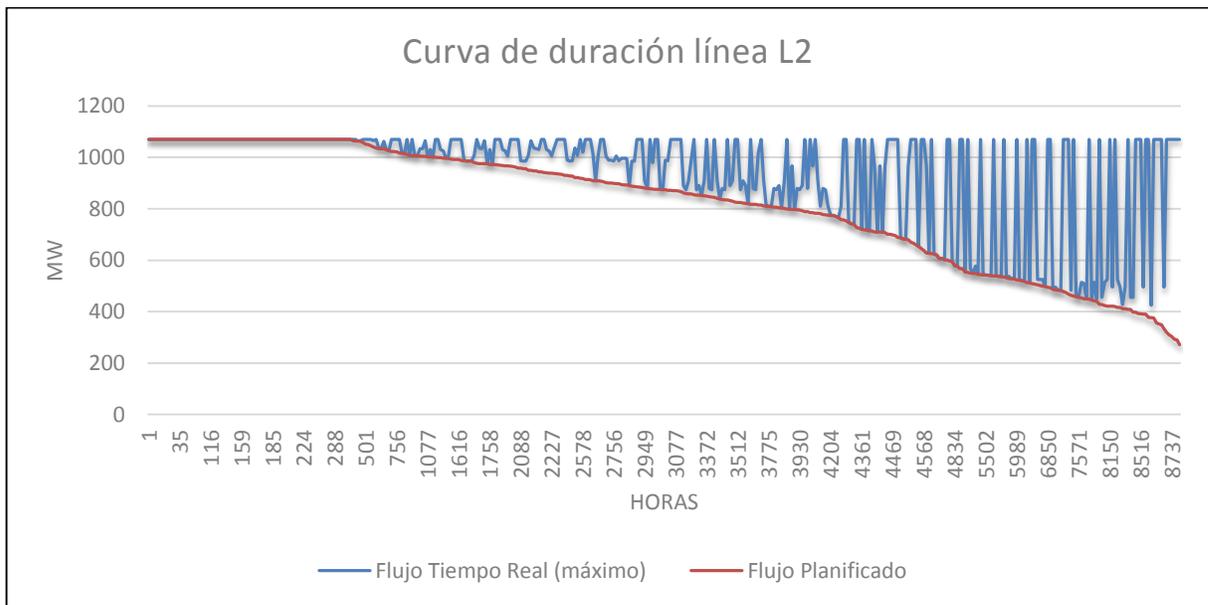


Figura 5.7: Curva de duración L2

La capacidad inicial de esta línea es de 1.069 MW y no resulta eficiente invertir en esta, pese a que existe utilización de su capacidad máxima tanto para transferencia energética como de reservas. Esto se debe a que su capacidad inicial ya es lo suficientemente grande como para poder mantener los márgenes de reserva en la línea sin la necesidad de adherir mayor capacidad.

5.1.1.7.3 Curva de duración línea L3

En esta figura se consideran positivos los flujos en la dirección del área del NOA hacia la Zona Sur Cordillera del SING (SING 3). Su capacidad final queda determinada en 1.930 MW.

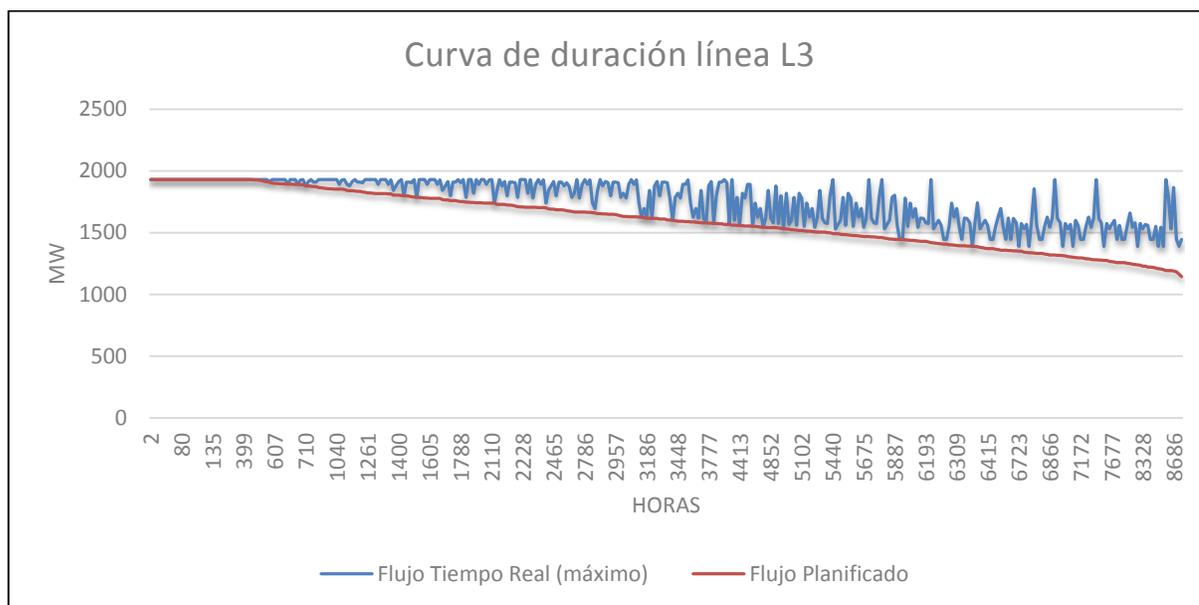


Figura 5.8: Curva de duración L3

En este caso existe una expansión de la línea, fundamentalmente, producto del transporte de energía, pues como se vio en la sección 5.1.1.6, su expansión sin volatilidad de viento es sólo 2 MW menor. No obstante existe la posibilidad de tener cambios en generación eólica que impliquen una utilización mayor de la línea. Esto muestra que, si bien, la expansión de esta línea se basa casi puramente en intercambios energéticos, también existen muchas horas del año donde se opera a menor capacidad la línea con el fin de poder enviar un flujo mayor ante alguna contingencia de viento, situaciones que no necesariamente ameritan una alta expansión de la capacidad.

5.1.1.7.4 Curva de duración línea L4

En la siguiente figura se consideran positivos los flujos que van desde la Zona Sur Cordillera del SING al SIC. Su capacidad final corresponde a 2.050 MW.

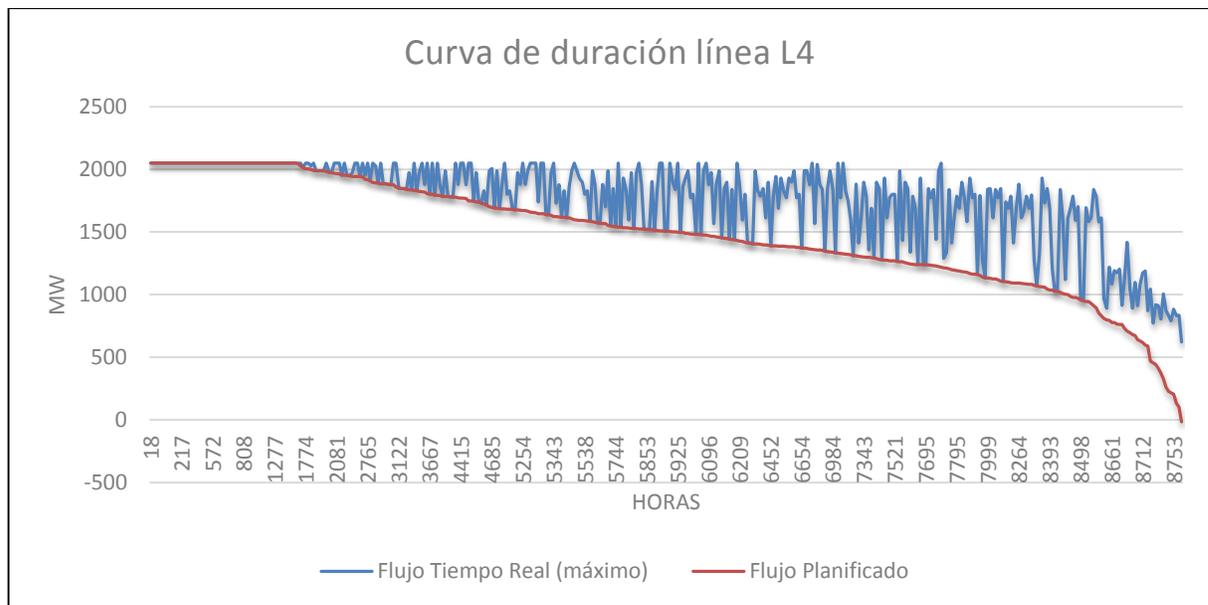


Figura 5.9: Curva de duración L4

Para esta línea existe una expansión no sólo por intercambio energético del SING al SIC sino que también producto de la necesaria mantención de márgenes en la línea para transportar reserva frente a contingencias, lo cual se muestra en la sección 5.1.1.6, donde la expansión sin volatilidad de viento es 100 MW menor para esta línea.

5.1.1.8 Análisis condición de operación con máxima mantención de reserva

En la Figura 5.10 se analiza el despacho para un viento esperado al 95%, lo que corresponde a un total de 2415 MW eólicos despachados en el sistema. Así, en la figura se tiene el detalle de los flujos por las líneas y para cada nodo se detalla su demanda total (Dda), su generación total (Gx) y su reserva en giro total mantenida (RG) en la condición planificada por el despachador, basada en la esperanza del viento al 95%.

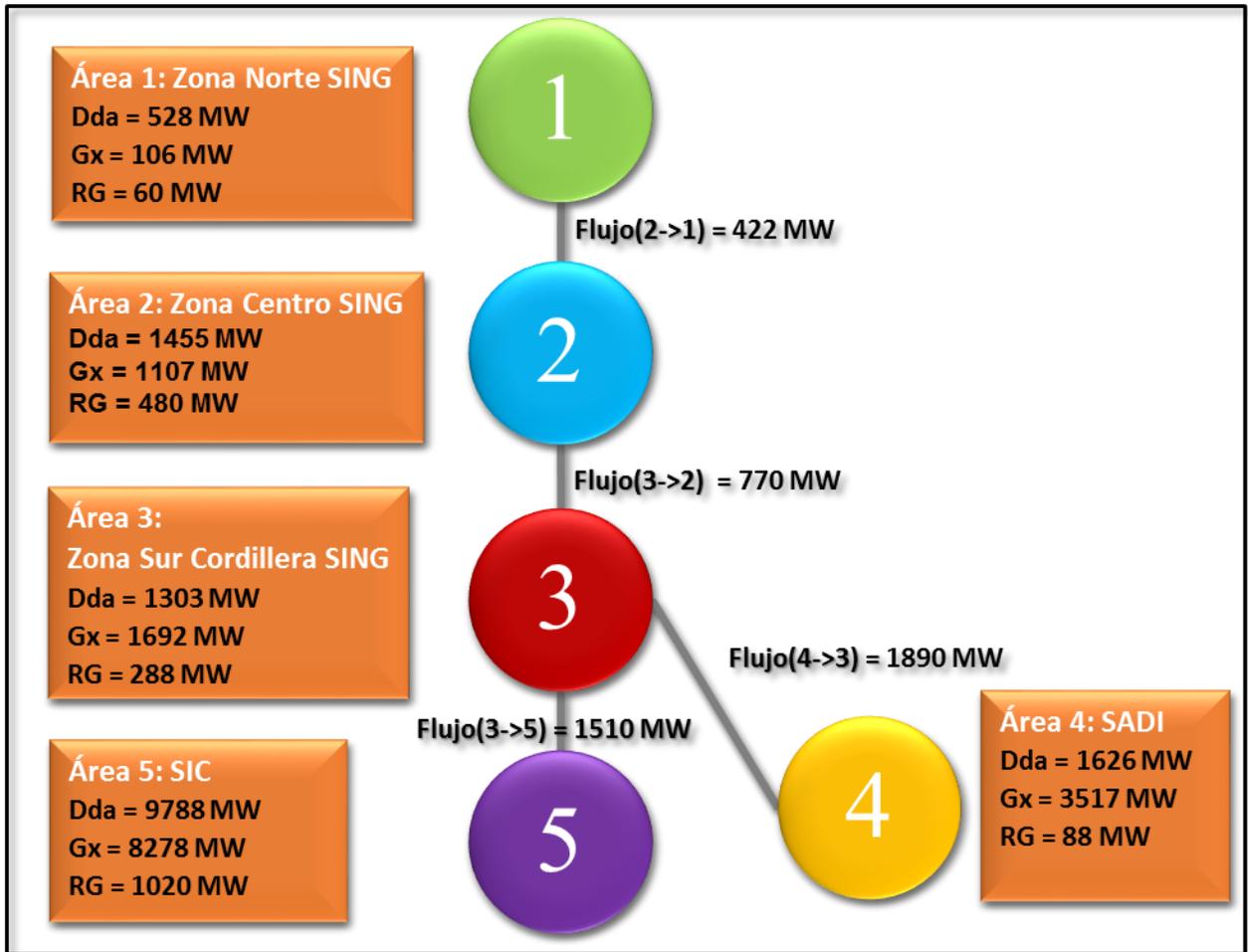


Figura 5.10: Condición de operación con viento esperado al 95%

En la Figura 5.11 se muestra un estado perteneciente a la misma condición de operación anterior. Este estado representa una caída de generación eólica de modo que esta alcanza sólo el 75% de su capacidad total, lo que se traduce en una caída de 508 MW de generación eólica en todo el sistema, donde sólo la generación eólica del SIC baja en 295 MW. Según se observa, el despacho en la condición de operación al 95% de viento determinó un margen de 540 MW para la línea que une el SING con el SIC, siendo el estado del viento al 75% el que utiliza a máxima capacidad dicha línea.

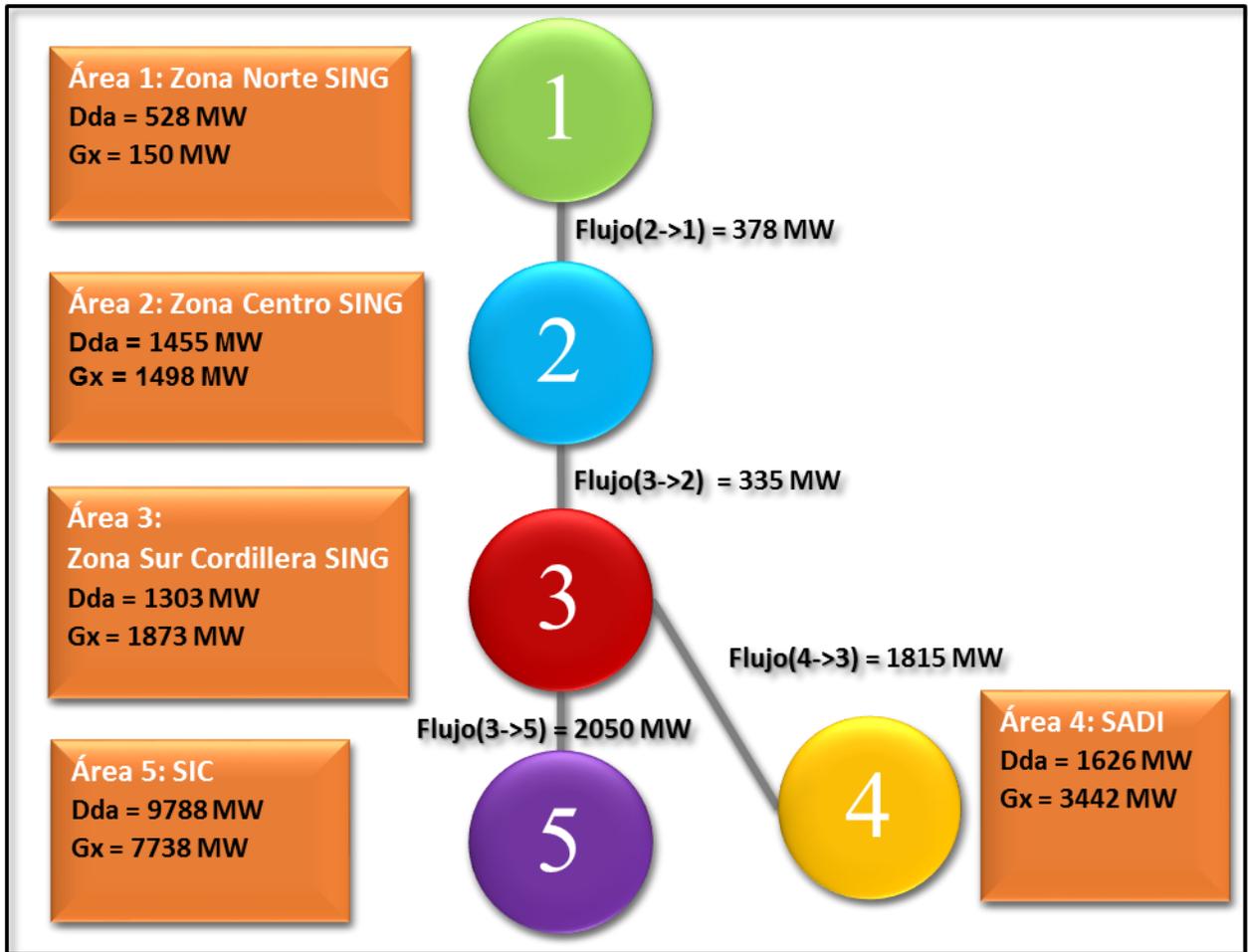


Figura 5.11: Despacho con viento al 75%

5.1.1.9 Costos

A continuación se muestran los costos globales obtenidos del modelo. Según se observa el despacho energético corresponde al 98% del costo total del sistema, mientras que la transmisión y la reserva corresponden al 1.6% y 0.2%, respectivamente.

Tabla 5.13: Costos US\$ Caso Base

Costos	Caso Base US\$
Reserva en Giro	11.761.500
Despacho	4.846.620.000
Pérdida de Carga	-
Tx AC	81.179.400
Total Anual	4.939.570.000

5.1.1.10 Tiempo de ejecución

En general el tiempo de solución del problema entero mixto es variable dependiendo del error permitido. Para este estudio se admite un error del 0.06% y el resultado puede tardar del orden de minutos. Si el error es reducido, el resultado puede tardar incluso varias horas, lo que lo vuelve inviable en caso de ejecutar modelos más grandes que el utilizado.

5.1.2 Análisis de sensibilidad: Bajo costo de inversión en transmisión

Si bien la inversión en transmisión corresponde sólo al 1.6% del total de costos del Caso Base, resulta interesante analizar qué sucede al variar sus costos con el fin de ver la influencia sobre las demás variables del sistema. Así en el presente escenario se muestran los resultados para los costos de transmisión a la mitad del costo estipulado en el Caso Base para cada línea. La comparación de los costos se muestra en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Costos US\$ con costo de inversión en transmisión a la mitad

Costos	Caso Base US\$	Costo Tx a la mitad US\$
Reserva en Giro	11.761.500	11.580.000
Despacho	4.846.620.000	4.842.830.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	43.508.300
Total Anual	4.939.570.000	4.897.920.000

Según se observa los costos totales anuales son un 0.8% más bajos en este caso. Por su parte, la inversión en transmisión disminuye sus costos en un 46.4%, siendo la variable que más disminuye sus costos, pero a la vez, según se observa en la Figura 5.12, aumenta la capacidad de transmisión en todas las líneas del modelo respecto al Caso Base, menos en L2, línea que se mantiene sin inversión. La mantención de reserva en giro disminuye un 1.5% sus costos totales, lo que es de esperarse dado que al existir una mayor capacidad de transmisión, mayor es la flexibilidad del sistema para brindar reserva en giro con unidades más económicas.

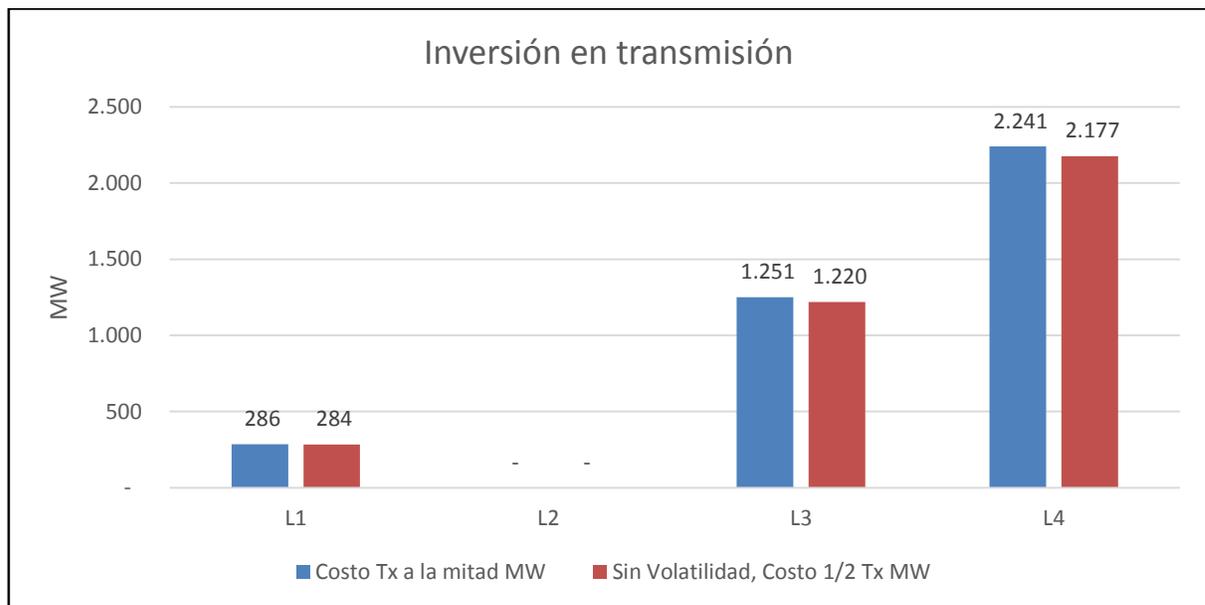


Figura 5.12: Inversión en transmisión a la mitad

En la Figura 5.12 se muestra la comparación entre la planificación que considera volatilidad de viento y la que basa su planificación sólo con la esperanza de este. Así se muestra que la consideración de volatilidad aumenta la capacidad necesaria de transmisión para todas las líneas, siendo las líneas L3 y L4 las que sufren el mayor cambio, de 31 MW y 64 MW, respectivamente.

5.1.3 Análisis de sensibilidad: Alto costo de inversión en transmisión

Como contraparte al caso anterior se modela el sistema con el doble del costo de la inversión en transmisión para cada línea.

Tabla 5.15: Costos US\$ con costo de inversión en la transmisión al doble

Costos	Caso Base US\$	Costo Tx al doble US\$
Reserva en Giro	11.761.500	14.006.400
Despacho	4.846.620.000	4.853.810.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	148.492.000
Total Anual	4.939.570.000	5.016.300.000

Como se observa en la Tabla 5.15, los costos totales anuales aumentan un 1.6% respecto al Caso Base, siendo la inversión en transmisión la variable que más cambia, aumentando su costo en un 83%, pero a la vez, disminuye la capacidad de todas las líneas respecto al Caso Base, tal como se observa en la Figura 5.13.

El aumento del costo de transmisión es seguido por el costo de la mantención de reserva en giro, la cual aumenta un 19% respecto al Caso Base, resultado lógico dado que existe menor capacidad de transmisión y, por lo tanto, menor capacidad de poder exportar o importar reserva económica entre las distintas áreas del sistema.

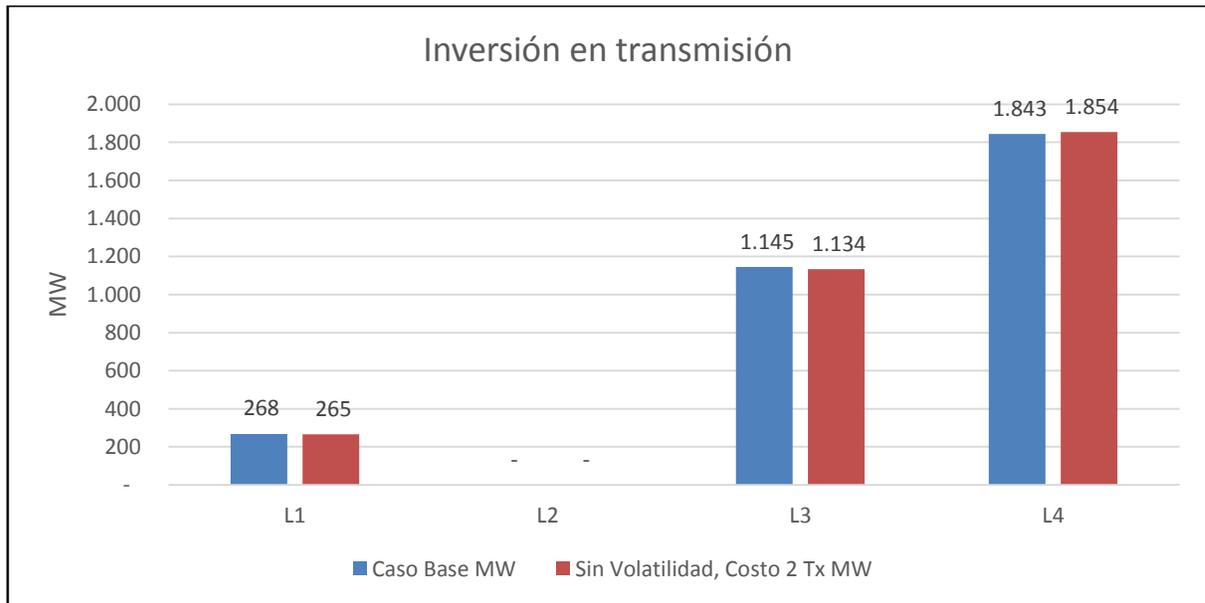


Figura 5.13: Inversión en transmisión al doble

Por otra parte, en la Figura 5.13 se observa poca diferencia entre la planificación de la transmisión con y sin volatilidad para este caso, a diferencia de los casos anteriores con menores costos de inversión en transmisión.

5.1.4 Análisis de sensibilidad: Sistemas SING y SADI (NOA) sin interconexión con el SIC

En el siguiente caso se analiza la interconexión entre los sistemas SING y NOA manteniendo la capacidad de expansión de las líneas entre las áreas de estos (L1, L2 y L3), mientras que se elimina la capacidad de expansión de la línea L4 que une la Zona Sur Cordillera del SING con el SIC. Los costos totales de este caso se muestran en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16: Costos US\$ sin Tx con el SIC

Costos	Caso Base US\$	Sin Tx con SIC US\$
Reserva en Giro	11.761.500	20.666.600
Despacho	4.846.620.000	6.044.190.000
Pérdida de Carga	-	25.547.100
Tx AC	81.179.400	21.859.000
Total Anual	4.939.570.000	6.112.260.000

Según se observa en la Tabla 5.16, existe una gran pérdida económica dada la desconexión con el SIC, pues los costos totales aumentan en un 23.7% respecto al Caso Base. Por otra parte se tiene que la mantención de reserva en giro aumenta sus costos en un 75.7%, mientras que el despacho energético lo hace en un 24.7%. Además, en este caso se tiene pérdida de carga en el SIC, situación que no se tenía en los casos anteriores, donde existía interconexión. Eso sucede cada vez que el SIC funciona de forma aislada y su análisis se hace en el caso de estudio de la sección 5.1.6.

La generación anual de este caso se muestra en la Tabla 5.17. En esta se observa una baja de generación en el SING del 37% respecto del Caso Base, lo que se debe fundamentalmente a una baja de generación del 92% de sus centrales a gas de ciclo combinado, las que dejan de ser competitivas frente a las centrales argentinas. Caso contrario se tiene en el SIC, en el cual aumenta la generación con centrales a gas de ciclo combinado en un 93%, igual que su producción con centrales a diésel, la cual aumenta en un 7312%, alcanzando los 4.299 GWh.

Tabla 5.17: Generación total anual MWh, caso sin interconexión con el SIC

Generación total anual MWh										
Área	Eólica	Solar	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	TOTAL
SING	1.473.979	3.390.126	53.874	0	16.340.760	895.969	467	7.817	595	22.163.587
NOA	801.503	64.953	1.474.763	0	0	20.244.776	4.614.524	0	0	27.200.520
SIC	3.155.598	3.423.823	11.060.454	23.579.080	18.124.646	14.871.614	2.692.742	411.286	4.298.698	81.617.941

El resumen de la importación y exportación de energía se muestra en la Tabla 5.18 y Tabla 5.19. En esta se observa que sigue siendo el SADI el área más exportadora del sistema, aunque en este caso la energía va directamente al SING, repartiéndose entre sus áreas. Para el caso del SIC se muestra una “importación de energía”, pero no corresponde a esto propiamente tal, sino que corresponde a la generación ficticia producto de las pérdidas de carga que existen en este sistema.

La inversión en transmisión tiene un gran cambio respecto al Caso Base según se ve la Figura 5.14. Además es notable la diferencia mostrada en la línea L2 la cual aumenta su capacidad en 180 MW, de los cuales 42 MW se justifican sólo por volatilidad del viento en la planificación. Situación que también es mostrada en la Figura 5.15 que muestra la fuerte utilización de la línea L2.

Tabla 5.18: Diferencia total anual MWh, sin interconexión con el SIC

Área	Diferencia anual MWh	
SING 1	-	4.151.684
SING 2	-	5.714.620
SING 3	-	2.547.149,04
NOA		12.413.454
SIC	-	35.717

Tabla 5.19: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, sin interconexión con el SIC

Área	Diferencia anual MWh	
SING	-	12.413.454
NOA		12.413.454
SIC	-	35.717

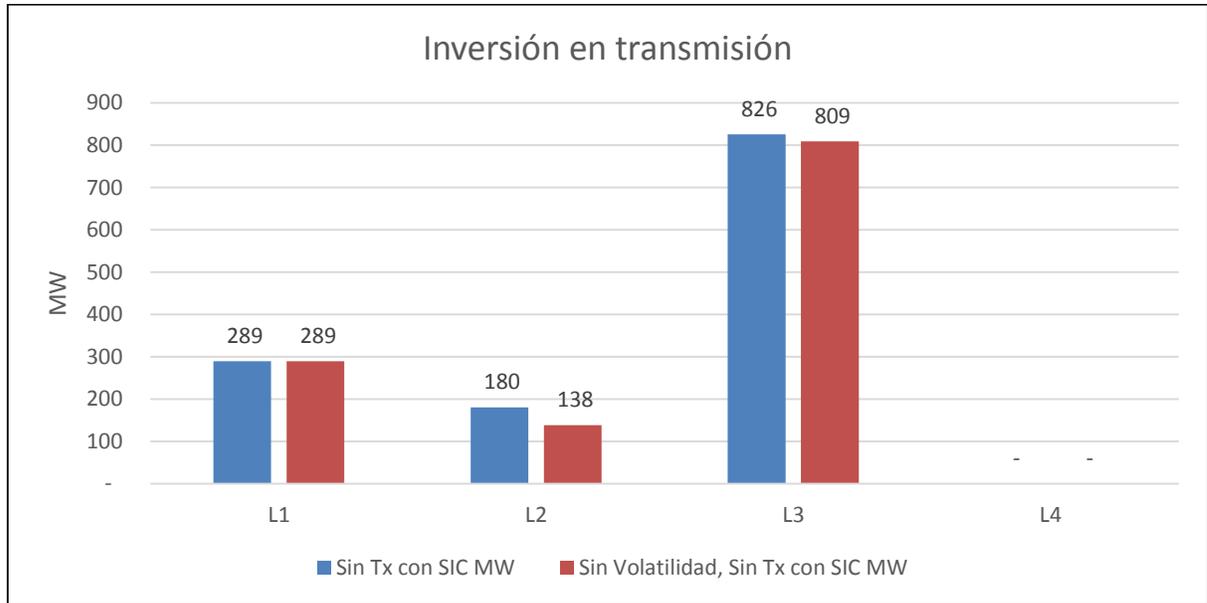


Figura 5.14: Inversión en transmisión sin interconexión con el SIC

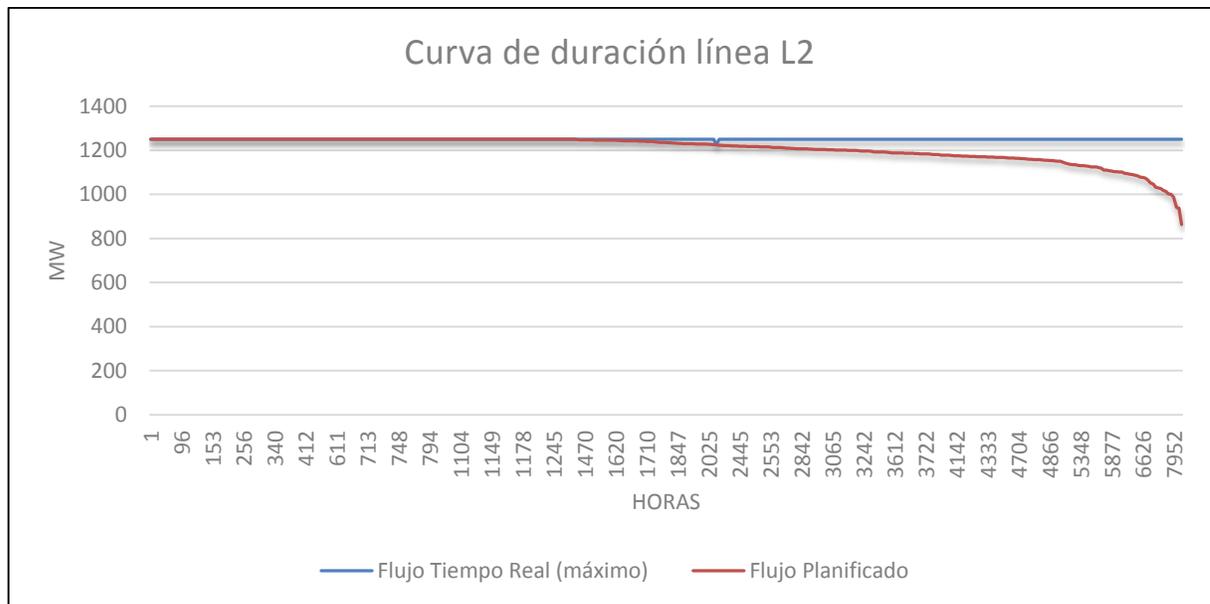


Figura 5.15: Curva de duración línea L2 sin interconexión con el SIC

5.1.5 Análisis de sensibilidad: Sistemas chilenos SING y SIC sin interconexión con el SADI (NOA)

El presente caso de estudio corresponde al escenario más esperado en el que se vería inmerso el sistema de interconexión presentado dado que aún no existe certeza de un funcionamiento en conjunto entre los sistemas chilenos y el argentino, y menos aún, de una planificación centralizada de la interconexión entre ambos. Además, el plan de obras en transmisión establecido por la CNE de octubre del 2014 y marzo del 2015 establece interconexión entre los sistemas chilenos, pero no menciona nada al respecto del sistema argentino de interconexión. Por otro lado, en el siguiente caso se supone que el SIC sólo puede brindar reserva en giro, importando los servicios de reserva pronta desde el SING. Los costos totales se muestran en la Tabla 5.20, en esta se observa una gran pérdida económica, siendo los costos totales un 27% más altos, donde el despacho energético tiene un aumento del 28% respecto al Caso Base.

Tabla 5.20: Costos US\$ sin Tx con el SADI (NOA)

Costos	Caso Base US\$	Sin Tx con NOA US\$
Reserva en Giro	11.761.500	7.882.750
Despacho	4.846.620.000	6.209.750.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	34.492.100
Total Anual	4.939.570.000	6.253.020.000

Respecto a la reserva en giro resulta contra intuitivo una disminución en su utilización, tal como se muestra en el histograma de la Figura 5.16, dado que a menor interconexión debiese haber una menor eficiencia en la asignación de la reserva, por lo tanto mayor mantención. No obstante, en este escenario se da una muy mayor utilización de reserva pronta. Esto se muestra en el histograma de la Figura 5.17 donde se observa una alta utilización de reserva pronta total del sistema en los niveles más altos, a diferencia del Caso Base, en el que ocurre lo contrario.

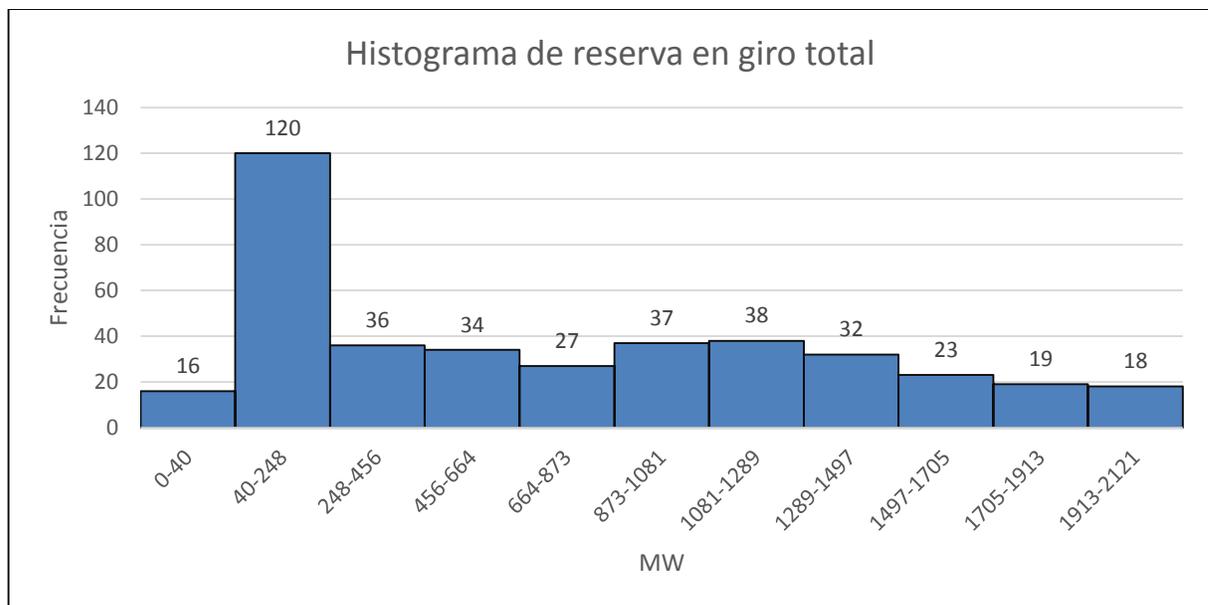


Figura 5.16: Histograma de reserva en giro total, sin interconexión con el SADI (NOA)

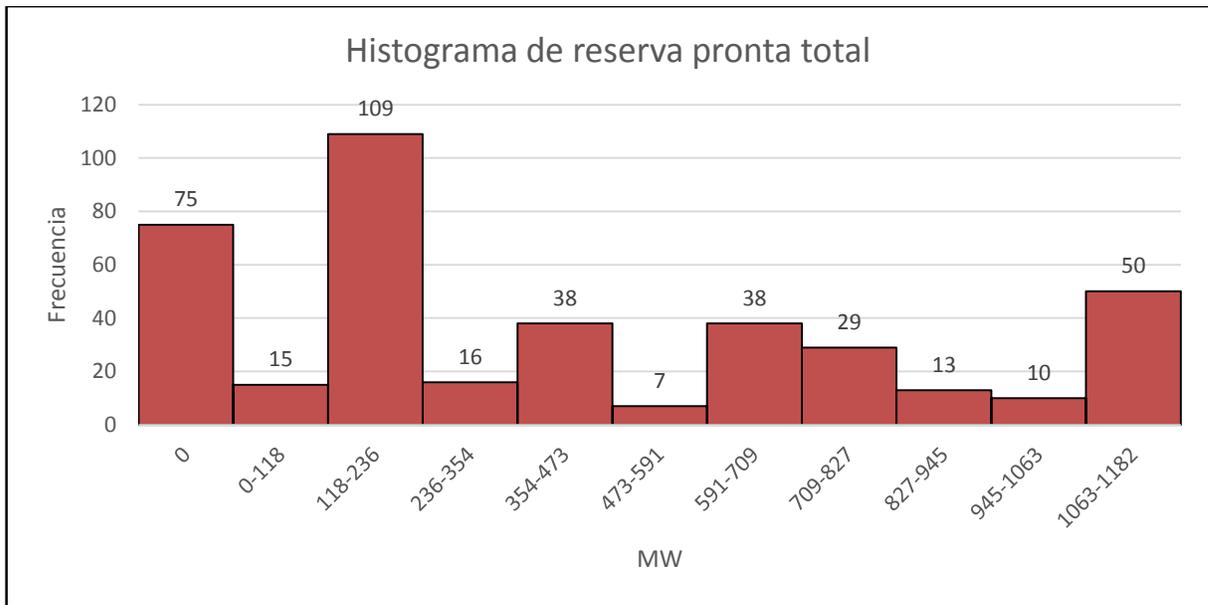


Figura 5.17: Histograma reserva pronta total, sin interconexión con el SADI (NOA)

Tabla 5.21: Diferencia total anual MWh, sin interconexión con el SADI (NOA)

Área	Diferencia anual MWh
SING 1	- 3.990.503
SING 2	- 1.091.304
SING 3	9.889.692
NOA	-
SIC	- 4.809.134

Tabla 5.22: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, sin interconexión con el SADI (NOA)

Área	Diferencia anual MWh
SING	4.807.885
NOA	-
SIC	- 4.809.134

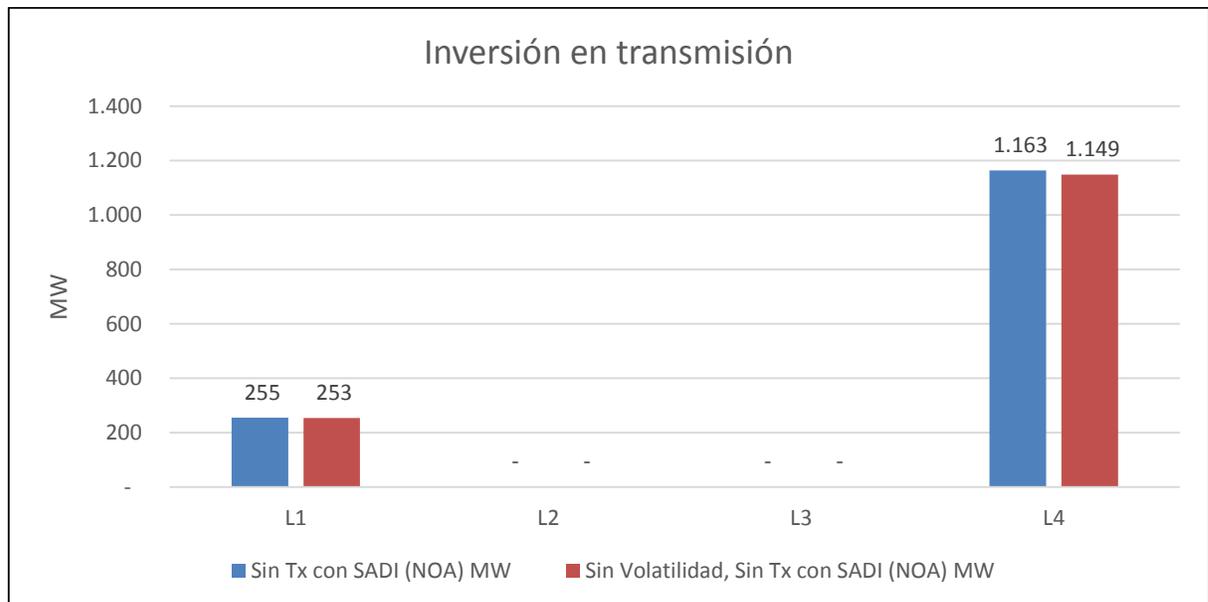


Figura 5.18: Inversión en transmisión sin interconexión con el SADI (NOA)

Respecto a la inversión en transmisión se tiene una baja respecto al Caso Base, tal como se muestra en la Figura 5.18 producto de la menor importación energética del SIC, la cual disminuye un 66%, según se observa en la Tabla 5.21 y Tabla 5.22.

Por otro lado existe una mayor inversión en las líneas ampliadas (L1 y L4) producto de la consideración de la volatilidad del viento en su planificación, no obstante, se considera que su ampliación es baja producto del intercambio de reserva en comparación al Caso Base, lo que se confirma con la curva de duración de los flujos por las líneas (Figura 5.19), en la que se muestra una menor utilización de la capacidad máxima de la línea con el fin de transferir reservas.

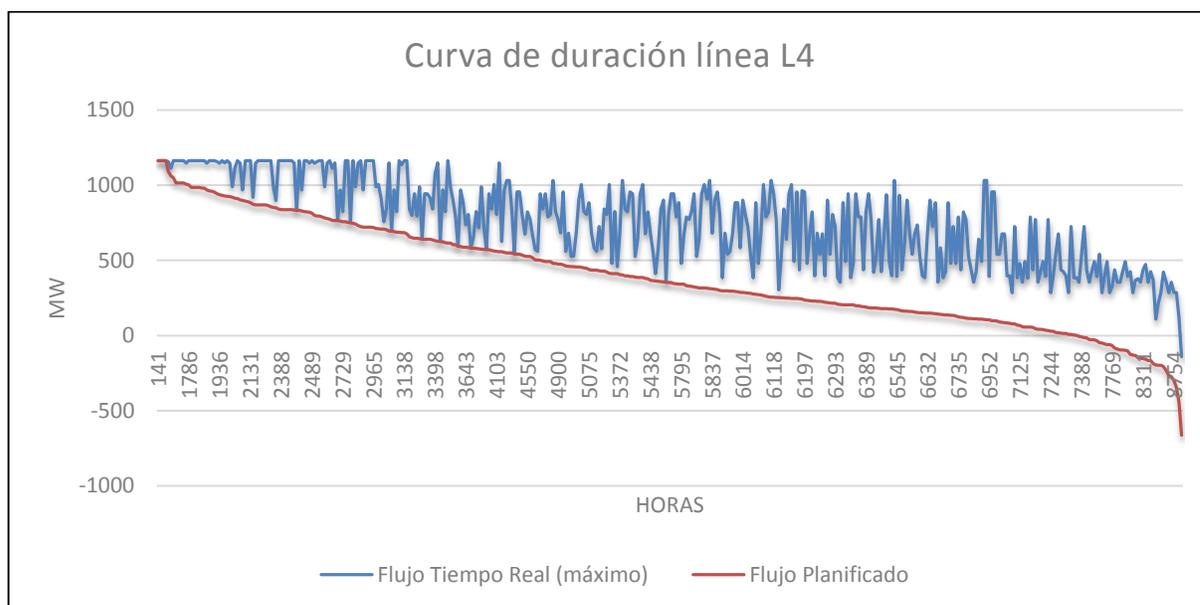


Figura 5.19: curva de duración línea L4 sin interconexión con el SADI (NOA)

5.1.6 Análisis de sensibilidad: Sin interconexión entre sistemas

Para dejar en claro las ventajas económicas que trae consigo la interconexión entre los sistemas, con su operación y planificación de la transmisión centralizada, se muestra el escenario en el cual los sistemas no están interconectados y no pueden desarrollar una interconexión. Con esto se anula la capacidad de inversión y se eliminan las capacidades iniciales de las líneas L3 (SING 3 – NOA) y L4 (SING 3 - SIC). Por otro lado, se mantienen las interconexiones del SING y la posibilidad de que aumenten su capacidad.

En la Tabla 5.23 se muestra el detalle de los costos totales del sistema. Se observa un aumento del 35% en el costo total anual, el cual es fuertemente influenciado por el costo del despacho, el cual aumenta en un 37%. El costo de inversión en transmisión corresponde a un aumento de capacidad de 268 MW en la línea L1 que une la Zona Norte y Centro del SING, tal como se aprecia en la Figura 5.20, además en esta se observa un aumento de sólo 4 MW producto de la consideración de la volatilidad en la generación eólica en su planificación.

Tabla 5.23: Costos US\$ sin interconexión entre sistemas

Costos	Caso Base US\$	Sin Interconexión US\$
Reserva en Giro	11.761.500	12.471.900
Despacho	4.846.620.000	6.627.910.000
Pérdida de Carga	-	25.547.100
Tx AC	81.179.400	3.869.180
Total Anual	4.939.570.000	6.669.800.000

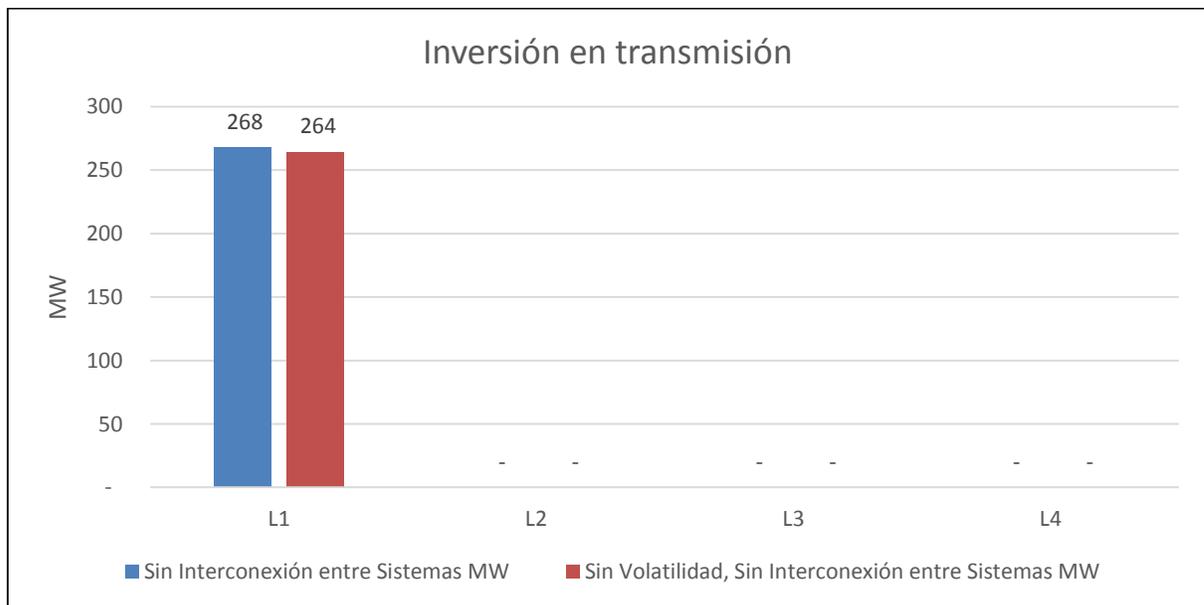


Figura 5.20: Inversión en transmisión sin interconexión entre sistemas

Con el fin de analizar los cambios en los despachos se muestra la Tabla 5.24. Según se observa el área del NOA disminuye su generación en un 48% prácticamente apagando sus centrales de ciclo abierto y disminuyendo la generación con sus centrales de ciclo combinado en un 38%.

Por su parte el SIC aumenta su generación en un 21%, aumentando su generación con centrales térmicas a gas de ciclo combinado, gas ciclo abierto, fuel oil y diésel en un 92%, 411%, 546% y 7312%, respectivamente. Esto deja en clara evidencia la importancia de la interconexión con Argentina dados sus bajos costos de generación comparados con los chilenos.

Tabla 5.24: Generación total anual MWh sin interconexión entre sistemas

Generación total anual MWh										
Área	Eólica	Solar	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	TOTAL
SING	1.473.979	3.390.126	53.874	0	18.898.424	10.172.474	115.577	377.609	94.976	34.577.041
NOA	801.503	64.953	1.474.763	0	0	12.388.046	56.131	0	1.670	14.787.066
SIC	3.155.598	3.423.823	11.060.454	23.579.080	18.124.646	14.871.614	2.692.742	411.286	4.298.698	81.617.941

La máxima reserva operacional detallada se muestra en la Tabla 5.25, en esta se observa un mayor aporte de reserva pronta respecto al Caso Base.

Tabla 5.25: Máxima reserva operacional detallada, sin interconexión entre sistemas

Reserva operacional detallada MW												
Máximo	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta
	SING 1		SING 2		SING 3		NOA		SIC		TOTAL	
1°	16	-	219	146	18	246	338	-	907	438	1.498	830
2°	16	-	202	146	8	273	338	-	161	1.185	724	1.604
3°	16	-	224	146	23	235	338	-	16	1.329	617	1.711
4°	60	10	67	146	-	354	338	-	1.020	325	1.485	835

Además en los costos totales se tuvo un aumento del 6% en los costos de la reserva en giro total mantenida, pese a que existe una menor participación de esta, tanto en los máximos, como en los promedios, dejando en claro que estos sistemas funcionando de forma aislada tienen una asignación de reserva en giro menos eficiente que cuando están interconectados operando de forma centralizada.

Por último se destaca que en este caso existe un aporte de generación ficticia, equivalente a una pérdida de carga en el sistema, la cual también funciona como un aporte de reserva al sistema frente a contingencias de viento. Se destaca que esta se da sólo para el SIC y que **su aporte funciona para las condiciones de operación con mayor nivel de viento esperado, pero pertenecientes a las dos demandas máximas del SIC**. El detalle de los máximos se muestra en la Tabla 5.26.

Tabla 5.26: Reserva por corte de demanda

Reserva por corte de demanda MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	-	-	-	-	321	321
2°	-	-	-	-	321	321
3°	-	-	-	-	321	321
4°	-	-	-	-	321	321

5.1.7 Análisis de sensibilidad: SING sin generación eólica

El escenario presentado en el Caso Base corresponde al establecido por la CNE, el cual estipula 690 MW eólicos instalados al año 2025 en el SING. Dada la importancia que tiene esta generación en el presente estudio, se hace importante considerar los cambios que generaría una negación al desarrollo eólico en el SING y analizar cómo esto afectaría al sistema.

Tabla 5.27: Costos US\$ SING sin generación eólica

Costos	Caso Base US\$	SING sin Gx Eólica US\$
Reserva en Giro	11.761.500	10.638.700
Despacho	4.846.620.000	4.982.220.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	79.030.700
Total Anual	4.939.570.000	5.071.890.000

Según se observa en la Tabla 5.27 aumenta el costo total del sistema en un 2.7% y el despacho energético en un 2.8%. Por su parte las variables que más cambian respecto al Caso Base son el costo de mantenimiento de reserva en giro, disminuyendo un 9.5%, y el costo de inversión en transmisión, el que disminuye en un 2.6%.

Respecto a la inversión en transmisión, en la Figura 5.21 se observa un aumento de 7 MW respecto al Caso Base en la capacidad de la línea L3 que une la Zona Sur Cordillera del SING con el área del NOA. Esto se debe a que, con una menor capacidad de generación en el SING, se hace necesario traer más energía a bajo costo desde Argentina, lo que queda demostrado en la Tabla 5.28 y Tabla 5.29 en las que se observa un leve aumento en la exportación energética del NOA respecto al Caso Base. Además se observa una baja del 5% en la importación energética del SIC.

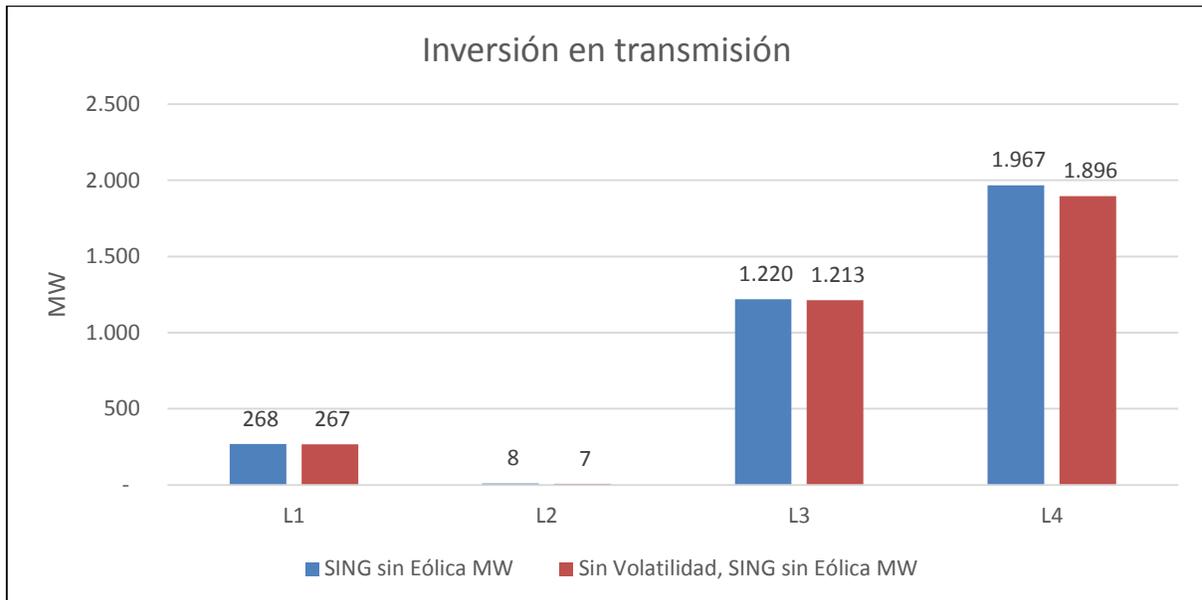


Figura 5.21: Inversión en la transmisión SING sin generación eólica

Tabla 5.28: Diferencia total anual MWh, SING sin eólica

Área	Diferencia anual MWh	
SING 1	- 4.084.611	
SING 2	- 2.390.071	
SING 3		6.225.543
NOA		13.786.560
SIC	- 13.537.421	

Tabla 5.29: Diferencia total anual MWh, SING agrupado, SING sin eólica

Área	Diferencia anual MWh	
SING	- 249.139	
NOA		13.786.560
SIC	- 13.537.421	

Respecto a la máxima reserva operacional, se observa en la Tabla 5.30 una disminución de 621 MW respecto al Caso Base, lo que es equivalente a la máxima caída de generación eólica en el SING, que para el modelo corresponde a 621 MW, pues corresponde al 95% del total menos su 5%, dado que el modelo no admite corte de generación eólica. El detalle de la reserva operacional máxima se muestra en la Tabla 5.31, donde se observa una disminución importante del aporte de reserva pronta respecto al Caso Base.

Tabla 5.30: Máxima reserva operacional, SING sin eólica

Máxima reserva operacional MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	16	98	510	88	1.084	1.795
2°	70	580	32	88	1.026	1.795
3°	44	189	449	88	1.026	1.795
4°	47	194	440	88	1.026	1.795

Tabla 5.31: Máxima reserva operacional detallada, SING sin eólica

Reserva operacional detallada MW												
Máximo	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta
	SING 1		SING 2		SING 3		NOA		SIC		TOTAL	
1°	16	-	-	98	486	24	88	-	1.020	64	1.610	185
2°	60	10	434	146	8	24	88	-	1.020	6	1.610	185
3°	35	10	42	146	425	24	88	-	1.020	6	1.610	185
4°	37	10	48	146	417	24	88	-	1.020	6	1.610	185

5.1.8 Análisis de sensibilidad: Volatilidad de viento según CDEC SING

En este caso se considera que el error de predicción de la generación eólica corresponde al Error Medio Absoluto (MAE, por sus siglas en inglés), MAE (24), que corresponde al error normalizado por la potencia nominal de la central eólica Valle de los Vientos promediado en los meses de noviembre y diciembre del 2014 que se considera para el primer día de la predicción semanal del CDEC SING. Este se encuentra publicado en el “Informe Mensual, Desempeño Operativo de Centrales de Generación ERNC” [32] del CDEC SING y su valor es de 13.2%.

La consideración de una menor volatilidad para el viento se traduce en un menor error en la predicción de viento, teniendo una mayor probabilidad de ocurrencia el estado predicho, tal como se muestra en la Figura 5.22 y Figura 5.23 las cuales muestran este efecto al ser comparadas con la Figura 4.5 y Figura 4.6 de la sección 4.4.2, las que tienen mayor error (20%).

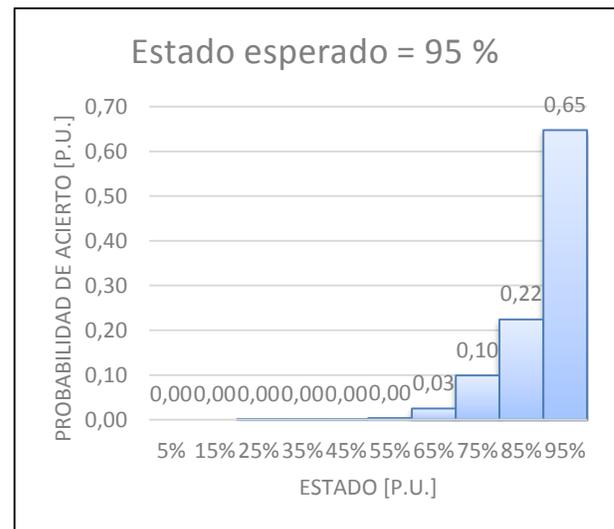
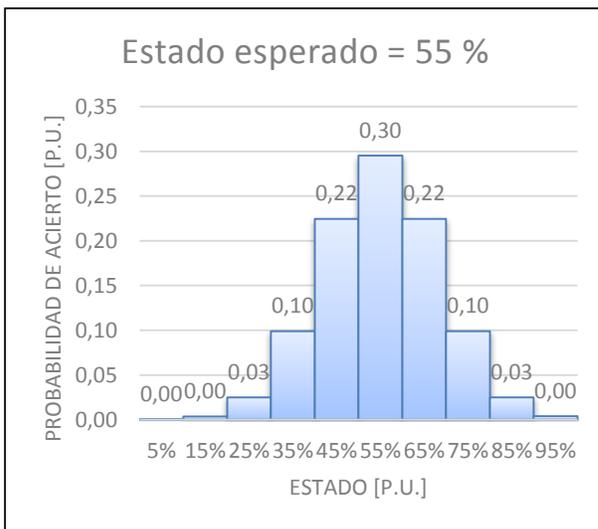


Figura 5.22: Probabilidad de acierto, estado: 0.55, volatilidad de 13.2%

Figura 5.23: Probabilidad de acierto, estado: 0.95, volatilidad de 13.2%

Los costos totales de este escenario se muestran en la Tabla 5.32. Como era de esperarse se tiene una disminución del costo de mantención de reserva en giro y en la inversión en transmisión de un 0.7% y 0.8%, respectivamente, dada la mayor certeza respecto al estado del viento esperado. No obstante llama la atención que en este caso el costo total anual sea mayor que el Caso Base. Eso se debe a un aumento en el costo del despacho energético, el que crece en un 0.8%, lo que se justifica en que en este caso se tiene una leve disminución de la generación eólica pues al ser menor la volatilidad de viento, menor es el factor de planta de este en el modelo, pasando de un 24% en el Caso Base a un 23% en este caso, tal como fue explicado en la sección 4.4.2.

Tabla 5.32: Costos US\$ volatilidad según CDEC SING

Costos	Caso Base US\$	Volatilidad según CDEC SING US\$
Reserva en Giro	11.761.500	11.678.000
Despacho	4.846.620.000	4.886.720.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	80.539.900
Total Anual	4.939.570.000	4.978.930.000

El detalle de la inversión en transmisión se muestra en la Figura 5.24. En esta se observa una disminución en la inversión para todas las líneas respecto al Caso Base, donde la mayor diferencia se tiene en la línea L4, que interconecta la Zona Sur Cordillera del SING con el SIC, disminuyendo su capacidad en 22 MW.

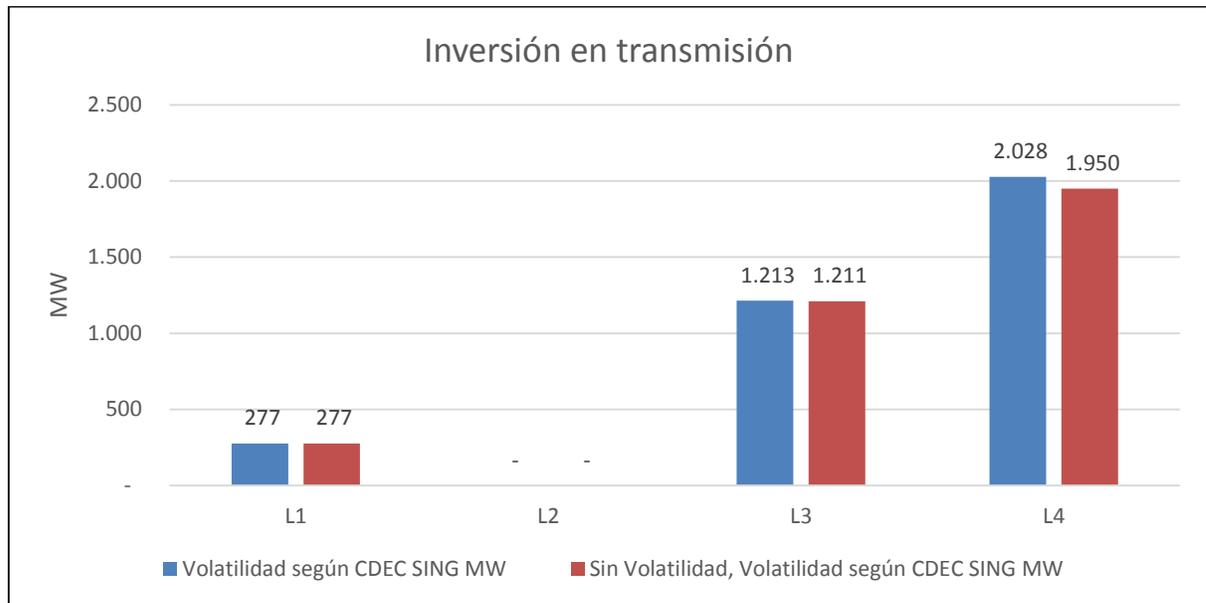


Figura 5.24: Inversión en la transmisión, volatilidad según CDEC SING

Respecto a la reserva máxima se observa en la Tabla 5.33 que no existe una gran diferencia respecto al Caso Base en la reserva operacional que aporta cada área del sistema.

Por otro lado, en la Tabla 5.34 se observa una menor utilización de la reserva en giro respecto al Caso Base para la máxima utilización de reserva operacional, caída que es suplida por una mayor utilización de reserva pronta dentro de esa condición de operación.

Tabla 5.33: Máxima reserva operacional, volatilidad según CDEC SING

Máxima reserva operacional MW						
Máximo	SING 1	SING 2	SING 3	NOA	SIC	TOTAL
1°	41	418	766	88	1.104	2.416
2°	16	362	846	88	1.104	2.416
3°	116	367	590	240	1.104	2.416
4°	61	464	699	88	1.104	2.416

Tabla 5.34: Máxima reserva operacional detallada, volatilidad según CDEC SING

Reserva operacional detallada MW												
Máximo	SING 1		SING 2		SING 3		NOA		SIC		TOTAL	
	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta	Giro	Pronta
1°	31	10	272	146	497	269	88	-	1.020	84	1.908	508
2°	16	0	216	146	510	336	88	-	1.020	84	1.850	566
3°	38	78	221	146	8	582	88	152	1.020	84	1.374	1.042
4°	51	10	318	146	364	335	88	-	1.020	84	1.841	575

Por último se hace la comparación en la inversión en transmisión obtenida en este caso respecto a la obtenida en el Caso Base, lo que se muestra en la Figura 5.25. Vale la pena mencionar que el Caso Base considera un error en la predicción del viento del 20% mientras que el caso sin volatilidad de viento es equivalente a considerar una volatilidad nula, i.e. perfecta predicción.

Así, en la Figura 5.25 se observa un aumento de la capacidad de transmisión de las líneas al considerar mayor volatilidad de viento, lo que se encuentra bien representado en la línea L4 correspondiente a la interconexión SING SIC.

Este resultado deja representada una idea clave del presente estudio y es que **la necesidad de transferir reservas entre los sistemas se hace mayor en la medida en que crece el error de la predicción del viento justificando una mayor inversión en la transmisión.**

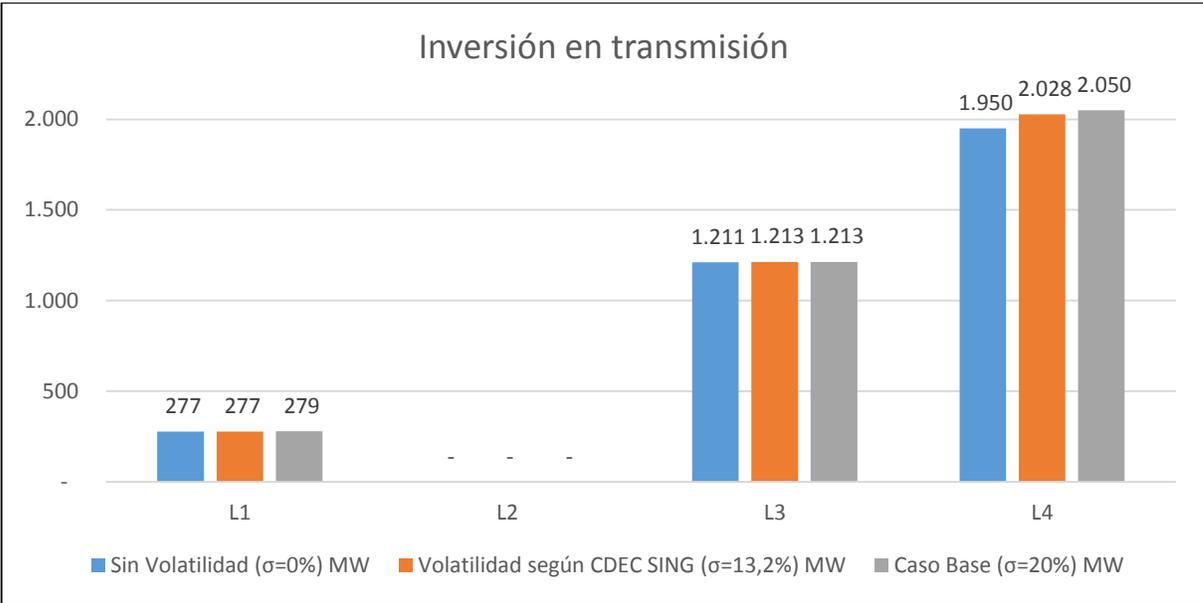


Figura 5.25: Comparación de la inversión en la transmisión

5.1.9 Desventajas de la planificación en transmisión tradicional y ventajas del método propuesto

En esta sección se compara el Caso Base frente a dos nuevos escenarios:

1. **Planificación actual de la transmisión, operación con volatilidad:** Aquí se ejecuta el modelo, con las mismas consideraciones que el Caso Base, con excepción de la inversión en transmisión, la cual se fija en los valores obtenidos en el Caso Base sin consideración de volatilidad, tal como fue mostrado en la Figura 5.5. Esta idea pretende mostrar las diferencias que resultan de planificar el sistema sin considerar la volatilidad del viento, pero operando el sistema con errores en la predicción.
2. **Planificación actual de la transmisión, operación con volatilidad, cada sistema opera de forma independiente:** La segunda comparación corresponde a la misma del caso anterior, con la inversión en la transmisión determinada en el caso sin volatilidad del Caso Base (Figura 5.5), pero suponiendo que, dentro de cada condición de operación, no existe variación en el flujo de las líneas que funcionan como interconexión con otros sistemas, como la línea L3 (SING 3 – NOA) y la línea L4 (SING 3– SIC). Esta idea pretende reflejar, cómo afecta al sistema completo el operar cada sistema de forma independiente sin brindar transferencias de reserva entre estos.

En la Figura 5.26 se muestra la comparación en los costos totales anuales de cada una de las metodologías desarrolladas.

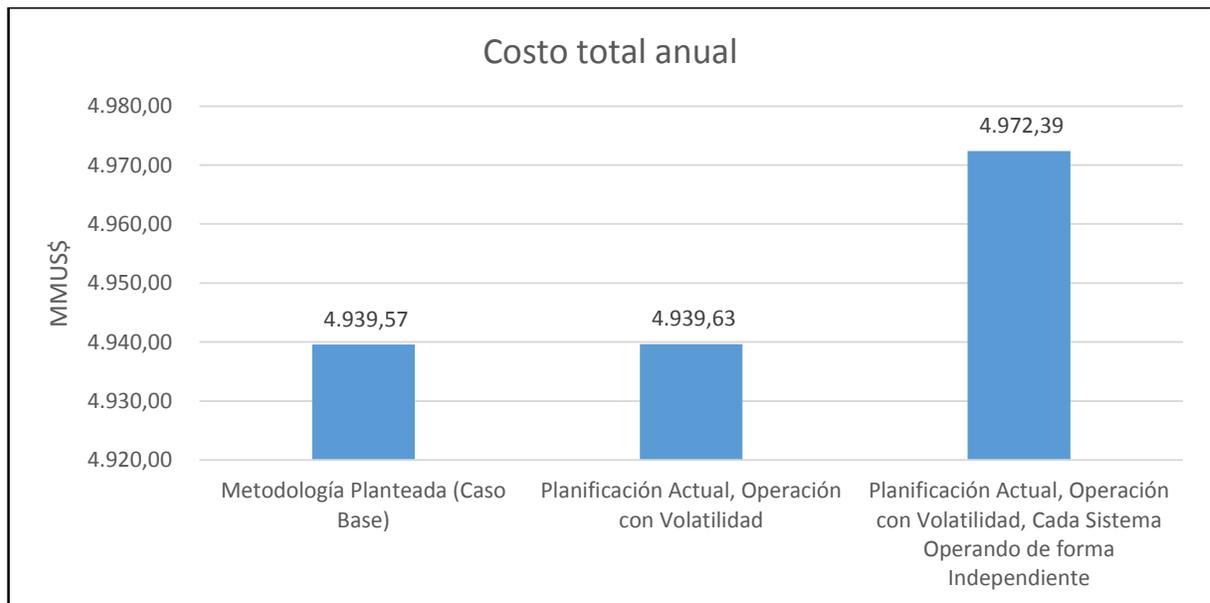


Figura 5.26: Comparación costos totales anuales

Los resultados globales muestran que el escenario más desfavorable corresponde al caso con la planificación actual de transmisión (sin volatilidad) pero sin intercambio de reservas entre el SIC con el SING 3 y entre el NOA con el SING 3, el que aumenta el costo total anual del sistema en un 0.6644%. Además se observa que el modelo de planificación de transmisión sin consideración

de la volatilidad del viento, pero operando con incertidumbres en su generación eólica es un 0.0012% más costoso que la metodología planteada.

En detalle, según se observa en la Figura 5.27, la planificación actual de transmisión subestima la inversión, lo que trae consecuencias negativas en el uso de la reserva en giro la cual aumenta sus costos en un 38% en el caso de cada sistema operando sin intercambio de reserva y en un 6% en el caso de la operación con volatilidad y con intercambio de reserva entre sistemas.

Se concluye que la metodología más económica es la que se ha planteado, minimizando los costos totales, lo que se ve reflejado en la Figura 5.27 donde se observa que la consideración de reserva y transferencia de esta por los distintos sistemas minimiza los costos totales.

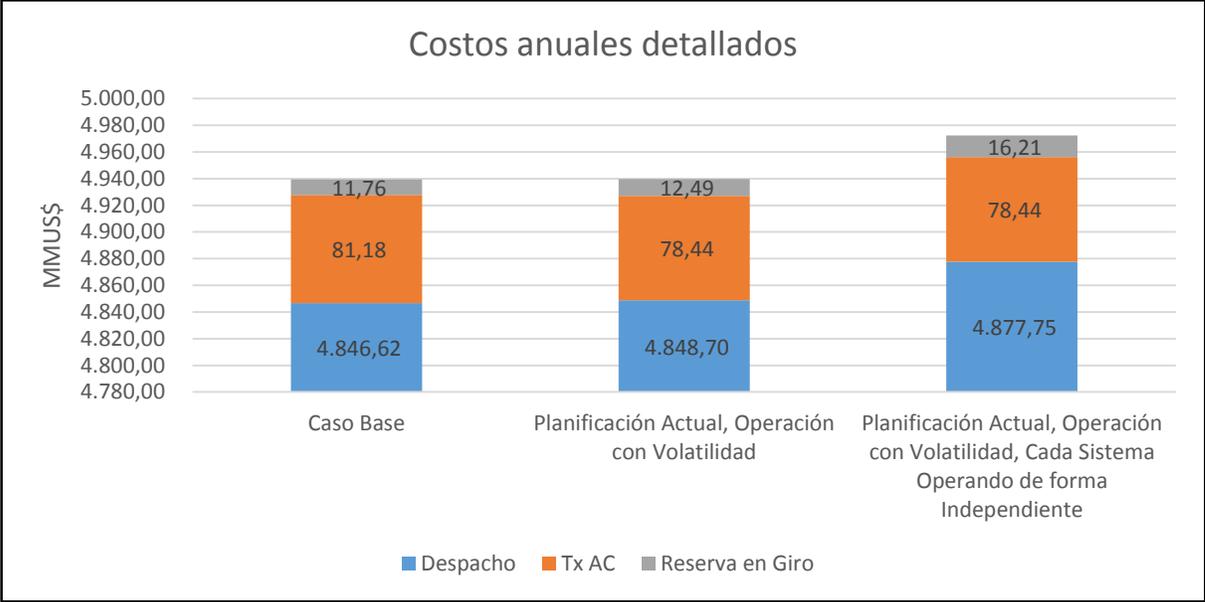


Figura 5.27: Comparación costos totales anuales detallados

5.2 Resultados problema programación lineal

Con el fin de establecer una solución menos costosa computacionalmente se relaja el problema entero mixto, haciéndolo un problema que contenga sólo variables continuas. Así, la variable $N_{0,i,n}$ que representa el número de generadores sincronizados a la red con capacidad de dar respuesta en giro en cada nodo se considera una variable continua y no entera como en el Caso Base.

5.2.1 Costos

En la Tabla 5.35 se muestran los costos totales por cada componente de la función objetivo. Como se observa, existe una gran diferencia en el costo de la reserva en giro para los dos problemas. Esto se debe fundamentalmente a que, al dejar el número de generadores continuo, el sistema sincroniza las unidades necesarias dejando la última unidad con una sincronización fraccionaria, ajustando sólo lo óptimo dentro de la condición de operación. Por ejemplo, en una condición de operación, en el Caso Base (problema entero mixto), el área del NOA puede tener sincronizadas 15 unidades que puedan dar reserva en giro. En el Caso Lineal, en esa misma condición de operación, el área del NOA tiene 14.45 unidades sincronizadas, lo que significa que se está despachando a plena carga las 14 primeras y la última sólo se despacha al 45% de su potencia nominal, lo que repetido en todos los nodos y todas las condiciones de operación va a repercutir fuertemente en la reserva en giro determinada para el sistema.

Los costos totales anuales tienen una diferencia del 0.2%, lo que si bien es bajo, no implica que esta metodología sea aceptable para un estudio formal.

Tabla 5.35: Costos US\$ problema lineal

Costos	Caso Base US\$	Caso Lineal US\$
Reserva en Giro	11.761.500	2.246.920
Despacho	4.846.620.000	4.847.940.000
Pérdida de Carga	-	-
Tx AC	81.179.400	79.410.600
Total Anual	4.939.570.000	4.929.590.000

5.2.2 Inversión en la transmisión

En la Figura 5.28 se muestran los resultados del modelo lineal para la inversión la transmisión. Se observa una única diferencia respecto al Caso Base en la línea L4, la cual disminuye su capacidad en 66 MW.

5.2.3 Tiempo de ejecución

El tiempo de ejecución de este problema es, en promedio, de 90 segundos, pudiendo superar en algunos casos los 100 segundos. Todas las ejecuciones fueron realizadas en el mismo computador detallado a comienzo de esta sección.

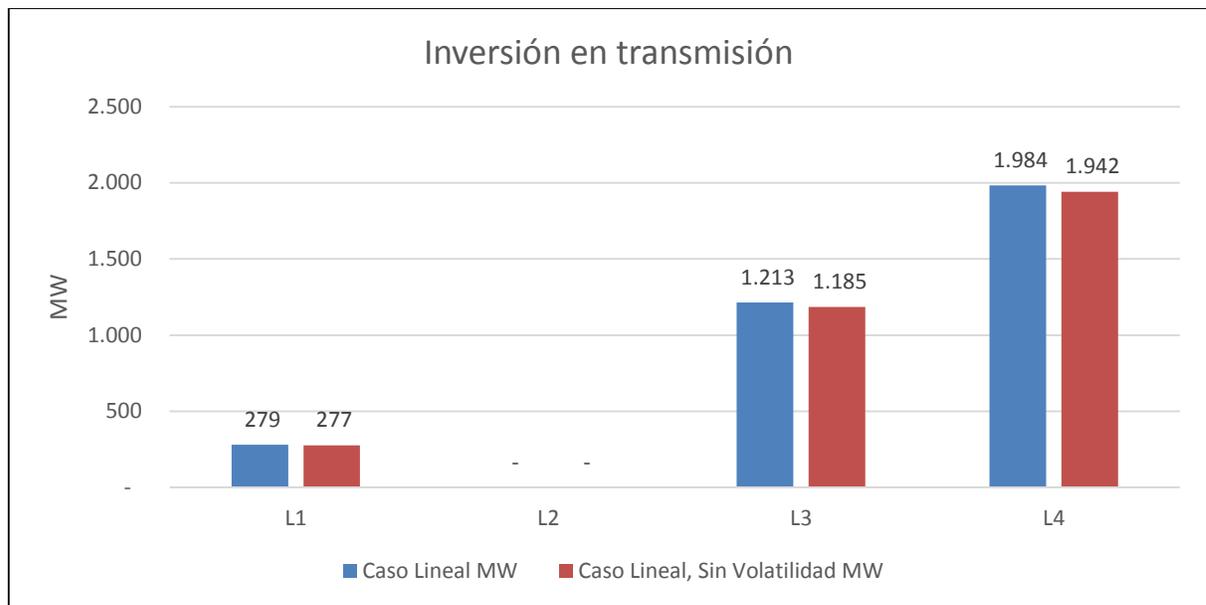


Figura 5.28: Inversión en la transmisión, problema lineal

5.3 Resultados problema programación lineal con descomposición de *Benders*

En esta sección se resuelve el problema lineal desarrollado en la sección anterior mediante el algoritmo de descomposición de *Benders*. En esta descomposición se ejecutan en paralelo las condiciones de operación a la máxima capacidad del equipo haciendo 12 procesos en paralelo a la vez, tal como se explicó en la sección 3.3.2.3 y 3.3.2.4. La solución es encontrada luego de 30 iteraciones, dado que se activa el criterio de parada $2 \frac{Y_{i-1} - Z_{i-1}}{Y_{i-1} + Z_{i-1}} \leq \Delta$ con una tolerancia $\Delta = 0.000015$. Los resultados para cada iteración se muestran en la Figura 5.29. En la Figura 5.30 se muestra con mayor resolución el detalle de las últimas iteraciones.

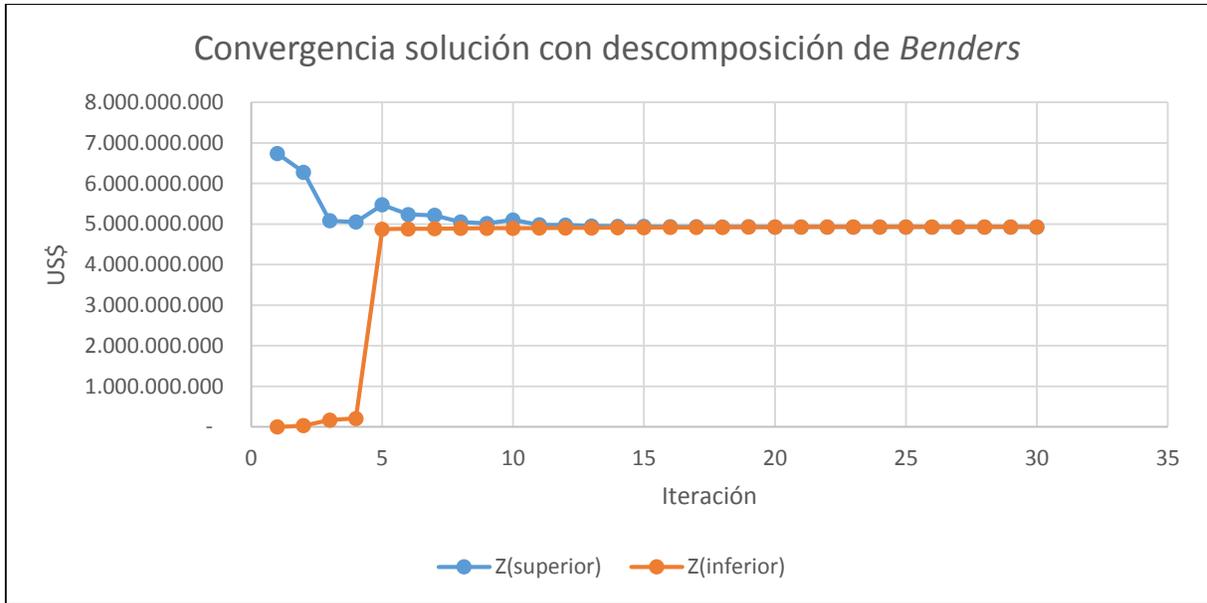


Figura 5.29: Convergencia soluciones con descomposición de *Benders*

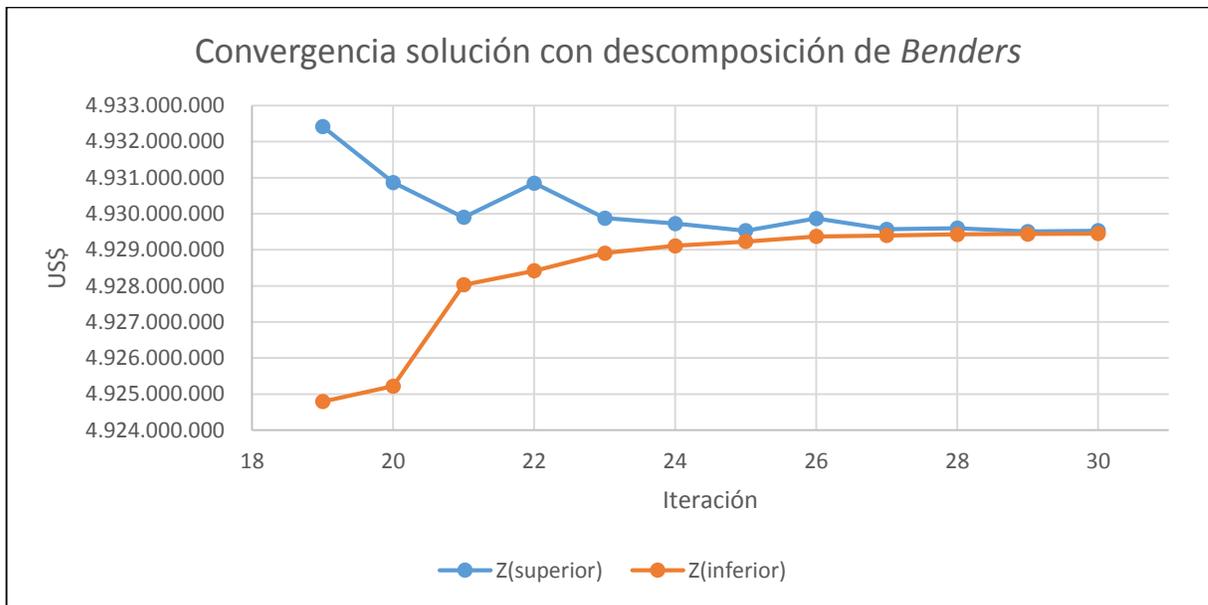


Figura 5.30: Convergencia soluciones con descomposición de *Benders* (detalle final)

5.3.1 Inversión en la transmisión

En la Figura 5.31 se muestra la comparación de la inversión en transmisión obtenida con la descomposición de *Benders* para el caso con y sin volatilidad de viento en la planificación de la transmisión. Estos resultados son aceptables al ser comparados con el problema de programación lineal de la sección 5.2, donde el máximo error se obtiene en la planificación sin volatilidad de la línea L1, siendo este error de sólo un 2%.

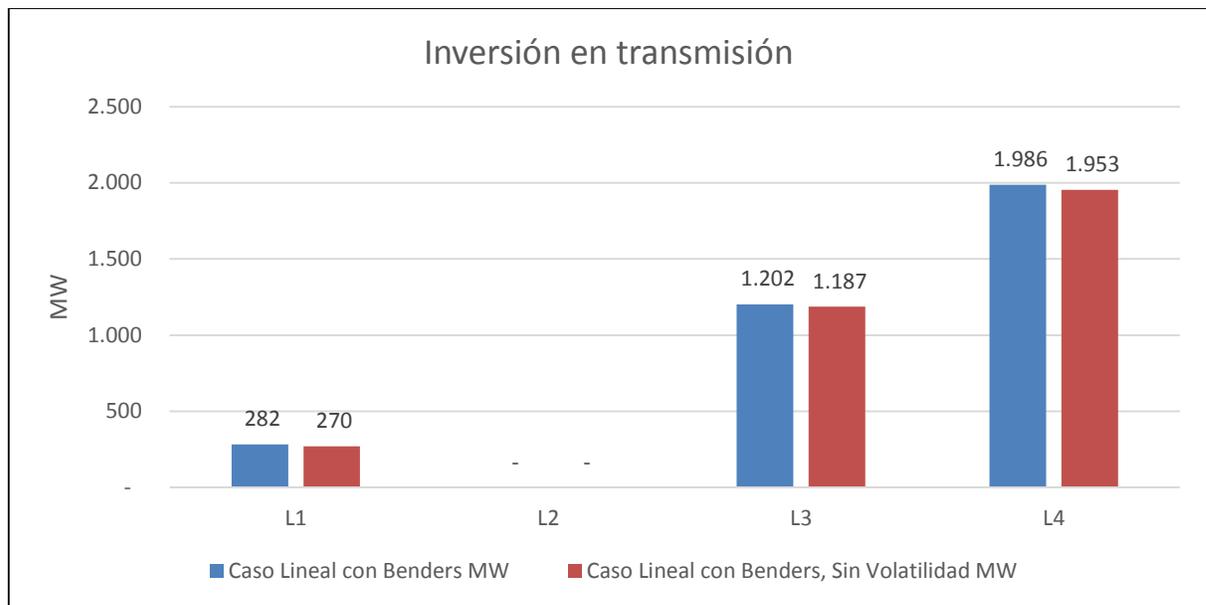


Figura 5.31: Inversión en la transmisión con descomposición de *Benders*

5.3.2 Tiempo de ejecución

Como se comentó en la sección 5.2.3 el tiempo de ejecución promedio del problema de programación lineal es de 90 segundos, pudiendo llegar incluso a más de 100 segundos. Así se hace necesario, primero, verificar si la descomposición planteada entrega ventajas en tiempos de cómputo respecto a la resolución que hace el optimizador y, si esta es mejor, verificar si con menos procesos paralelos se tiene también una mejora en tiempos de ejecución.

El resultado de los tiempos de cómputo versus la capacidad de paralelización se muestra en la Figura 5.32. En esta se observa que el problema puede ser resuelto con el método de descomposición de *Benders* en 67 segundos con el uso de los 12 subprocesos simultáneos. A medida que se disminuye capacidad de paralelización se siguen obteniendo mejoras, donde la mínima capacidad de paralelización que entrega ventajas corresponde a 10 procesos paralelos con un tiempo de 80 segundos. A menor capacidad de paralelización la descomposición de *Benders* no entrega ventajas en tiempos de cómputos para el modelo planteado en este trabajo.

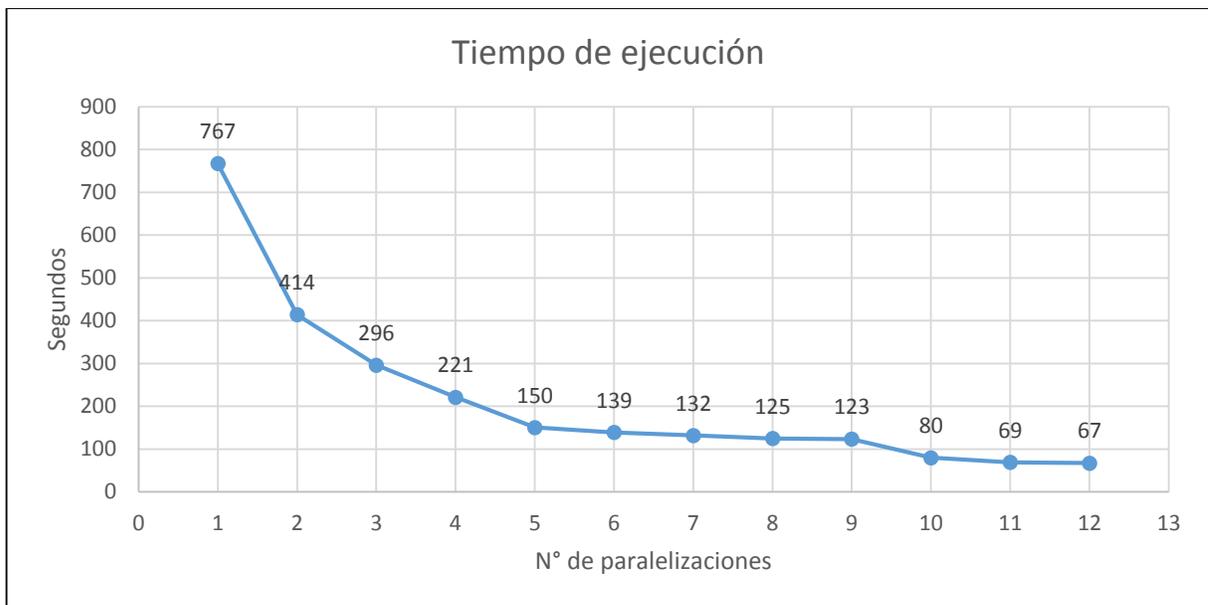


Figura 5.32: Tiempo de ejecución con distinto número de paralelizaciónes.

6 CONCLUSIONES Y PROPUESTA DE TRABAJO FUTURO

6.1 Conclusiones

En el presente trabajo de título se desarrolló una metodología capaz de planificar transmisión de manera óptima con consideración de incertezas en la predicción de la generación eólica manteniendo consideraciones de aportes de varios tipos de reserva entre las distintas áreas del sistema modelado.

Respecto a la asignación de reserva en giro los resultados mostraron que su mantención es máxima para los mayores niveles de viento esperado en el sistema, donde existe una correlación con el nivel de reserva en giro y el nivel de predicción de viento. Además se notó la importancia del SIC en la mantención de esta, dado el costo nulo que tiene este sistema para brindar reserva en giro con sus centrales de embalse, ventaja que no tienen los demás sistemas como el SING o el NOA, los que incurren en un costo producto de la pérdida de eficiencia de sus máquinas térmicas con capacidad de brindar reserva en giro al tener que ser despachadas a una capacidad menor que su capacidad nominal.

Por otra parte se observó la importancia de la reserva pronta en el desbalance energético producto de la variación de la generación eólica para las condiciones de máxima demanda energética del sistema. Según se observó, en las condiciones de demanda máxima, es preferible que unidades que brindan reserva en giro brinden energía al sistema, de modo que el aporte de reserva para las contingencias de viento es dado en mayor medida por las unidades que brindan reserva pronta.

En este estudio un tercer tipo de reserva fue considerado, el que corresponde a la reserva por corte de demanda. Se notó que cuando el SIC funcionaba de forma aislada se recurría a este tipo de reserva para las dos demandas máximas consideradas en este sistema para el año 2025, dado que en estas el SIC utiliza sus unidades que brindan reserva (tanto en giro como pronta) para despachar mayor cantidad de energía, por lo que el sistema pierde su capacidad de brindar reserva ante grandes contingencias de generación eólica, teniendo que cortar demanda. Esto muestra la gran ventaja que representa para una operación confiable del SIC su interconexión con el SING, ya sea el caso en el que este último esté o no conectado con Argentina. Finalmente se observó que este tipo de reserva no tuvo incidencia en los casos de interconexión de los sistemas, por lo que su utilización no afectó a la inversión en transmisión.

Respecto a la inversión en transmisión, en los resultados se observó que una mayor volatilidad de la generación eólica aumenta el nivel de inversión necesaria en transmisión para los casos de estudio analizados. Así se concluye la importancia que tienen dos consideraciones: primero, la holgura en la capacidad de transmisión entre las distintas áreas de los sistemas con el fin de mantener márgenes en estas para poder transportar reservas y así hacer más económica la operación y, segundo, la importancia que tendrán en el futuro métodos de predicción precisos que minimicen el error de predicción del viento con el fin de reducir la mantención de reserva en giro y los márgenes de reserva necesarios en las líneas de transmisión.

Una conclusión importante que se extrae del presente estudio es lo ventajoso que resulta la interconexión entre los sistemas y su funcionamiento centralizado, tanto en la operación, como en la planificación de la transmisión. Así se notó el aumento en los costos totales del sistema para los casos en el cual sólo existe una interconexión entre el SING y el SADI y para el caso de

interconexión SING y SIC, mientras que se muestra que es peor el desempeño de cada sistema operando de forma independiente.

Además se mostró que al hacer operar el sistema con errores en la predicción de viento, con una transmisión que fue planificada sin consideración de errores en la predicción, se tienen mayores costos totales en el despacho energético y en la mantención de reserva en giro del sistema frente al Caso Base, en el que se opera con errores en la predicción de viento, pero con una transmisión que fue planificada también con estos errores. Por otro lado, en el caso en el que se utiliza una planificación de la transmisión sin considerar los errores de predicción de viento, haciendo operar los sistemas interconectados, pero operando de forma independiente, sin permitir intercambios de reserva entre las distintas áreas, se tuvo que los costos totales eran aun mayores que en el caso anterior, con lo que se concluye lo importante que es el intercambio de reserva entre las áreas del sistema para mantener una operación confiable a menor costo.

Respecto a la solución del problema de programación lineal con la relajación de la variable entera se notaron diferencias en el resultado de la inversión de la transmisión frente al problema entero mixto, que es resuelto con el método de *Branch and Bound*. Si bien la diferencia en los resultados es baja, se cree que el método relajado no es una alternativa para poder solucionar un problema real de estudio dado que la relajación disminuye la mantención de reserva en giro, distorsionando los resultados reales. No obstante, es importante su resolución pues hace posible comparaciones con el método de descomposición de *Benders*.

Se pudo observar que el método de descomposición de *Benders* entrega mejoras en los tiempos de ejecución respecto al problema de programación lineal. No obstante, se tiene que el método de descomposición no entrega mejoras para niveles de paralelización menores a 10 procesos, por lo que se hace competitivo sólo para equipos de alta capacidad de paralelización, donde queda demostrado que el modelo se vuelve más rápido a medida que esta aumenta. Así se concluye que la solución mediante descomposición de *Benders* es más eficiente que la resolución del problema de programación lineal (resuelto con el método *Simplex*) siempre y cuando se cuente con un equipo con alta capacidad de paralelización.

Como punto final, se alienta la consideración la metodología propuesta en la planificación de la transmisión y ubicación óptima de reservas, con el fin de establecer un sistema más económico y con la capacidad de poder funcionar de manera confiable con alta capacidad de generación eólica.

6.2 Propuesta de trabajo futuro

La metodología presentada muestra un avance en términos de planificación de la transmisión y ubicación óptima de reservas, pero dejando a un lado otros puntos que son de importancia considerar en un modelo de planificación de la transmisión con co-optimización de energía y reserva.

En el modelo no se plantea una variación de la demanda, esta se considera fija dentro de cada condición de operación, suposición que es cuestionable, pues la variación de demanda determina una decisión importante respecto a la mantención de reservas que se determina en un sistema eléctrico. Además, cabe destacar que para sistemas masivos como el SIC, que tiene grandes variaciones de demanda, esto tiene una gran importancia, determinando una decisión importante tanto para transferir energía como reserva. Resulta entonces, interesante considerar variaciones en la demanda dentro de cada condición de operación.

Por otro lado, en el modelo desarrollado no se consideraron pérdidas por las líneas, factor importante para la decisión de tránsito de flujo. Además no se consideran las impedancias por las líneas, supuesto que, dado el sistema radial utilizado no trae inconvenientes, pero que pierde validez ante sistemas enmallados.

Respecto a la elección de las áreas, se considera que estas pueden ser poco detalladas por ser muy masivas. Una discretización con un mayor número de áreas a considerar podría reflejar conclusiones más precisas a las dadas.

Factores como las tasas de toma de carga no son considerados en el modelo, pero se cree que su relevancia es muy importante en un análisis como el presentado, sobre todo para modelar sistemas con máquinas que brinden servicios de reserva en giro, pero de respuesta lenta, como el SING que utiliza máquinas a carbón.

Por último, se muestra que el modelo presenta una volatilidad eólica correlacionada para todas las áreas, esto quiere decir que todas las áreas varían su generación eólica de la misma forma al mismo tiempo. Un análisis basado en esta hipótesis se convierte sólo en un caso particular. Lo que se propone es hacer el estudio considerando que cada área puede tener una generación eólica que esté en un estado de operación distinto al de la otra. Considerar esto genera un crecimiento exponencial de los escenarios considerados, pues al hacer tal consideración los números de escenarios ya no sólo corresponden a los que generan los 10 estados de operación, sino que consideran los $10^{\text{Número de Áreas}}$ estados de operación en los cuales se considera que cada área puede tener un error distinto de predicción de generación eólica.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, «Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales,» Gobierno de Chile, Santiago, 2008.
- [2] Biblioteca del Congreso Nacional, «Historia de la Ley N° 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales,» Santiago, 2008.
- [3] Comisión Nacional de Energía, «Reporte Mensual Energético,» Gobierno de Chile, Santiago, 2015.
- [4] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Gobierno de Chile, Santiago, 2013.
- [5] V. Silva, «Value of Flexibility in Systems with large Wind Penetration,» Electric Power. Imperial College London, 2010.
- [6] Ministerio de Energía, «Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales,» Gobierno de Chile, Santiago, 2013.
- [7] S. Oren, «Auction Design for Ancillary Reserve Products,» *Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, 2002.
- [8] D. Kirschen y G. Strbac, «Chapter 5: System Security and Ancillary Services,» de *Fundamentals of Power System Economics*, Wiley, 1988.
- [9] R. Moreno, F. Teng, C. Vasilakos, D. Pudjianto y G. Strbac, «Integrating Reserve Requirements in Network Planning,» Imperial College London, 2013.
- [10] G. Strbac, «Including Generation Reserve in Transmission Planning Methods,» *Faculty of Engineering, Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College London*, 2012.

- [11] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N° 591,» Gobierno de Chile, Santiago, 2013.
- [12] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N° 93,» Gobierno de Chile, Santiago, 2014.
- [13] D. Kirschen y G. Strbac, «Chapter 8: Investing in Transmission,» de *Fundamentals of Power System Economics*, Wiley, 1988.
- [14] R. Moreno, C. Vasilakos, M. Castro, D. Pudjianto y G. Strbac, «Impact of Wind Generation Intermittency on Transmission Expansion Models,» *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*, 2009.
- [15] R. Moreno, C. Vasilakos, D. Pudjianto y G. Strbac, «A Cost-Benefit Approach for Transmission Investment with a Non-Linear Transmission Cost Function,» *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009.
- [16] R. Moreno, D. Pudjianto y G. Strbac, «Transmission Network Investment with Probabilistic Security and Corrective Control,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 4, 2013.
- [17] M. Shahidehpour y Y. Fu, «Benders Decomposition in Restructured Power Systems,» Electric Power and Power Electronics Center, Illinois Institute of Technology.
- [18] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Octubre de 2014 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING),» Gobierno de Chile, Santiago, 2014.
- [19] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Octubre de 2014 Sistema Interconectado Central (SIC),» Gobierno de Chile, Santiago, 2014.
- [20] Systepl, «Informe de Infraestructura del SIC,» [En línea]. Available: http://www.systepl.cl/?page_id=1203.

- [21] CAMMESA, «Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A.,» [En línea]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.
- [22] G. V. Malinow, «Una Mirada de Largo Plazo sobre la Hidroelectricidad en Argentina,» Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2014.
- [23] CAMMESA, «Regulación de Frecuencia SADI,» 2014.
- [24] A. Tuzuner y Z. Yu, «A Theoretical Analysis on Parameter Estimation for the Weibull Wind Speed Distribution,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE*, 2008.
- [25] W. L. Ruigang Wang y B. Bagen, «Development of Wind Speed Forecasting Model Based on the Weibull Probability Distribution,» *Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring (CDCIEM)*, 2011.
- [26] A. Sturt y G. Strbac, «A Times Series Model for the aggregate GB Wind Output circa 2030,» *Renewable Power Generation*, 2011.
- [27] A. Sturt, *Stochastic Scheduling of Wind-Integrated Power Systems*, Imperial College London, 2011.
- [28] Centro de Energía, «Evaluación Técnica del Proyecto de Interconexión SIC - SING,» Universidad de Chile, Santiago, 2014.
- [29] CDEC SING, «Consulta Tabla de Costos Variables, Factores de Penalización y Precios de Combustibles,» 2015. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_costos_var_pub.pl_f_dsp_tbl_costos.
- [30] Consorcio Mercados Interconectados, «Estudio de Transmisión Troncal,» 2015.
- [31] Dash Optimization, *Xpress-Optimizer Reference manual*, 2007.
- [32] CDEC SING, «Informe Mensual, Desempeño Operativo de Centrales de Generación ERNC,» 2014.

- [33] A. Wood y B. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [34] CDEC SING, «Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande,» [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/portal/page?_pageid=33,4121&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [35] CDEC SING, «Capacidades de Transmisión SING,» [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_lineas_pub.sp_circ_segm_buscar?p_tipo_param=CA_LIM.
- [36] CDEC SING, «Datos Generales Transmisión SING,» [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_lineas_pub.sp_circ_segm_buscar?p_tipo_param=DT.
- [37] CDEC SING, «Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING, Octubre 2014,» 2014.
- [38] CDEC SIC, «Operación Real,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>.
- [39] Comisión Nacional de Energía, «Descripción de la solución de Interconexión SIC - SING,» 2015.

8 ANEXOS

8.1 Despacho económico uninodal de unidades térmicas

En esta sección se introducen técnicas básicas de optimización para el despacho económico en sistemas de potencia. En [33] se especifica el despacho para un sistema simplificado que tiene N unidades generadoras térmicas conectadas a una barra que debe suministrar una potencia P_{load} . C_i representa la tasa de costo de la unidad, que puede ser interpretada como la tasa de combustible por unidad de tiempo que debe ser suministrada a cierta unidad, medida, por ejemplo, en MBtu/h.

El *output* de cada unidad, P_i , es la potencia eléctrica generada por la central i . La restricción esencial de la operación del sistema es que la suma de las potencias de salida de las unidades debe ser igual a la potencia demandada total del sistema. Así, matemáticamente el problema básico es bien conciso. Lo que se desea es minimizar una función objetivo C_T que es igual a la suma de las tasas de combustible de todas las centrales, es decir, el costo total del sistema. Notar que los efectos de la transmisión han sido despreciados. Entonces, matemáticamente, se formula:

$$\mathbf{min} C_T = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_N = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) \quad (8.1)$$

$$s. a.: \quad P_{load} = \sum_{i=1}^N P_i \quad (8.2)$$

$$P_i \leq P_i^{m\acute{a}x} \quad (8.3)$$

Se observa que se tiene un problema de optimización que debe ser resuelto, por ejemplo, con métodos de cálculo que se relacionan con funciones de *Lagrange*. Si se adhiere la función de restricción a la función objetivo se obtiene la función de *Lagrange*:

$$\mathcal{L} = C_T + \lambda(P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (8.4)$$

La condición necesaria para un valor extremo de la función objetivo resulta cuando se toma la primera derivada de la función de *Lagrange* con respecto a cada una de las variables independientes y se establecen las derivadas igual a cero. En este caso hay $N + 1$ variables; los N valores de potencia de salida, P_i , y el multiplicador de *Lagrange* λ . Así el set de N ecuaciones respecto a las potencias P_i queda:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (8.5)$$

Es decir, la condición necesaria para la existencia de una condición de mínimo costo para el sistema de potencia térmico es que la tasa de costo incremental de todas las unidades sea igual a algún valor

indeterminado, λ . Además se debe incluir la restricción que impone que la suma de las salidas de potencia sea igual a la potencia demandada por el sistema.

Además hay dos desigualdades que deben ser satisfechas para cada unidad. Estas son: la salida de cada unidad debe ser mayor o igual que la potencia mínima permitida, $P_i^{mín}$, y debe además, ser menor o igual que la potencia máxima permitida, $P_i^{máx}$, para esa unidad. Así estas condiciones deben ser incluidas a las ya mencionadas:

$$\frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad (8.6)$$

$$P_i \leq P_i^{máx} \quad (8.7)$$

El resumen de esta metodología se muestra en los resultados a continuación:

$$\frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{para} \quad P_i^{mín} \leq P_i \leq P_i^{máx} \quad (8.8)$$

$$\frac{dC_i}{dP_i} \leq \lambda \quad \text{para} \quad P_i = P_i^{máx} \quad (8.9)$$

$$\frac{dC_i}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{para} \quad P_i = P_i^{mín} \quad (8.10)$$

8.2 Algoritmo de descomposición de *Benders*

8.2.1 Programación lineal primal y dual

Cada PPL (problema de programación lineal) llamado problema primal puede ser expresado de forma equivalente en otra forma de PPL llamado problema dual. El problema primal puede ser expresado en notación matricial como:

$$\begin{aligned} \mathbf{min} \quad & z = c^T x \\ \text{s. a.:} \quad & \\ & Ax \geq b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \quad (8.11)$$

donde c y x son de dimensión n , b es de dimensión m y A es una matriz de $m \cdot n$. La función lineal $c^T x$ es llamada función objetivo. Las desigualdades lineales se denominan restricciones y determinan la región factible para la minimización de la función objetivo. El problema dual se define como:

$$\begin{aligned} \mathbf{max} \quad & z = b^T y \\ \text{s. a.:} \quad & \\ & A^T y \leq c \\ & y \geq 0 \end{aligned} \quad (8.12)$$

De esta forma el número de desigualdades en el primal se transforma en el número de variables en el problema dual. Correspondientemente, el número de variables en el problema primal se transforma en el número de desigualdades del dual.

Es relativamente sencillo resolver un PPL con pocas restricciones. Dado que el problema primal tiene m restricciones, mientras que el dual tiene n , suele usarse la siguiente regla para resolver problemas de optimización: Resolver el PPL que tenga el menor número de restricciones, es decir:

- Si $m < n$: Resolver el problema primal
- Si no: Resolver el problema dual.

8.2.2 Modelo básico de descomposición de *Benders*

Un problema entero mixto, que se denominará P1, tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \min z &= c^T x + d^T y \\ \text{s. a. :} & \\ Ay &\geq b \\ Ex + Fy &\geq h \\ x &\geq 0, y \in S \end{aligned} \tag{8.13}$$

x es una variable continua e y entera. Si se deja y con valores fijos, P1 es lineal en x , por lo tanto P1 se puede escribir como:

$$\min_{y \in R} \{d^T y | Ay \geq b + \min_{x \geq 0} \{c^T x | Ex \geq h - Fy, x \geq 0\}\} \tag{8.14}$$

Donde:

$$R = \{y | \exists x \geq 0 \text{ tq } Ex \geq h - Fy, Ay \geq b, y \in S\} \tag{8.15}$$

Entonces el problema original puede ser desacoplado en un problema maestro PM y un subproblema SP, se comienza resolviendo el siguiente problema maestro PM1:

$$\begin{aligned} \min z_{inferior} & \\ \text{s. a. :} & \\ z_{inferior} &\geq d^T y \\ Ay &\geq b \\ y &\in S \end{aligned} \tag{8.16}$$

Notar que se usa z , en lugar de $d^T y$, como función objetivo. La parte interna del problema desacoplado es un subproblema SP1 reescrito como:

$$\begin{aligned} \min c^T x & \\ \text{s. a. :} & \\ Ex &\geq h - F\hat{y} \\ x &\geq 0 \end{aligned} \tag{8.17}$$

Si se define SP2 como el problema dual de SP1 se tiene la forma siguiente, donde \hat{y} es la solución del problema maestro.

$$\begin{aligned} & \mathbf{max}(h - F\hat{y})^T u \\ & \text{s. a. :} \\ & E^T u \leq c \\ & u \geq 0 \end{aligned} \tag{8.18}$$

8.2.3 Pasos del algoritmo de cortes de *Benders*

PASO 1: Resolver PM1 y obtener una solución de cota inferior $\hat{z}_{inferior}$ para \hat{y} . Si PM1 es infactible, entonces lo será el problema original P1. Si PM1 es no acotado, entonces hacer $\hat{z}_{inferior} = \infty$ en PM1 para un valor arbitrario de \hat{y} en S , luego ir al Paso 2.

PASO 2: Resolver SP1 o SP2. Una solución de cota superior para el problema original P1, en términos de SP2 es $\hat{z}_{superior} = d^T \hat{y} + (h - F\hat{y})^T \hat{u}^p$ para la solución dual óptima \hat{u}^p . En términos de SP1, la solución de cota superior es $\hat{z}_{superior} = d^T \hat{y} + c^T \hat{x}$ para \hat{x} . Ahora:

- Si $|\hat{z}_{superior} - \hat{z}_{inferior}| \leq \epsilon$ para P1, entonces detener el proceso. Si no, generar una nueva restricción $\hat{z}_{inferior} \geq d^T \hat{y} + (h - F\hat{y})^T \hat{u}^p$, llamada **corte de factibilidad**, para PM2 (Problema Maestro 2) e ir al Paso 3.
- Si SP2 es no acotada, lo que significa que SP1 es infactible, entonces introducir un nuevo corte en PM2 $(h - F\hat{y})^T \hat{u}^r \leq 0$, llamado **corte de infactibilidad**. En este caso, primero se calcula u^r para formar el corte de infactibilidad y luego se pasa al Paso 3. u^r corresponde al multiplicador dual de:

$$\begin{aligned} & \mathbf{min} 1^T s \\ & \text{s. a. :} \\ & Ex + Is \geq h - F\hat{y} \\ & x \geq 0, s \geq 0 \end{aligned} \tag{8.19}$$

- Si SP2 es infactible, el problema original P1 tendrá ya sea, una solución infactible o no acotada. Detener el proceso.

PASO 3: Resolver el Problema Maestro 2, PM2, para obtener una nueva solución de cota inferior $\hat{z}_{inferior}$ respecto a \hat{y} para el problema original P1. Se aprecia que en la siguiente formulación de PM2 se usa ya sea el corte de factibilidad (segunda restricción) o el corte de infactibilidad (tercera restricción) tal como se discutió en el Paso 2. Así PM2 se describe como:

$$\begin{aligned} & \mathbf{min} z_{inferior} \\ & \text{s. a. :} \\ & z_{inferior} \geq d^T y + (h - Fy)^T u_i^p \\ & (h - Fy)^T u_i^r \leq 0 \\ & y \in S \end{aligned} \tag{8.20}$$

- Luego volver al Paso 2, para resolver el subproblema SP de nuevo.

- Si PM2 es no acotado, definir $\hat{z}_{inferior} = \infty$ para un valor arbitrario de \hat{y} en S . Luego volver al Paso 2.
- Si PM2 es infactible, entonces lo será el problema original P1. Detener el proceso.

El diagrama de flujo del problema maestro se muestra en la Figura 8.1.

8.2.4 Forma alternativa de cortes de *Benders*

De forma alternativa, los cortes presentados anteriormente, pueden ser representados de la siguiente forma, donde la primera ecuación corresponde al corte de factibilidad y la segunda al corte de infactibilidad:

$$z \geq d^T + w(\hat{y})_i - (y - \hat{y})^T F^T u_i^P \quad i = 1, \dots, n_p \quad (8.21)$$

$$v(\hat{y})_i - (y - \hat{y})^T F^T u_i^r \leq 0 \quad i = 1, \dots, n_r \quad (8.22)$$

Donde,

$w(\hat{y})$: Solución óptima de SP1

$v(\hat{y})$: Solución óptima del subproblema de chequeo de factibilidad.

El corte de *Benders* $z \geq d^T + w(\hat{y})_i + (y - \hat{y})^T F^T u_i^P$ indica que el valor del problema original decrece cuando se actualiza y de \hat{y} a un nuevo valor. El multiplicador dual u^P representa el cambio incremental en el objetivo. Similarmente, el corte de *Benders* $v(\hat{y})_i + (y - \hat{y})^T F^T u_i^r \leq 0$ indica que se actualiza \hat{y} a un nuevo valor para eliminar la violación de restricciones en el SP1 basado en \hat{y} dado en el problema maestro. El multiplicador dual u^r representa el cambio incremental en la violación total.

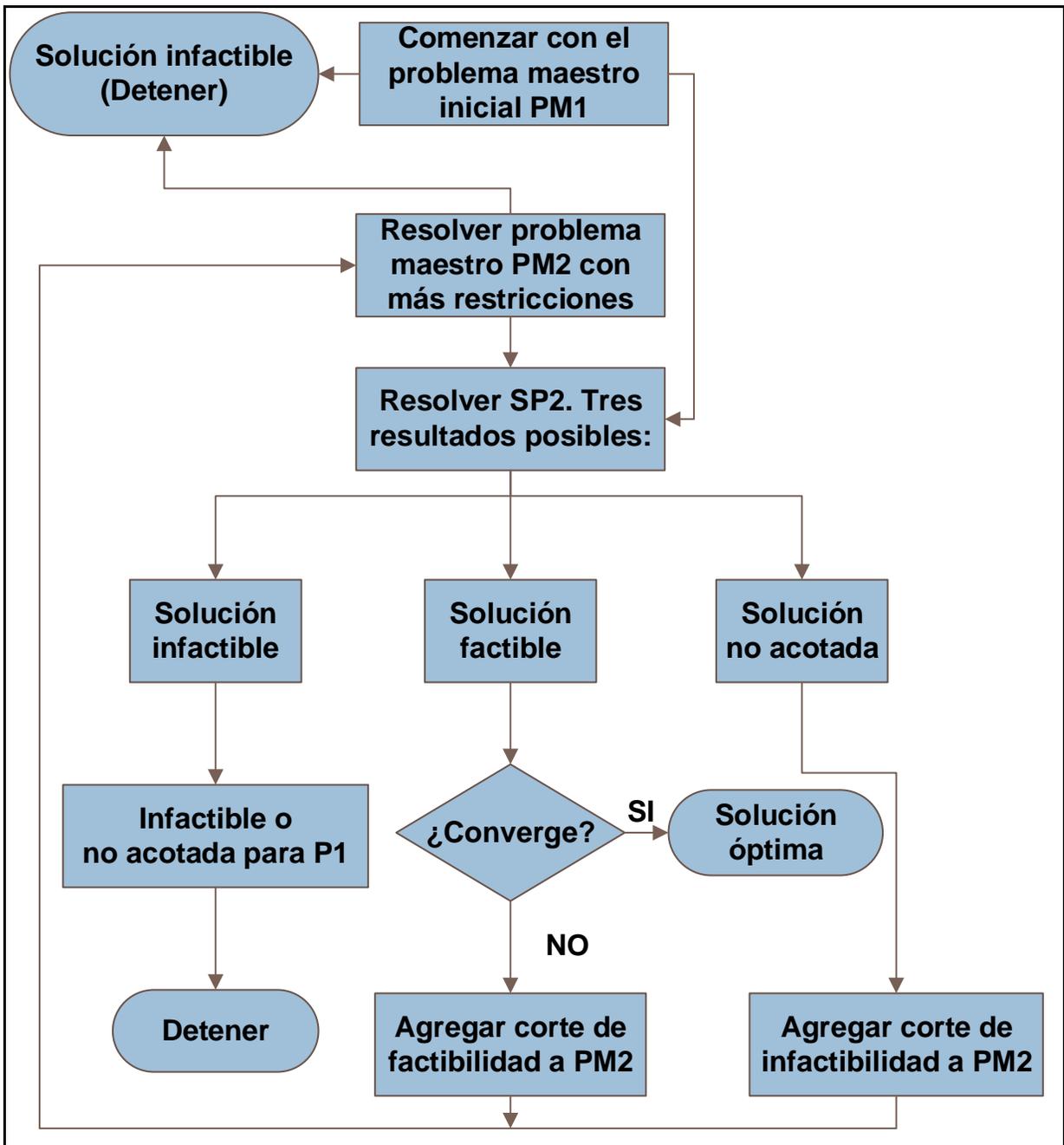


Figura 8.1: Diagrama de flujo de la descomposición de *Benders*

8.3 Áreas consideradas en el modelo

El modelo consta de 5 áreas reducidas, donde las tres primeras corresponden a las tres áreas principales del SING que se muestran en la Figura 8.2: Zona Norte, Centro y Sur-Cordillera. La cuarta área introducida en el modelo corresponde al área del NOA desvinculada del resto del SADI, la que se muestra destacada en rojo en la Figura 8.3. La quinta área corresponde al SIC, el que se muestra en la Figura 8.4.

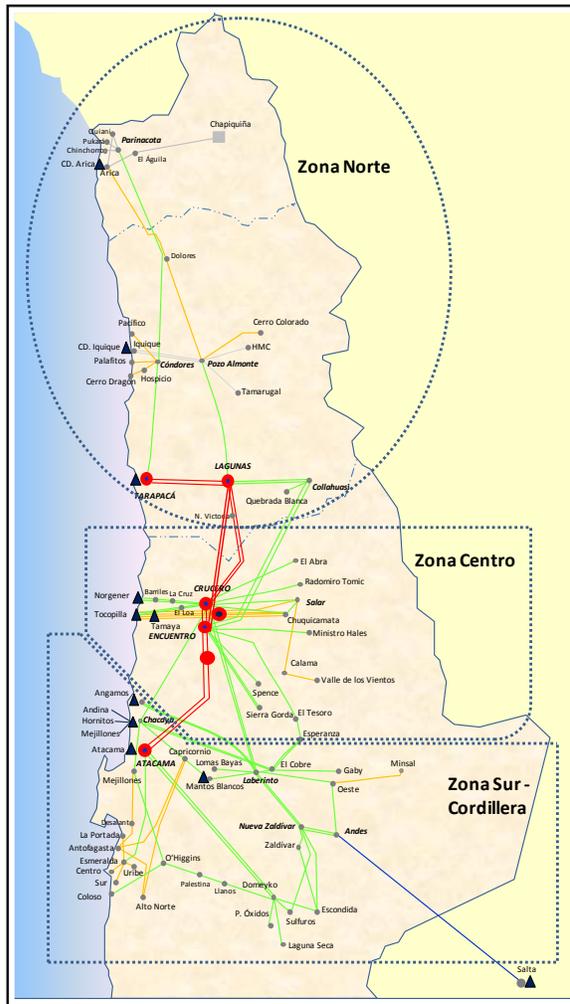


Figura 8.2: Mapa SING

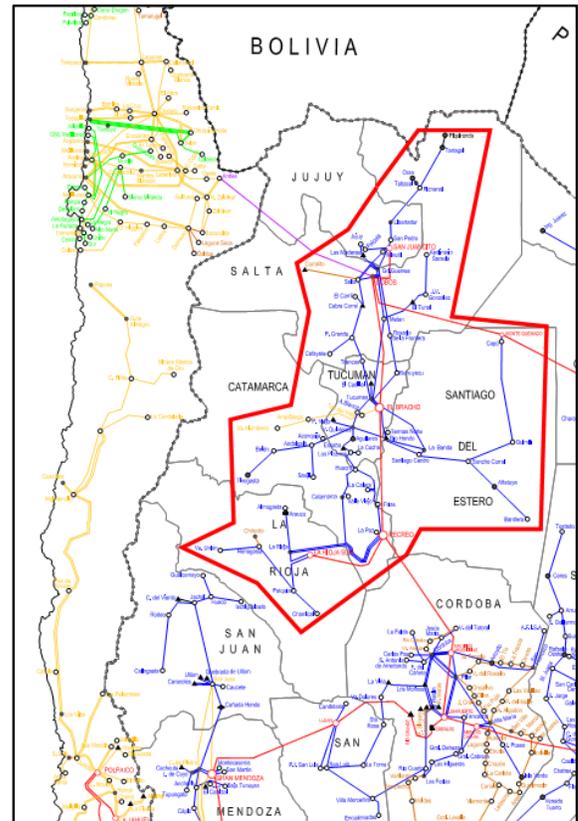


Figura 8.3: Área NOA del SADI

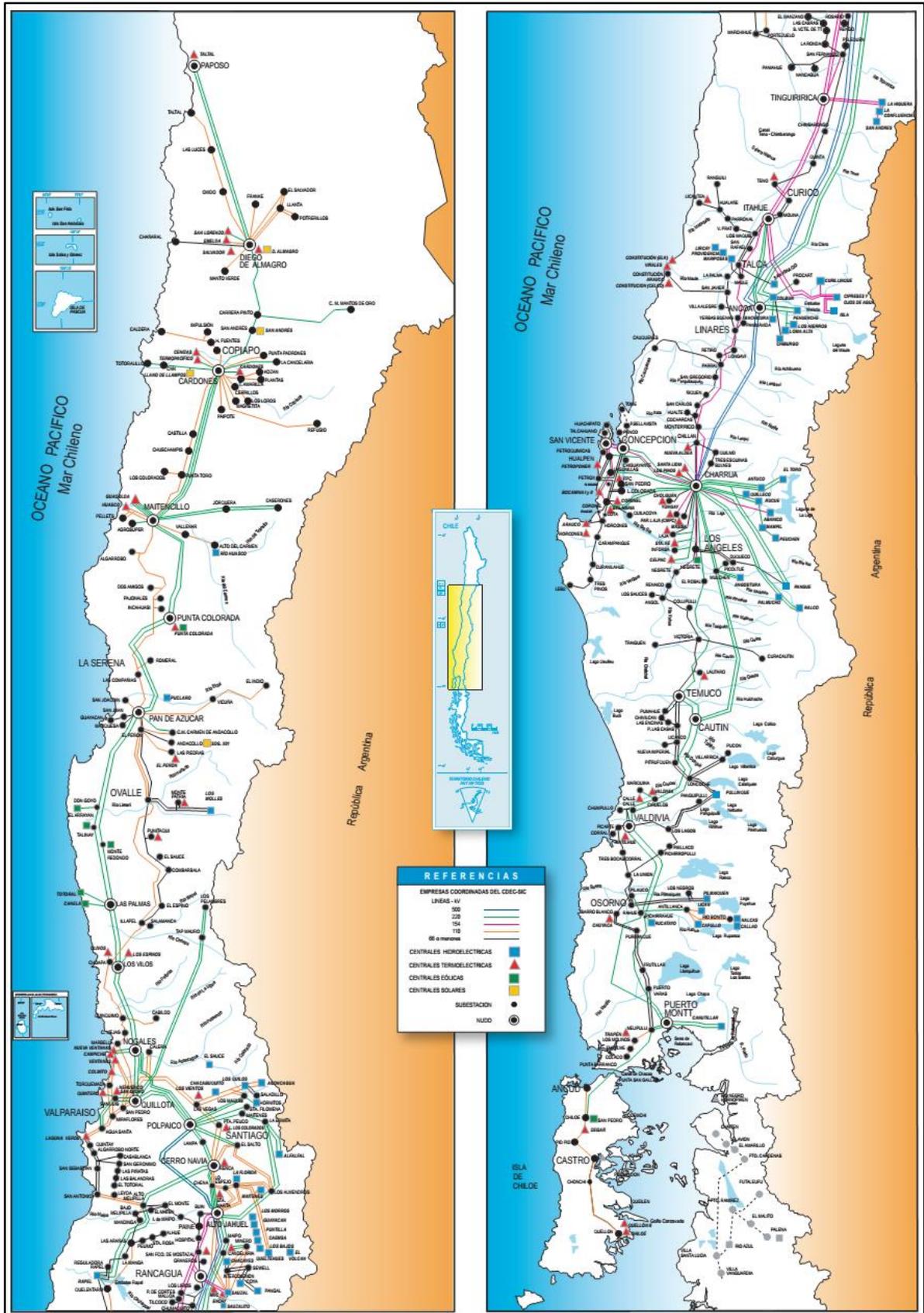


Figura 8.4: Mapa SIC
79

8.4 Detalle red de transmisión

La capacidad inicial considerada para las líneas se basa en la red actual, según lo informado por los Centros de Despacho Económico de Carga del SIC y del SING (en adelante, CDEC SIC y CDEC SING, respectivamente). La idea es no considerar las obras del plan de expansión de la CNE con el fin de poder comparar resultados.

El detalle de las líneas de transmisión iniciales consideradas en el modelo se muestra a continuación:

Tabla 8.1: Información líneas de transmisión del sistema

Línea modelo	Línea real	Tensión kV	Longitud km	Capacidad MW
L1	Lagunas - Crucero	220	157.8	182.9
	Collahuasi - Encuentro	220	201	170.71
L2	Crucero - Chacaya	220	152.7	305
	Encuentro - Atacama	220	153	386
	Crucero - Laberinto	220	133	293.03
	Encuentro - El Tesoro - Esperanza - El Cobre	220	90 / 12.5 / 81.3	85.36
L3	Andes – Salta (central)	345	408	717

En la Tabla 8.1 se muestra el detalle del sistema de transmisión existente entre las áreas. La información para las líneas que actualmente están en funcionamiento se obtiene de la página web del CDEC SING [34]. La capacidad de las líneas se obtiene del documento “*Información Técnica - Circuitos y Segmentos - SING Capacidades*” [35] donde se utiliza el valor máximo de potencia para el cual el segmento puede operar en forma permanente, el cual está dado por el mínimo valor entre la Capacidad Térmica permanente, Limitación por capacidad TTCC permanente, Limitación por Protecciones y Otros equipos. Los largos de las líneas se obtienen de “*Información Técnica - Circuitos y Segmentos - SING Datos Generales*” [36]. Con esta información se estima la capacidad inicial de las líneas del modelo, la cual corresponde a la suma de las capacidades de cada línea para las líneas L1 y L2 del modelo y a la capacidad real de transmisión para la línea L3. La línea L4, que interconecta el SING con el SIC tiene una capacidad inicial nula, por no existir en la actualidad.

El largo estimado corresponde al promedio de los largos de cada línea y si bien no es un dato que vaya directo al modelo, sirve para estimar un costo de la línea adicional que se considere entre dos áreas para ampliar la transmisión. Estos resultados se muestran en la Tabla 8.2.

Respecto a las capacidades iniciales, se observa la gran capacidad de transmisión presente entre la Zona Centro y Sur-Cordillera del SING (línea L2).

Tabla 8.2: Líneas del modelo

Línea modelo	De nodo	A nodo	Largo km	Capacidad inicial MW
L1	1	2	178	316
L2	2	3	146	1.069
L3	3	4	408	717
L4	3	5	574	-

Vale la pena mencionar que dado que no se pudo obtener una representación de las impedancias del conjunto de estas líneas, el modelo de planificación de la transmisión utilizado corresponde a una expansión basada en un modelo de transporte que no considera dichas impedancias, sólo los flujos que pasan por estas. Dado que el sistema analizado no es enmallado, esta simplificación es válida para este caso de estudio en particular.

8.5 Parque generador

Tabla 8.3: Parque generador considerado al 2025

Potencia instalada MW										
Área	Eólica	Solar	Pasada	Embalse	Carbón	Gas CC	Gas CA	Fuel Oil	Diésel	TOTAL
SING 1	-	396	12	-	160	-	-	12	81	660
SING 2	290	412	-	-	1.120	320	37	172	430	2.781
SING 3	400	200	-	-	1.120	1.440	-	28	657	3.845
NOA	375	25	337	-	-	2.720	800	-	293	4.550
SIC	1.477	1.318	2.525	4.160	2.299	2.168	602	99	2.290	16.939

8.6 Determinación bloques de demanda

8.6.1 Predicción de demanda al 2025

Para estimar los perfiles de demanda de cada nodo se utiliza la operación horaria real del año 2013 brindada por los operadores del sistema CDEC SING, CDEC SIC y CAMMESA. La demanda horaria para cada sistema se separa según estación del año (verano, otoño, invierno y primavera) y por tipo de día (hábil, no hábil) donde los días no hábiles corresponden a sábados, domingos y festivos. De esta forma se determinan 8 clases de demandas. Todas las demandas obtenidas son normalizadas por la demanda máxima en el 2013 para cada sistema, las que se detallan a continuación:

Tabla 8.4: Demanda máxima año 2013

Sistema	Demanda máxima MW
SING	2.221
SIC	7.282
NOA	1.908
TOTAL	11.411

Se promedian las demandas pertenecientes a cada una de las 8 clases (por ejemplo, día hábil – otoño) y se obtienen los perfiles. La separación en clases no tiene un nivel de importancia alto para el SING debido a que su consumo es en un 90% minero, lo que implica una demanda pareja a lo largo del año casi sin importar el tipo de día. Esta separación cobra mayor sentido para sistemas

como el SIC en los cuales las conductas humanas tienen mayor preponderancia. En la Figura 8.5 se muestra el perfil en p.u. de generación del SIC donde se observa la gran diferencia que existe en ese sistema para los días hábiles y los no hábiles.

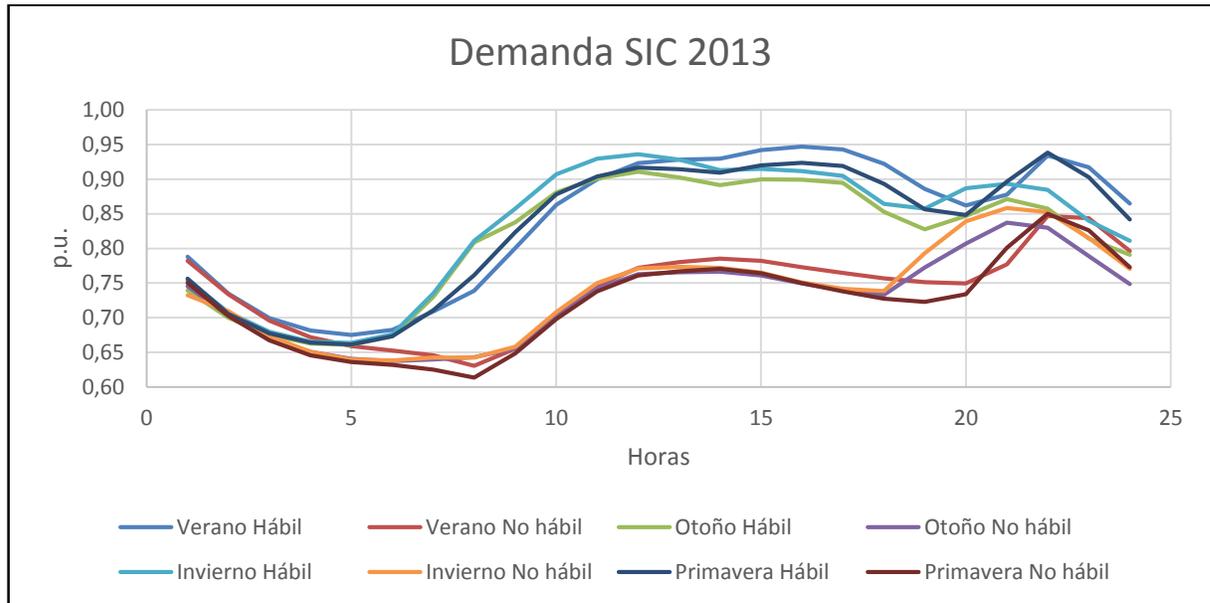


Figura 8.5: Perfil de demanda SIC, año 2013

Para determinar la demanda al año 2025 se consideran distintos crecimientos para cada uno de los sistemas. Se mantiene el perfil determinado, pero se pondera por una nueva potencia máxima para el sistema. Para el SING se considera la potencia máxima al 2025 informada en la “*Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING, Octubre 2014*” [37] del CDEC-SING. Para el SIC se utiliza el dato de la Previsión de Demanda Anual mostrada en el informe de “*Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Octubre 2014*” [19]. En esta se informa la energía total que sería consumida el año 2025, la que relacionada con el factor de carga típico del SIC (0.744) da la potencia máxima consumida mediante la siguiente fórmula:

$$P_{SIC}^{m\acute{a}x}(2025) = \frac{Energ\acute{a} \text{ Anual}_{SIC}(2025)}{8760 * \text{Factor de Carga}_{SIC}} \quad (8.23)$$

En el caso del área del NOA, se considera el factor de crecimiento promedio en los últimos 21 años para el SADI el cual tiene una tasa de 4.26 % anual tal como el usado en la sección 4.2. Las demandas máximas determinadas para el 2025 para cada sistema se muestran a continuación:

Tabla 8.5: Demanda máxima año 2025

Sistema	Demanda máxima 2025 MW
SING	4.378
SIC	11.686
NOA	2.896
TOTAL	18.959

Los perfiles son ponderados por las demandas máximas mostradas en la Tabla 8.5. Así, por ejemplo para el área del NOA las 8 clases de demandas diarias consideradas son las mostradas en la Figura 8.6.

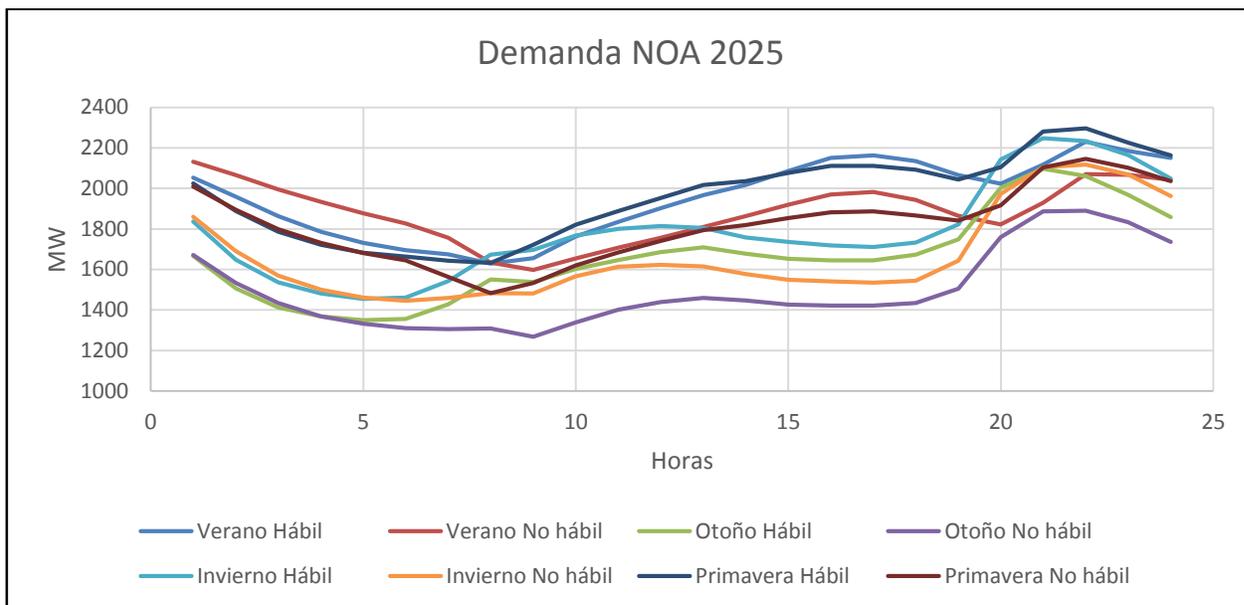


Figura 8.6: Demanda NOA, año 2025

Luego de obtener la demanda al año 2025 para el SING se debe prorratear ese factor según el consumo energético esperado por cada área del SING. El consumo esperado por área se saca de los anexos de la demanda del SING expuesta en la “*Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING, Octubre 2014*” [37] del CDEC-SING, donde la participación de cada área en la demanda se muestra en la Tabla 8.6.

Se observa que la distribución geográfica de la demanda muestra una clara tendencia a concentrarse en la Zona Centro, donde se ubica una gran cantidad de consumos mineros. Sus 8 clases de demandas diarias son mostradas en la Figura 8.7. Además en la Figura 8.8 se muestra la relación en las demandas de las áreas del SING.

Tabla 8.6: Participación en la demanda de las áreas del SING al año 2025

Área	Participación demanda al 2025 p.u.
1	0,191
2	0,438
3	0,370

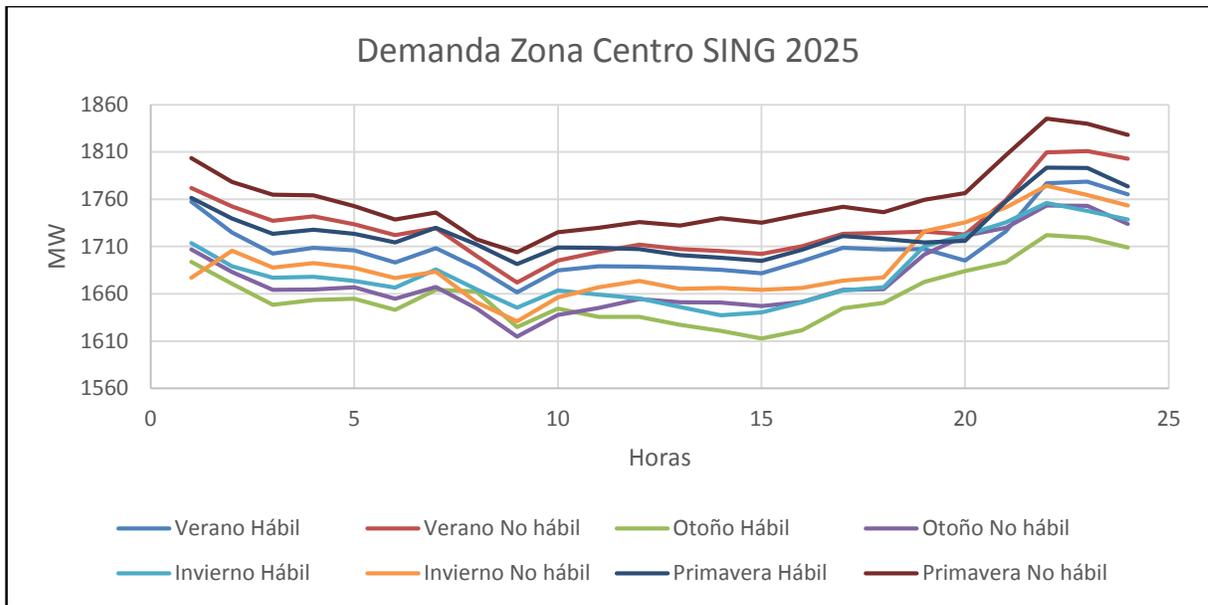


Figura 8.7: Participación demanda Zona Centro, año 2025

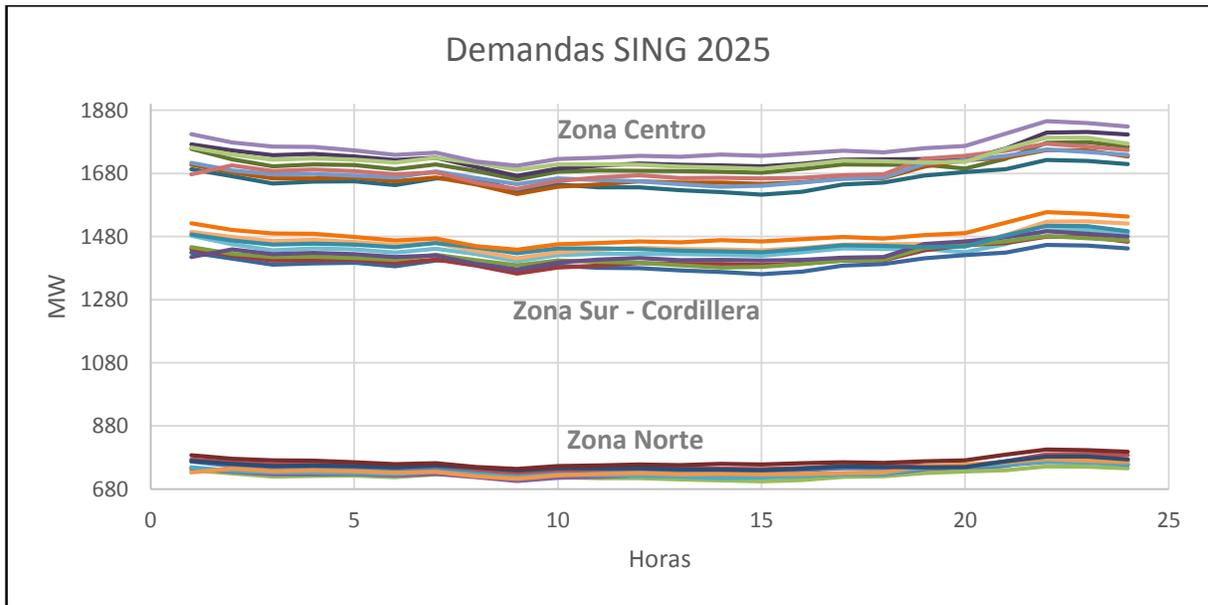


Figura 8.8: Demandas por zonas del SING, año 2025

El modelo presentado supone que la única fuente con variabilidad en su generación es la eólica, así la generación solar se considera determinística. En esta modelación se asume que la generación solar de cada área es consumida en la misma área, supuesto que se basa en que, dado que en todos los casos la generación solar de cada área es menor que su demanda propia, entonces la generación solar será la primera en ser despachada por ser este un despacho por lista de mérito y el resto de generación será completado con unidades eólicas y convencionales, lo que es equivalente a considerar una disminución de la demanda (demanda original menos la generación solar) siendo abastecida sólo por unidades eólicas y convencionales. En la siguiente sección se muestra la generación solar de cada área.

8.6.2 Generación solar al 2025

Para la determinación de los perfiles solares de las áreas del SING se utiliza información brindada por el área de “*Investigación y Desarrollo*” del CDEC SING. La información se basa en información meteorológica de radiación, la cual se trata con fin de hacer la similitud con la generación real de una planta fotovoltaica tipo instalada en cada una de las áreas del SING. La planta fotovoltaica tipo cuenta con seguimiento oeste-este y ángulo fijo norte-sur con orientación norte. Las zonas donde se hicieron las mediciones son las siguientes:

Tabla 8.7: Zonas de medición solar SING

Área	Zona de medición solar
1	Pozo Almonte
2	Crucero
3	San Pedro de Atacama

Los datos son separados por estación del año, pues la generación solar depende fuertemente de la etapa del año, y luego promediados con el fin de obtener un perfil típico de cada estación. Finalmente, estos promedios diarios son ponderados por la capacidad total instalada al año 2025 mostrada en la Tabla 8.3. Los resultados se muestran en la Figura 8.9, Figura 8.10, e Figura 8.11. En ellas se observa que existe una mayor capacidad de generación en primavera que en verano, lo que se debe a la presencia del Invierno Boliviano, que ocurre en verano, el que disminuye la radiación solar recibida por las celdas, producto de la mayor nubosidad producida; y, también, al ángulo fijo ocupado con orientación norte que propicia la radiación solar en meses como octubre y noviembre (primavera).

Además, se observa en la Figura 8.10 una generación constante de 103.95 MWh la que es brindada por la central de CSP (Concentración Solar de Potencia) Cerro Dominador de 110 MW, la cual no sigue el mismo perfil de las centrales fotovoltaicas, pues tiene la capacidad de entregar energía de forma constante. Para modelar esta planta se consideró un factor de planta de 94.5 %, además se deja en claro que a la fecha no se encontraron datos duros de lo que sería su funcionamiento real.

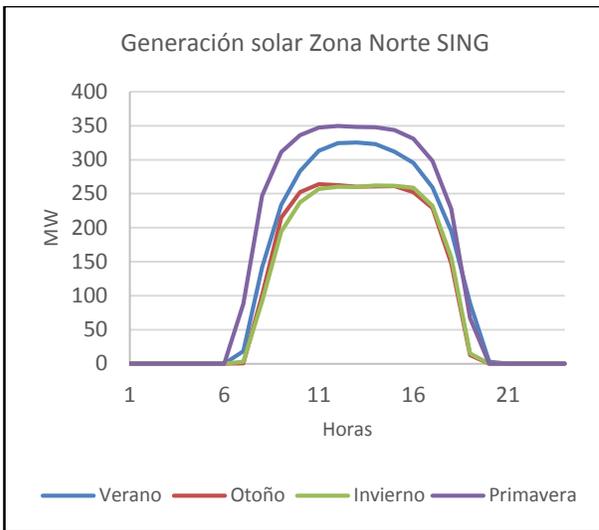


Figura 8.9: Generación solar Zona Norte SING

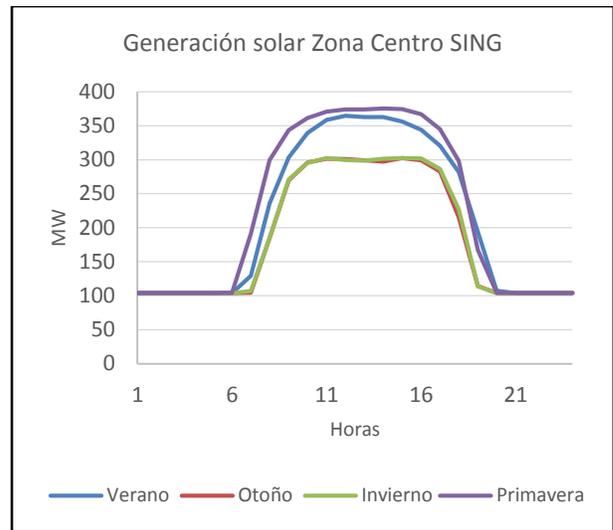


Figura 8.10: Generación solar Zona Centro SING

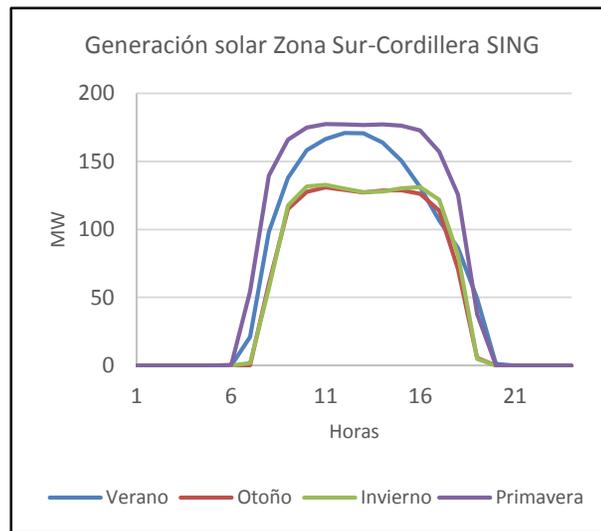


Figura 8.11: Generación solar Zona Sur-Cordillera SING

Para los perfiles de generación solar del SIC y del NOA se utiliza la generación en p.u. de la central fotovoltaica “Amanecer Solar Cap” ubicada en el sector de Llano de Llampos, Copiapó. Esta información fue sacada de la página web del CDEC SIC [38] y contempla información de los años

2014 y 2015. Los perfiles son ponderador por la potencia instalada al 2025 que se muestra en la Tabla 8.3 y los resultados se muestran en la Figura 8.12 y Figura 8.13.

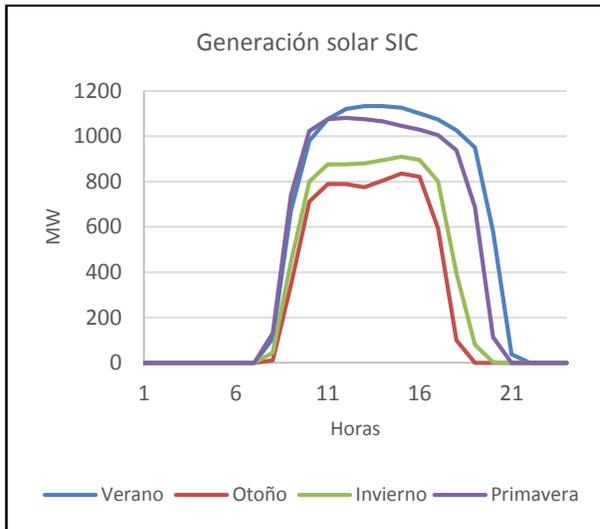


Figura 8.12: Generación solar SIC

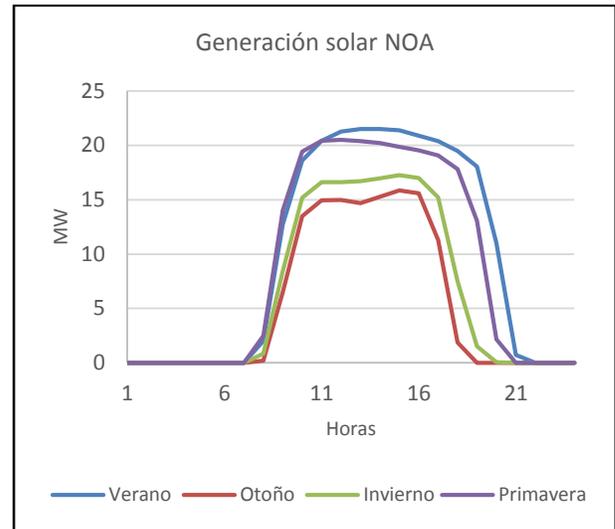


Figura 8.13: Generación solar NOA

8.6.3 Demanda sin generación solar

Como fue explicado en la sección 8.6.1 la demanda que se considera en el modelo corresponde a la demanda de cada área menos su generación solar.

Para el caso del SIC la generación fotovoltaica reduce de forma significativa su demanda entre las 11 y 19 hrs, cifra cercana a los 1000 MW, aplanando su curva de carga, tal como se muestra en la Figura 8.14.

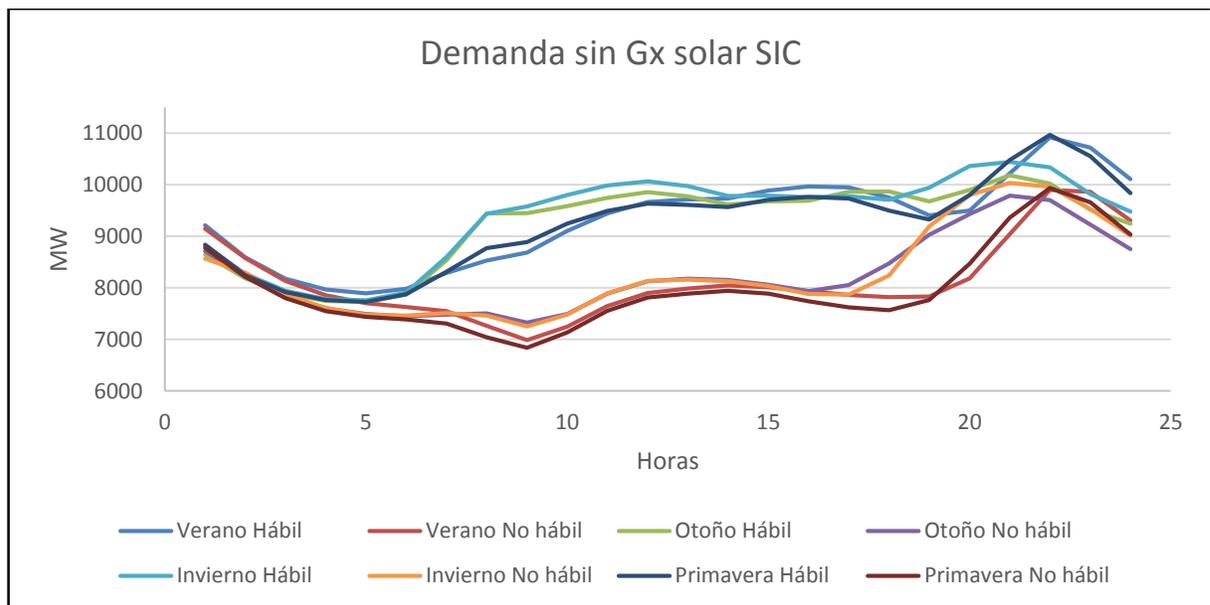


Figura 8.14: Demanda sin generación solar SIC, año 2025

Por su parte, las áreas del SING se ven fuertemente afectadas por la generación solar, sobre todo las áreas correspondientes a la Zona Norte y Centro que son las que presentan mayor capacidad

instalada de generación solar al año 2025; además la Zona Norte es la que presenta una menor demanda en el SING, por lo que al restar su alta generación solar se genera una gran variación en su curva de carga, tal como se aprecia en la Figura 8.15. La comparación de todas las áreas del SING se puede ver en la Figura 8.16.

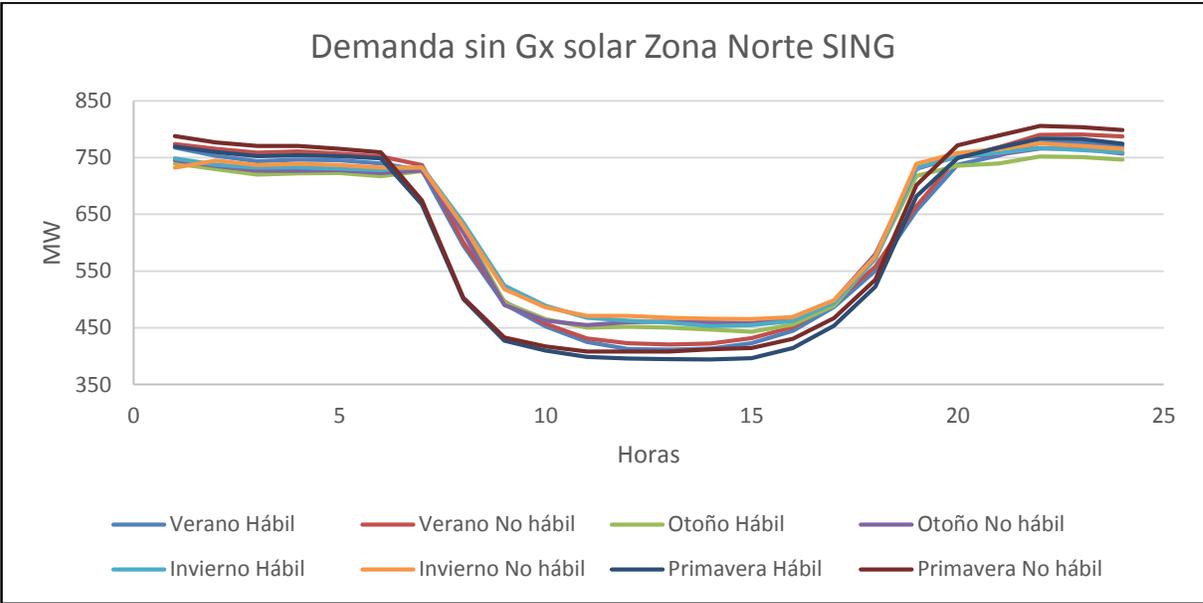


Figura 8.15: Demanda sin generación solar Zona Norte SING, año 2025

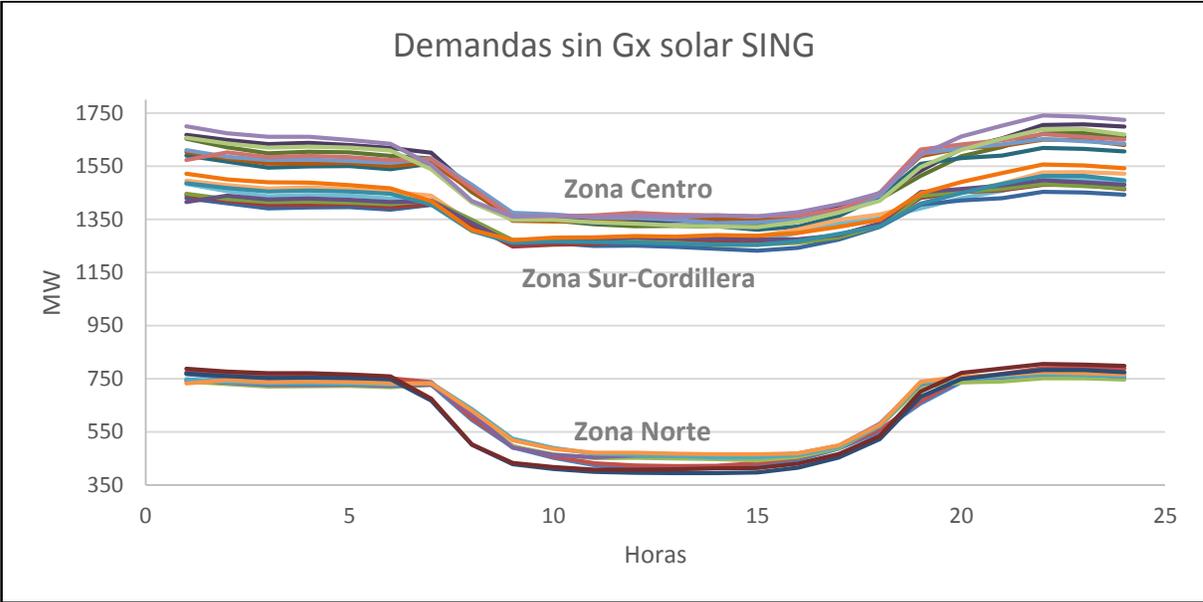


Figura 8.16: Demandas sin generación solar SING, año 2025

El área del NOA no presenta mayor variación en su carga dada la poca capacidad instalada de generación solar al año 2025 (25 MW).

8.6.4 Bloques de demanda

Para efectos del modelo, la duración de cada bloque diario es ponderada por la cantidad de días que representa la clase en el año. Con este resultado se calcula la “Duración Bloque Anual” que determina la duración del bloque de demanda en el año y está asociada al peso que tendrá ese bloque de demanda en la función objetivo del modelo. Los 40 escenarios, correspondientes a las 8 clases discretizadas en 5 bloques cada una se muestran en la Tabla 8.8.

Tabla 8.8: Bloques de demanda

Bloque demanda	Clase	Duración bloque día hrs	N° días	Duración bloque anual hrs	Dda. SING 1 MW	Dda. SING 2 MW	Dda. SING 3 MW	Dda. NOA MW	Dda. SIC MW
1	Verano Hábil	2	62	124	769	1657	1486	1972	9656
2		6		372	743	1599	1437	1675	8147
3		4		248	491	1372	1278	1601	8939
4		10		620	529	1418	1330	1918	9776
5		2		124	776	1674	1500	2072	10816
6	Verano No Hábil	2	28	56	781	1683	1508	1958	9224
7		5		140	759	1633	1466	1820	7979
8		4		112	573	1447	1330	1550	7260
9		11		308	529	1431	1341	1737	8023
10		2		56	790	1706	1527	1942	9878
11	Otoño Hábil	3	63	189	746	1603	1441	1718	9132
12		6		378	723	1552	1397	1317	7991
13		6		378	490	1363	1268	1511	9639
14		7		441	552	1413	1305	1606	9753
15		2		126	746	1604	1441	1951	10101
16	Otoño No Hábil	4	29	116	751	1615	1451	1589	8724
17		8		232	650	1493	1356	1249	7522
18		7		203	466	1355	1268	1328	8054
19		2		58	655	1518	1382	1379	8749
20		3		87	758	1631	1464	1732	9635
21	Invierno Hábil	3	61	183	757	1629	1463	1892	9370
22		6		366	732	1574	1416	1427	8040
23		6		366	506	1380	1281	1639	9803
24		6		366	528	1406	1303	1626	9788
25		3		183	759	1634	1466	2072	10378
26	Invierno No Hábil	4	31	124	753	1621	1456	1779	8847
27		8		248	664	1512	1371	1401	7514
28		6		186	468	1366	1277	1472	8037
29		3		93	605	1484	1359	1470	8431
30		3		93	766	1650	1480	1938	9930
31	Primavera Hábil	2	63	126	772	1664	1491	1965	9337
32		6		378	739	1608	1448	1624	7973
33		3		189	446	1369	1278	1607	8963
34		10		630	480	1394	1304	1900	9610
35		3		189	778	1678	1503	2128	10663
36	Primavera No Hábil	2	28	56	793	1712	1532	1898	8903
37		6		168	753	1639	1474	1613	7614
38		3		84	451	1381	1288	1439	7004
39		10		280	496	1429	1334	1698	7821
40		3		84	799	1726	1545	1987	9650

8.6.5 Demanda anual

En la Tabla 8.9 y en la Tabla 8.10 se muestra la demanda total de cada área representada en el sistema. Vale la pena recordar que para efectos del modelamiento, la demanda corresponde a la explicada en la sección 4.3, en la que se resta la generación solar para cada área.

Tabla 8.9: Demanda total anual MWh, año 2025

Área	Demanda anual MWh
SING 1	6.506.082
SING 2	15.498.918
SING 3	12.572.041
NOA	14.787.066
SIC	81.653.658

Tabla 8.10: Demanda total anual MWh, SING agrupado, año 2025

Área	Demanda anual MWh
SING	34.577.041
NOA	14.787.066
SIC	81.653.658

La demanda del SIC corresponde al 62.3% del total del sistema; le sigue la demanda del SING representando un 26.4% y luego el NOA con un 11.3%. Se observa la masividad de la demanda del SIC la que supera el doble de la demanda del SING y casi sextuplica a la demanda del NOA.

Respecto a las áreas del SING se observa que la Zona Centro del SING (SING 2) corresponde al 45% del total de su demanda; es seguida por la Zona Sur Cordillera (SING 3) con un 36% y por último la Zona Norte (SING 1) con un 19% de la demanda total.

