



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE

ESCUELA DE INGENIERIA

**MODELO PARA EL IMPACTO DE LOS
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA EN LA EXPANSIÓN DE LA
RED DE TRANSMISIÓN**

CARLOS ANSELMO BUSTOS CORTEZ

Tesis para optar al grado de

Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

ENZO SAUMA SANTIS

Santiago de Chile, Noviembre, 2014



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE

ESCUELA DE INGENIERIA

**MODELO PARA EL IMPACTO DE LOS
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA EN LA EXPANSIÓN DE LA
RED DE TRANSMISIÓN**

CARLOS ANSELMO BUSTOS CORTEZ

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

ENZO SAUMA SANTIS

DANIEL OLIVARES QUERO

SEBASTIAN DE LA TORRE FAZIO

CESAR SAEZ NAVARRETE

Para completar las exigencias del grado de

Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Noviembre, 2014

A mi madre, polola y amigos, que hicieron de este tiempo de trabajo un gran momento.

AGRADECIMIENTOS

En este año de trabajo deseo partir agradeciendo al Enzo Sauma, quien me dio la oportunidad de ser su alumno y así vivir esta experiencia de investigación. También a Sebastián de la Torre, José Aguado y Javier Contreras quienes nos recibieron en la Universidad de Málaga y dedicaron su tiempo para hacer más provechosa la investigación. A Diego Bravo, Andrés Pérez e Isabella Solari quienes con su *feedback*, apoyo y compañía me ayudaron a realizar un mejor trabajo e hicieron de este tiempo de investigación una gran experiencia. A Karina y Carmen quienes siempre tuvieron la disposición para ayudarme en la oficina. A los miembros del capítulo estudiantil IEEE UC con quienes compartí los tiempos fuera del trabajo. A los compañeros de la oficina de magíster por su grata compañía. A mi familia, especialmente a Graciela y Carla quienes soportaron tanto tiempo de buenas y malas caras. Y a Dios por el regalo de la vida y la gracia de estar donde estoy.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS.....	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
1 INTRODUCCION.....	1
2 ESTADO DEL ARTE	4
2.1 Tecnologías de almacenamiento de energía.....	4
2.2 Sistemas de almacenamiento en Chile	8
2.3 Modelos de expansión.....	11
3 MODELO PROPUESTO	14
3.1 Bloques de demanda	17
3.2 Unidades de almacenamiento de energía	20
3.3 Expansión de la transmisión.....	24
4 CASO DE ESTUDIO	30

4.1	Operación de los ESS.....	33
4.2	Resultados de los casos	35
4.3	Características nodales del sistema	37
5	CONCLUSIONES.....	41
	BIBLIOGRAFIA	43
	A N E X O S	45
	Anexo A: Parametros lineas de transmision	46
	Anexo B: Parametros centrales generadoras.....	48
	Anexo C: Demanda anual por bloque	54
	Anexo D: Resultados Caso sin almacenamiento.....	57
	Anexo E: Resultados Caso unidades ESS 50 kW	60
	Anexo F: Resultados Caso unidades ESS 100 kW	63
	Anexo G: Resultados Caso unidades ESS 300 kW.....	66
	Anexo H: Resultados Caso Nodos de alta demanda	69
	Anexo I: Resultados Caso Nodos de alta congestion.....	72
	Anexo J: Resultados Caso Nodos de alto costo marginal	75
	Anexo k: Resultados Caso Nodos de generacion eolica	78

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Resumen de ventajas y desventajas de ESS.....	7
Tabla 2 Horas anuales por bloque	19
Tabla 3 Factor de planta nodal promedio.....	32
Tabla 4 Energía cargada/descargada anual [GWh]	34
Tabla 5 Energía cargada/descargada por bloque anual [GWh].....	35
Tabla 6 Resumen casos de estudio	36

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía	5
Figura 2 Planta generadora Angamos de AES Gener, Antofagasta, Chile	9
Figura 3 Esquema central hidráulica de bombeo, proyecto Espejo de Tarapacá	10
Figura 4 Demanda anual distribuida por bloques [GWh]	18
Figura 5 Demanda horaria promedio por bloque	19
Figura 6 Representación SIC.....	31

RESUMEN

Una de las características que hace diferente a los sistemas eléctricos de otros mercados es que la energía generada, a diferencia de otros productos, debe ser consumida en su totalidad instantáneamente. El desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) en el mundo ha dado mayor flexibilidad al seguimiento de la demanda por parte de la generación. Esto permite cierto grado de gestión energética para utilizar la energía cuando sea más provechosa para la red. Más aún cuando el almacenamiento es utilizado como complemento a la incertidumbre y variabilidad de ciertas fuentes de generación renovables. Este desplazamiento de carga trae consecuencias técnicas y económicas tanto en la operación de corto plazo como en las inversiones de largo plazo como los sistemas de transmisión. Su nivel de penetración, ya sea concentrada o distribuida, y las características nodales de su localización puede influir en la expansión óptima de la transmisión. Es necesario determinar el nivel de congestión existente en la zona de instalación junto con la capacidad de generación local o el nivel de demanda nodal.

Nosotros proponemos un modelo de planificación de largo plazo que considera la inversión y el funcionamiento de unidades genéricas de almacenamiento dentro de la expansión de la red de transmisión, resolviéndolo como un problema de programación lineal entero mixto (MILP). Se utilizan distintos bloques horarios de demanda para representar las diferentes características del sistema durante el año, como el nivel de carga o la disponibilidad de los recursos renovables. Esta metodología se aplicara a una red de 27 nodos que representa el caso Chileno.

Palabras Claves: Unidades de almacenamiento de energía, modelación de largo plazo, expansión de sistemas de transmisión eléctrica, programación lineal entera mixta (MILP).

ABSTRACT

The great difference between power systems and another markets is that generated energy should be consumed instantly. This involves numerous operational restrictions to solve the energy balance in real-time, and less flexibility. The development of Energy Storage Systems (ESS) has loosen these constraints, by giving flexibility to the generation side of the balance. ESS allows the storage of energy when the price is low and its injection when the price is high, then granting the operator the ability of lowering the total cost of the system. Moreover, the benefits of ESS are intensified by the increasing penetration of intermittent renewable sources, which are usually unpredictable.

However this load shifting has diverse technical and economic consequences according to the chosen investment strategy, not only in the short term but in the long term as well. This is easily observed in the case of the transmission expansion planning, that can be influenced by the kind of ESS penetration: concentrated or distributed installation, and the technical attributes of the nodes (congestion, demand and local generation capacity).

It is proposed in this paper a long term model to transmission expansion planning, incorporating investment and operation of generic ESS. The problem is solved as a mixed integer linear programming (MILP). Load block are used to model the hourly features as demand and availability of generation from renewable sources. This methodology is applied to 27 nodes network, representing the Chilean case.

Keywords: Energy storage systems (ESS), long term models, transmission expansion planning, mixed integer linear programming (MILP).

1 INTRODUCCION

Existe gran diversidad de tecnologías cuando hablamos de sistemas de almacenamiento de energía y cada una está en una etapa de desarrollo diferente. Existen distintas clases de baterías, sistemas de aire comprimido, de bombeo de agua, discos de inercia, como los sistemas más desarrollados. Su funcionamiento consiste básicamente en aprovechar las diferencias de precio durante el día, almacenando energía cuando esta presenta valores bajos, mientras que se aprovecha de generar energía cuando su valor es más alto, dentro de otros beneficios técnicos para el sistema. Las diferentes tecnologías a utilizar dependerán de la forma en que se quieran operar ya que su tiempo de respuesta varía según el tipo y de su forma de implementación dentro del sistema.

Estos sistemas nacen como respuesta a dificultades tanto técnicas como económicas de la operación misma de los sistemas eléctricos, sobre todo con la alta penetración de fuentes de energías renovables que se vive actualmente y la generación distribuida en crecimiento. Muchos sistemas poseen grandes volatilidades en los precios resultantes de la operación de la red, dependiendo de la hora del día, de la estación del año o de la localización nodal si el sistema está congestionado. Los sistemas de almacenamiento tienen el potencial de disminuir los precios en las horas punta y aumentarlos fuera de ellas debido al desplazamiento de carga al almacenar en horarios off-peak y descargándola en los horarios on-peak. Por este funcionamiento, muchos han mostrado cómo la operación de las unidades de almacenamiento integradas a los sistemas eléctricos produce una reducción en los costos operacionales, debido a la reducción de centrales de peaking siendo estas las más costosas para el sistema (Sioshansi, Denholm, & Jenkin, 2011). Por esta razón, estas unidades de almacenamiento aprovechan el arbitraje, suavizando los precios al desplazar carga en el tiempo y así mejorar el beneficio social (Sioshansi, Denholm, Jenkin, & Weiss, 2009). Pero esta ganancia dependerá de quién sea el dueño y administrador de los sistemas de almacenamiento, ya que cada agente posee incentivos distintos. Por una parte el consumidor se ve beneficiado por la reducción de los precios pero los generadores ven reducidas sus

utilidades. Sioshansi (Sioshansi, 2010) muestra como una combinación entre generadores y consumidores como dueños de las unidades de almacenamiento puede maximizar su potencial beneficio. Pero si la propiedad está concentrada en uno de los lados, puede no llegarse al óptimo buscado y es preferible la administración del operador del sistema para la maximización del beneficio social. Muchos otros estudios han mostrado los beneficios que pueden entregar las unidades de almacenamiento de energía de diferentes formas en los sistemas de potencia (Drury, Denholm, & Sioshansi, 2011), (Denholm & Sioshansi, 2009), (Senjyu, Shimabukuro, Uezato, & Funabashi, 2004), (Centro de Energía, 2012), (Whittingham, 2012), (Ibrahim, Ilinca, & Perron, 2008), (Shahidehpour & Khodayar, 2012).

Por estas razones, es de suma importancia la correcta implementación de estrategias de inversión dependiendo de los objetivos buscados y anteponiéndose al impacto que su operación trae al sistema. Específicamente, se ha trabajado bastante en distintas herramientas para la planificación y operación de los sistemas de potencia con almacenamiento de energía para la integración de fuentes renovables de energía (Denholm & Hand, 2011). Su coordinación puede ayudar al despacho de energías como la eólica y solar. Resultan efectivos para mantener la estabilidad del sistema bajo condiciones de contingencias de operación, como por ejemplo con la alta penetración de generación eólica, ya que pueden coincidir horas de alta generación con horas de baja demanda local traduciéndose en inestabilidades y produciendo un sobreutilización de la línea. Por otro lado, los ESS son utilizados como soporte al voltaje y como regulador de frecuencia (Abed, 2011), muy importante al haber una mayor presencia de fuentes renovables. Por su variabilidad, más capacidad de respaldo es necesaria. Así, los sistemas de almacenamiento pueden desplazar a las centrales que desempeñan comúnmente esta tarea. Estas centrales de *peaking* involucran altos costos de encendido y apagado, por lo que una reducción en su operación puede disminuir los costos de operación del sistema (Benitez, Benitez, & van Kooten, 2008).

Se ha investigado mucho en la planificación a corto plazo y la operación en tiempo real de los sistemas de potencia integrando una respuesta dinámica de unidades de almacenamiento. Pero la mayoría de las metodologías no pueden implementarse en la planificación de largo plazo, donde los requerimientos computacionales de la operación daría son excesivamente alto. Es en esta operación hora a hora donde el almacenamiento cobra valor, por lo que imponer ciertos supuestos puede quitarle potencial a este tipo de unidades. Es más difícil aún encontrar referencias donde se involucren ESS no solo con la operación de la generación, sino con la planificación de los sistemas de transmisión.

Este trabajo se concentra en un modelo de planificación de largo plazo de la red de transmisión, considerando la operación de la generación e integrando unidades de almacenamiento de energía genéricos. Proponemos un nuevo enfoque que reúna las características esenciales de la operación de estos dispositivos, pero orientada a una planificación de largo plazo, sin perder los supuestos más importantes de su propia operación. Esta metodología decide la expansión óptima de la red de transmisión, considerando distintas estrategias de inversión para las decisiones de localización y capacidad de los ESS, tomando en cuenta las características nodales propias del sistema. El criterio utilizado para el plan de expansión es tal que reduzca los costos de operación simultáneamente con los costos de inversión para nuevas líneas. Este caso se comparará con diferentes planes que incluyen a la vez la inversión de ESS, utilizando diferentes estrategias para observar su impacto. A partir de esto se muestra la influencia de las características topológicas nodales en la decisión de dónde y cómo invertir. Se analizan características como nivel de congestión de las líneas, capacidad de generación local, nivel de demanda y precios nodales.

A diferencia de otros trabajos, la continuidad del intercambio horario de energía entre el sistema y el almacén se modela de forma agregada, estableciendo bloques que interactúan entre si durante el año. Estos bloques representan las condiciones del sistema en diferentes horas del año, generando diferentes escenarios de demanda y disponibilidad de recursos renovables.

2 ESTADO DEL ARTE

A continuación se revisara los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento más importantes del mundo destacando sus usos y principales diferencias Además se verá como estas tecnologías han llegado a Chile. Se terminará en esta sección describiendo los modelos que se han utilizado para modelar los sistemas de almacenamiento de energía y la expansión de los sistemas de transmisión.

2.1 Tecnologías de almacenamiento de energía

La investigación de los ESS es algo relativamente nuevo en la literatura internacional. En los últimos años, muchos países en el mundo están incorporando diferentes mecanismos como incentivo al desarrollo de energías renovables no convencionales. Por esta razón han aparecido nuevos desafíos técnicos, económicos y regulatorios para una correcta planificación de los sistemas eléctricos considerando la penetración de fuentes con altas volatilidades en su recurso. El desarrollo de los ESS ha servido para habilitar una correcta integración de estas fuentes de energía.

El Centro de Energías de la Universidad de Chile ha realizado un profundo estudio para el Ministerio de Energía, de las diferentes formas de almacenar energía a nivel mundial a través del estudio denominado “*Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC*”. La operación de los ESS según su tecnología puede tener diferentes aplicaciones dentro del sistema eléctrico, dependiendo de sus características técnicas. Puede utilizarse con aplicaciones de potencia al operar en periodos muy cortos de tiempo (entre segundos y minutos) pero a potencias muy altas. Ejemplos de estos son los supercapacitores, volantes de inercia o almacenamiento a base de superconducción. Por otro lado, existen aplicaciones para acumular gran cantidad de energía pensando en periodos de carga y descarga del orden de minutos y horas. Ejemplos de estos son las centrales de bombeo, almacenamiento térmico, en base a aire comprimido y la mayoría de las baterías.

A continuación se muestra un esquema realizado por el Centro de Energía que resume de muy buena forma las diferentes aplicaciones de los ESS dentro de los sistemas eléctricos.

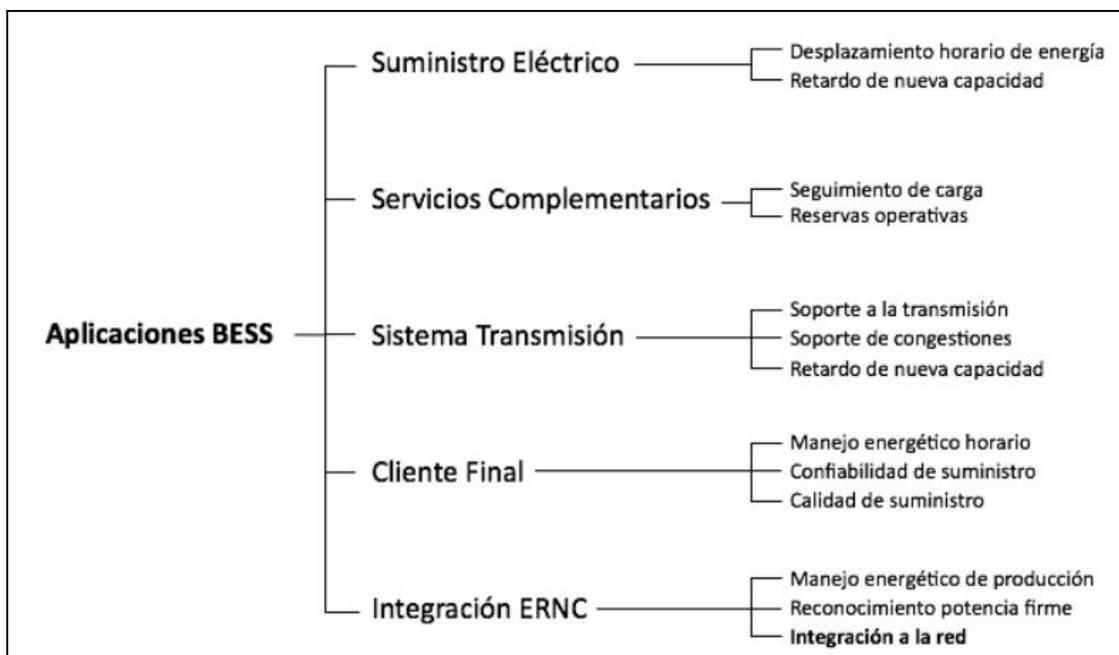


Figura 1 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía

Fuente: Centro de Energía, Universidad de Chile

Dentro de las muchas funcionalidades de los ESS, en este trabajo nos centramos en las aplicaciones de los desplazamientos horarios de energía y su efecto en la expansión de la transmisión. Esto consiste en mover bloques de energía desde horas de alto consumo, lo que se traduce en costos marginales altos, a horarios de baja demanda donde los costos son menores. El criterio aquí utilizado buscara la reducción de los costos de operación del sistema si es mirado desde el punto de vista del operador.

En la siguiente tabla realizada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía, se muestra un cuadro resumen de las diferentes ventajas y desventajas de las distintas formas de almacenar energía. A parte de estos, existen otras formas de almacenamiento con distintos estados de desarrollo a nivel mundial. Estos son

volantes de inercia, sistemas de aire comprimido, supercapacitores y almacenamiento de energía magnética por superconductores. Su uso dependerá de la cantidad de energía que puedan almacenar y su capacidad de entregarla en diferentes periodos de tiempo. Tecnologías como los volantes de inercia, supercondensadores y almacenamiento a través de energía magnética tienen la capacidad de entregar la energía en muy corto tiempo, en el orden de minutos y segundos. Pueden ser utilizadas para mantener la estabilidad del voltaje frente a imprevistos. También existe la posibilidad de emplear algunos almacenamientos para la regulación de frecuencia del sistema o incluso tecnologías como de aire comprimido y centrales de bombeo que pueden entregar energía por varias horas. Estas últimas son usadas manejar la congestión del sistema gestionando el balance entre la generación y la demanda en las diferentes horas del día.

Tabla 1 Resumen de ventajas y desventajas de ESS

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Plomo-ácido	<ul style="list-style-type: none"> Bajo costo, comercial. Toleran un uso intensivo Alto nivel de reciclaje 	<ul style="list-style-type: none"> Sensible a la profundidad de descarga, afectando vida útil y número máximo de ciclos Sensible a la temperatura ambiente Problemas con ciclos frecuentes a estados parciales de carga
Níquel – Cadmio NiCd	<ul style="list-style-type: none"> Requieren bajo mantenimiento Pueden mantener estados de carga largos Mantienen un voltaje estable durante ciclos de carga/descarga profundos 	<ul style="list-style-type: none"> Alto costo de inversión Toxicidad del Cadmio Sufren de efecto memoria
Sulfuro de sodio NaS	<ul style="list-style-type: none"> Larga vida útil Alta flexibilidad (nivel de ciclaje) y profundidad de descarga. Rápida respuesta, capacidad de pulsos Alta densidad de energía Puede operar en distintas condiciones ambientales Sin emisiones durante la operación 	<ul style="list-style-type: none"> Dificultad en el manejo térmico, requiere equipos auxiliares para mantener temperatura y aislación Incidentes explosivos
Ión Litio Li+	<ul style="list-style-type: none"> Alta densidad de energía, alta eficiencia Baja auto descarga Gran cantidad de ciclos y vida útil, dependiendo de la profundidad de descarga 	<ul style="list-style-type: none"> Vida útil depende de la profundidad de descarga Requiere equipos adicionales para cuidar el voltaje y estabilidad térmica Litio puede ser tóxico al contener otros metales (presencia de cobalto en algunas baterías)
Flujo-redox ZBR	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de desacoplar la potencia de la energía Ausencia de auto descarga Rápida respuesta Simplicidad de mantenimiento Alta profundidad de descarga 	<ul style="list-style-type: none"> Complejidad del diseño Problemas para controlar degradación de la membrana Baja densidad de energía Sensibilidad electrolito a altas temperatura (VRB) Baja eficiencia global
Sistemas de Bombeo	<ul style="list-style-type: none"> Tecnología madura Sin emisiones en su operación Gran capacidad de potencia y energía Larga vida útil y ausencia de autodescarga Bajo costo de mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de lugares topográficamente idóneos para los reservorios Impactos ambientales asociados al uso de suelo y uso de agua Inversión intensiva de capital

Fuente: Centro de Energías, Universidad de Chile

Veamos el caso particular de los sistemas que responden por varias horas. El crecimiento de la demanda de punta en los sistemas eléctricos si no se logra suplir con generación local, necesita nueva capacidad de transmisión para entregar la energía

necesaria en esas horas críticas. Además, la inversión en líneas de transmisión significa grandes impactos de infraestructura por su longitud y localización, no siendo técnica ni económicamente viable la inversión en pequeños tramos de capacidad cada vez que se vaya necesitando. Por esta razón, junto con las economías de escala presentes en la expansión de la transición, tasa de crecimiento de la demanda no va acorde a la tasa de crecimiento en escala de la capacidad de las líneas. Con el transcurso del tiempo sin la entrada de nuevas líneas, el sistema se congestiona principalmente en las horas de alta demanda, aumentando los costos marginales del sistema. Frente a esta situación, los ESS permiten relajar muchas restricciones operacionales y aliviar la congestión en horas punta dependiendo de la localización de su instalación. He aquí a sinergia existente entre una estrategia en conjunto entre la planificación de los ESS y las líneas de transmisión, para realizar la expansión del sistema de la forma más eficiente. En muchos casos, una correcta implementación de ESS según su dimensionamiento y localización, permite incrementar la utilización de las líneas de transmisión, postergando la inversión de nuevas líneas.

2.2 Sistemas de almacenamiento en Chile

Desde el año 2009 Chile posee un tipo de almacenamiento de energía, en base a baterías de litio. Esta iniciativa pertenece a la empresa generadora AES GENER y se convirtió en el primer sistema de almacenamiento a integrarse a la red eléctrica chilena, al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), específicamente. Se encuentra conectada a la subestación Andes, en Antofagasta, apoyando a la Central Norgener. Posee una reserva de 12 MW instaladas en forma modular a través de contenedores, reemplazando reserva en giro exigida a la central permitiendo a la central operar a una mayor capacidad, mejorando su eficiencia de la operación.

El 2012, la misma empresa a través de su filial Empresa Eléctrica Angamos S.A inauguró un segundo banco de baterías de alta eficacia de 40 MW. Está conectado a dos unidades de la central Angamos, de 544 MW, ubicada en la comuna de Mejillones. Es el segundo banco de baterías recargables de litio más grande del mundo y primero en

Latinoamérica. Son utilizadas frente a salidas inesperadas de centrales generadoras, reaccionando instantáneamente, entregando durante 15 a 20 minutos la energía que tiene almacenada. Además de mejorar la generación de la central en un 4%, su operación ayuda a la estabilidad y seguridad del sistema.

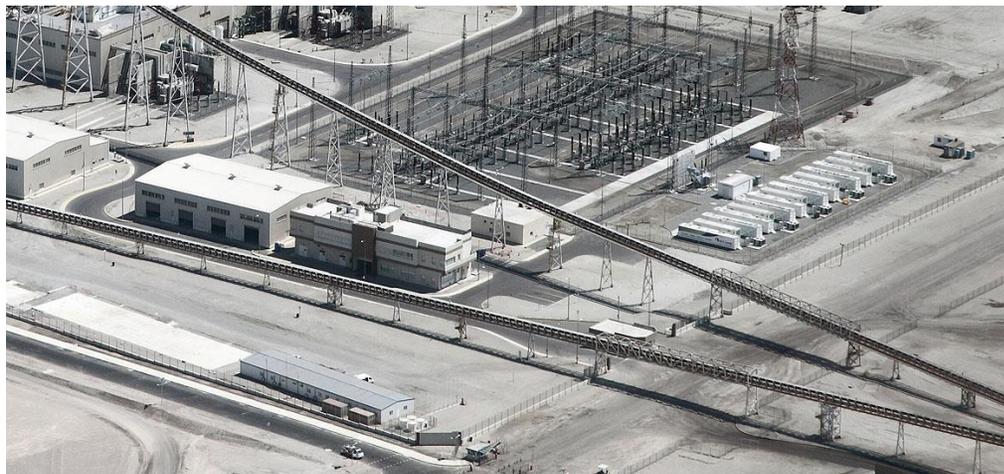


Figura 2 Planta generadora Angamos de AES Gener, Antofagasta, Chile

Fuente: AES Gener

Actualmente en Chile, la empresa Valhalla Energía está desarrollando el proyecto Espejo de Tarapacá. Este consiste en un sistema de almacenamiento mediante una central hidráulica de bombeo de 300 MW ubicada a 100 km al sur de la región de Iquique. Además, el proyecto contempla a 65 km una central solar fotovoltaica. Ambos proyectos estarían finalizados el 2018. Consiste en aprovechar la gran altura del farellón costero de aproximadamente 600 metros y su proximidad al océano. Posee grandes cavidades naturales ideales para almacenar agua de mar mediante membranas impermeables. Dispone de una toma submarina por donde toma el agua de mar, la que es bombeada a los reservorios, de 372 hectáreas de superficie, mediante tres turbinas reversibles que se encuentran dentro del farellón costero, excavadas en roca. Así puede disponer de esta agua acumulada devolviéndola al mar cuando sea conveniente y generando energía. Utilizando estas condiciones naturales se busca minimizar el impacto

ambiental y reducir los costos de infraestructura al necesitar un 80% menos de obras subterráneas como el caso de una repesa. El objetivo de este proyecto es aprovechar las excelentes condiciones de radiación y cielos despejados del Desierto de Atacama para la generación solar. Como esta generación es intermitente durante el día se complementará con esta forma de almacenamiento de energía en forma económica, para gestionarla utilizando la energía solar durante el día para bombear el agua a los reservorios en altura y durante la noche generar electricidad operando como central hidráulica aprovechando la energía potencial del agua acumulada y la diferencia de altura, devolviendo al mar.



Figura 3 Esquema central hidráulica de bombeo, proyecto Espejo de Tarapacá

Fuente: Valhalla Energía,

Como se ha visto, en Chile se han instalado diferentes tipos de almacenamiento de energía buscando objetivos distintos a través de su operación. Es por esto la importancia de prever el impacto de diferentes niveles de penetración dentro del sistema eléctrico nacional, específicamente en los sistemas de transmisión. A través de un estudio realizado por la Universidad de Chile (Centro de Energía, 2012) se visualizó el impacto de los sistemas de almacenamiento de energía modelando su operación en el corto plazo

y se aplicó la metodología al SING, mostrando su funcionamiento y la reducción en los costos operacionales del sistema del norte.

En este trabajo nos enfocamos en una de los temas que queda pendiente más allá de la operación de corto plazo: cómo interactúan los ESS con la expansión de la red de transmisión, aplicándolo a un sistema mucho más flexible como lo es el SIC, por su capacidad hídrica instalada, y observar que tan grandes pueden ser sus efectos.

2.3 Modelos de expansión

Como ya se ha mencionado, existe mucha literatura que evidencia los beneficios de los sistemas de almacenamiento, principalmente en la reducción de los costos de operación de los sistemas eléctricos. Casi todos se han desarrollado a través de modelos de operación de corto plazo.

Una forma muy utilizada de resolver los problemas de expansión es utilizando un MILP basado en un modelo DC para los flujos de potencia. Lo que se propone aquí es una metodología para representar de mejor forma la operación horaria de los ESS más significativa para modelos de largo plazo, ver sus efectos en un plan de expansión de la red de transmisión y además analizar cuáles son las características claves de la red que hacen que la inversión en ESS sea una buena decisión.

Hu et al. (Hu, Zhang, & Li, 2012) resuelven iterativamente un MILP para decidir simultáneamente la inversión en líneas y determinar el tamaño y localización de los ESS. Pero este modelo no considera dentro de la función objetivo a minimizar, los costos de operación de la generación. Al no considerar estos costos se pierden beneficios que pueden entregar los ESS debido a su potencial en la reducción de los costos de operación. Al no resolver de forma coordinada la inversión y la operación, los costos asumidos son distintos y el peso de la inversión de ESS difiere de su real valor. Esto puede traducirse en otras decisiones óptimas para determinar qué líneas son necesarias para el sistema. Song et al. (Song, Zhang, & Hu, 2013) ya han propuesto un MILP incluyendo los costos de operación e inversión de líneas y ESS. Se utiliza un modelo de

expansión del almacenamiento en una etapa con pequeños niveles de penetración de unidades de almacenamiento. Pero dentro de la operación de las unidades de almacenamiento no se consideran los periodos de carga, asumiendo que la capacidad de energía total es considerablemente pequeña y se carga en horarios *off-peak*. Oh *et Al.* (Oh, 2011) simulan un flujo óptimo de potencia tomando en cuenta la transmisión y modelando sistemas de almacenamiento incluyendo carga y descarga, orientándolo a la operación de corto plazo con generación renovables. Aquí las razones de rampa de energía y potencia dependen de la tecnología de las unidades de almacenamiento. Se utiliza programación estocástica para el despacho óptimo con el objetivo de mitigar el impacto de la variabilidad de fuentes renovables de energía como la eólica. Se han propuestos otros MILP para el largo plazo como modelos multi-etapa. Hedayati *et al.* (Hedayati, Zhang, & Hedman, 2014) consideran solo dos etapas de decisión en la inversión, tanto de nuevas líneas como de almacenamiento, minimizando los costos de operación de la red y la inversión en transmisión y almacenamiento, utilizando un modelo horario para flujo óptimo de potencia DC. Esta metodología ya responde a dónde y cuándo conviene instalar ESS. Pero la operación de las unidades en tiempo horario es simplificada utilizando cuatro días que representan las estaciones del año, usando un promedio de la potencia horaria y su intercambio mediante la carga y descarga. En sus casos de estudio muestran el *trade-off* que se produce siempre entre instalar almacenamiento y nuevas líneas de transmisión y el beneficio de utilizar un almacenamiento distribuido en el sistema frente a uno concentrado en un solo nodo.

A diferencia de lo que se ha realizado anteriormente, las principales contribuciones de esta investigación pueden ser clasificadas en tres:

- i) modelar las características esenciales de largo plazo de unidades genéricas de ESS, dentro de un MILP para resolver la expansión óptima de la red transmisión eléctrica en conjunto con las decisiones de donde y cuanto invertir óptimamente en ESS.
- ii) representar el funcionamiento horario de los ESS mediante bloques de demanda a partir de su curva de duración anual.

iii) Implementar y resolver el modelo propuesto para una red de 27 nodos que representa el sistema chileno, analizando el impacto de las características físicas del sistema que justifican las decisiones de inversión.

3 MODELO PROPUESTO

Antes de definir completamente el modelo, es necesario establecer los criterios y supuestos más importantes de sus diferentes partes. Para esto se ha dividido en tres partes: bloques de demanda, unidades de almacenamiento y expansión de la transmisión. La nomenclatura utilizada para los parámetros y variables usadas es la siguiente:

Conjuntos

Ψ_D^n	conjunto de todas las demandas en el nodo n
Ψ_G^n	conjunto de todos los generadores en el nodo n
Ψ_S^n	conjunto de todas las unidades de almacenamiento de energía en nodo n
Ψ_L^n	conjunto de todas las líneas conectadas al nodo n
$\Omega_{C(y)}$	conjunto de todos los bloques de demanda en el año y
Ω_D	conjunto de los índices de las demandas
Ω_{Gh}	conjunto de los índices de las unidades de generación hidráulica
Ω_{Gt}	conjunto de los índices de las unidades de generación térmica
Ω_{Gw}	conjunto de los índices de las unidades de generación eólica
Ω_{Gs}	conjunto de los índices de las unidades de generación solar
Ω_{Gf}	conjunto de los índices de las unidades virtuales para pérdida de carga
Ω_G	conjunto de los índices de todas las unidades de generación
Ω_S	conjunto de los índices de todas las unidades de almacenamiento de energía
Ω_L	conjunto de todas las posibles líneas de transmisión, existentes y candidatas
Ω_{L+}	conjunto de todas las líneas de transmisión candidatas a construcción

Ω_N	conjunto de todos los nodos de la red
Ω_Y	conjunto de todos los años del periodo de estudio
<i>Parámetros</i>	
b_{trk}	susceptancia de la línea k in el corredor (t,r)
K_{trk}	costo de construcción de la línea k en el corredor (t,r) [MUS\$]
M_L, M_S	constantes positivas suficientemente grandes
N	numero de nodos
$P_{D_d}^{c(y)}$	energía consumida por demanda d , en el bloque c en el año y [MWh]
$P_{G_g}^{max(y)}$	capacidad del generador g en el año y [MWh]
$P_{S_s}^{max}$	capacidad de la unidad de almacenamiento s [MWh]
P_{trk}^{max}	capacidad de la línea k en el corredor (t,r) [MWh]
$W^{c(y)}$	peso del bloque c en el año y
δ_{sr}^{max}	diferencia angular máxima entre los nodos s and r
$\delta_{RB}^{c(y)}$	ángulo del nodo de referencia
$\lambda_{G_g}^{c(y)}$	costo marginal del generador g en el bloque c en el año y [US\$/MWh]
i	tasa de descuento anual
τ_{tr}	tasa de amortización anual de la línea k en el corredor (t,r)
τ_{S_s}	tasa de amortización anual de la unidad de almacenamiento s
IRP_{tr}	periodo de retorno de inversión de la línea k en el corredor (t,r)
IRP_{S_s}	periodo de retorno de inversión de la unidad de almacenamiento s
IC_{S_s}	condición inicial de la unidad de almacenamiento s [MWh]

y_0	año base
y_f	año final del periodo de estudio
α_1	proporción de generación hidroeléctrica requerida para reserva
α_2	proporción de generación térmica requerida para reserva
α_3	proporción de generación eólica requerida para reserva
β	máxima pérdida de carga permitida en el sistema

Variables Continuas

$f_{trk}^{c(y)}$	flujo de energía sin pérdidas en la línea k del corredor (t,k) en el bloque c en el año y [MWh]
$p_{Gg}^{c(y)}$	energía producida por el generador g en el bloque c en el año y [MWh]
$p_n^{c(y)}$	energía inyectada al nodo n en el bloque c en el año y [MWh]
$p_{trk}^{c(y)}$	energía inyectada en la línea k del corredor (t,k) en el bloque c en el año y [MWh]
$p_{Sd}^{c(y)}$	energía descargada por la unidad de almacenamiento s en el bloque c en el año y [MWh]
$p_{Sc}^{c(y)}$	energía cargada por la unidad de almacenamiento s en el bloque c en el año y [MWh]
$\delta_n^{c(y)}$	ángulo del nodo n en el bloque c en el año y
x_{Ss}^y	estado de energía almacenada en la unidad de almacenamiento s al final del año y [MWh]

Variables Binarias

w_{trk}^y	variable binaria que es igual a 1 si la línea k del corredor (t,r) está funcional durante el año y , y 0 en otro caso
-------------	---

$z_{S_s}^y$	variable binaria que es igual a 1 si la unidad de almacenamiento s está funcional durante el año y , y 0 en otro caso
h_{trk}^y	variable binaria que es igual a 1 si la línea k del corredor (t,r) fue construida un año previo pero su periodo de retorno de inversión (IRP_{tr}) no se ha completado, y 0 en otro caso
$m_{S_s}^y$	variable binaria que es igual a 1 si la unidad de almacenamiento s fue construida un año previo pero su periodo de retorno de inversión (IRP_{S_s}) no se ha completado, y 0 en otro caso
$\xi_{S_s}^{c(y)}$	variable binaria que es igual a 1 si la unidad de almacenamiento s descarga energía al sistema y 0 si carga energía, en el bloque c en el año y

3.1 Bloques de demanda

Uno de los nuevos enfoques de nuestro modelo de planificación se basa en la utilización de bloques de demanda para determinar los intervalos de operación y decisión dentro el periodo de estudio, basado en la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía CNE. Cada año cronológico se divide en bloques, estableciéndose diferentes escenarios anuales. Estos bloques se construyen a partir de la curva de duración de la demanda, es decir, se ordena la demanda de cada hora del año según su nivel de carga. Una vez ordenadas, se establecen el número de bloques los cuales tendrán un nivel constante de demanda y diferentes números de horas. Estos niveles se establecen según el criterio de mínimos cuadrados para que cada bloque reúna las características más similares entre sí, minimizando la diferencia con la curva de duración original. Esto permite agrupar durante el año las horas que tienen comportamientos más similares, generando diferentes niveles de demanda acosta de perder el orden cronológico de las horas del año. Los resultados obtenidos para la proyección de demanda según bloques para el periodo de estudio de 10 años se muestran en la siguiente tabla.

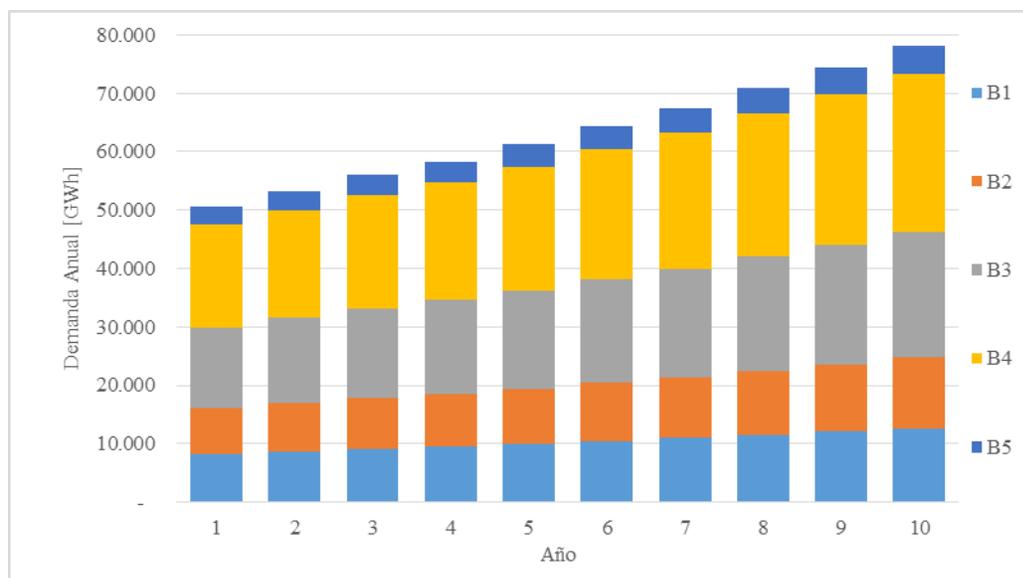


Figura 4 Demanda anual distribuida por bloques [GWh]

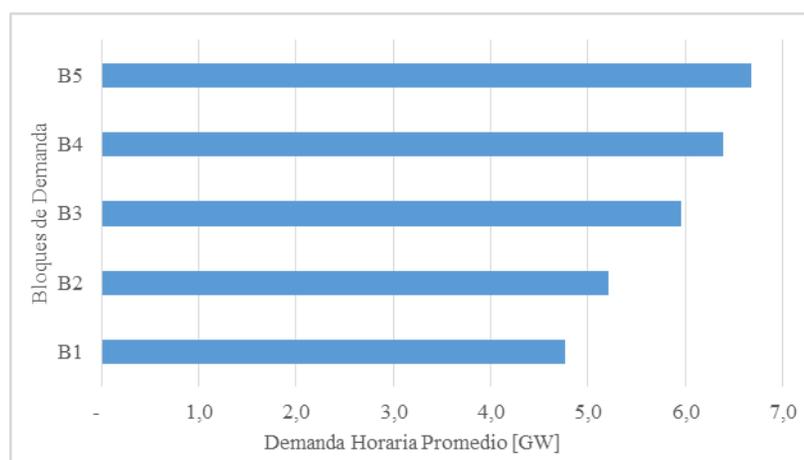
Fuente: Elaboración propia

Se utilizó la proyección de demanda que utiliza la CNE en el *Informe de Precio de Nudo 2013* para los primeros 4 años de estudio. Luego se aplicó una tasa de crecimiento del 5% para los años restantes. Hay que destacar que el bloque 5 es el bloque con mayor nivel de demanda horaria y el bloque 1 el con menor nivel. Esto no se ve claramente en el gráfico debido a que este incluye el número de horas pertenecientes a cada bloque, siendo las horas de mayor demanda las que menos ocurren durante el año. Por esto al observar la demanda anual pareciera que el bloque 5 tuviera la menor demanda, pero es el que más exige al sistema cuando se trata de carga horaria y no anual. La siguiente tabla indica el número de horas correspondientes a cada bloque. Se acompaña con el gráfico con la tabla que ejemplifica el nivel de demanda horaria promedio para cada bloque.

Tabla 2 Horas anuales por bloque, Fuente realización propia

Bloque	Horas Anuales
B1	1719
B2	1500
B3	2336
B4	2737
B5	468

Fuente: Elaboración propia

**Figura 5 Demanda horaria promedio por bloque**

Fuente: Elaboración propia

Esta modelación es crucial para representar posteriormente el comportamiento de las unidades de almacenamiento, determinado principalmente por el nivel de demanda de cada parte del sistema. Estos bloques nos permiten trabajar adecuadamente con largos periodos de estudio, reuniendo las características esenciales del año, que por otra parte una representación horaria para el largo plazo no podría ser manejable computacionalmente.

Otros estudios han establecido diferentes criterios para dividir el periodo en estados, considerando no solo la demanda sino la disponibilidad del viento para dividir los

intervalos de tiempo y sus transiciones mediante cadenas de Markov (Wogrin, Dueñas, Delgadillo, & Member, 2014). Nosotros no utilizamos esta metodología, pero para capturar también características como la generación renovable horaria hemos establecido distintos niveles de disponibilidad para cada bloque de recurso eólico y solar. Es decir, el criterio de división en bloques es el nivel de carga, pero antes de clasificar la demanda horaria en su respectivo bloque se identifica para cada hora las características históricas del recurso renovable, que dependen de cada sistema. Así cada bloque quedara caracterizado con su nivel de demanda y disponibilidad de recurso solar y eólico. Todas las variables y parámetros del sistema son representadas de manera agregada bajo estos bloques de tiempo.

3.2 Unidades de almacenamiento de energía

Las características de las unidades modeladas son:

- i) Los ESS que utilizaremos pueden cargar o descargar energía en cada bloque, sin pertenecer a un tipo específico de tecnología. Su operación ha sido simplificada orientándola a los requerimientos de la modelación a largo plazo.
- ii) No es de interés modelar las rampas de potencia, ya que su funcionamiento se trata de forma agregada por bloques para un largo periodo de estudio. Por la evidencia de su operación, se asume que dentro de un bloque se reúnen horas características similares en base a la demanda, por lo que tendrán una tendencia en su comportamiento. Por ejemplo, las horas de alta demanda del año son las que tienen más probabilidades en que los ESS descarguen energía a la red, pero se deja al modelo que decida.
- iii) Las pérdidas por la transformación de la energía para ser almacenada y posteriormente devuelta a la red, se modelan utilizando eficiencias de carga y de descarga.

- iv) Como el modelo de expansión y operación es visto desde el punto de vista del operador del sistema, se busca reducir los costos totales, los costos considerados del almacenamiento se traducen en los costos de una mayor generación por parte de las centrales de punta. No se considera las unidades de almacenamiento como tomadoras de precio, por convertirse esto en un beneficio privado que no se quiere observar.

Bajo esto supuestos, entre (1) y (12) se muestran las ecuaciones de operación e inversión modelada para las unidades de almacenamiento.

$$P_{S_s}^{min} z_{S_s}^y \leq x_{S_s}^y \leq P_{S_s}^{max} z_{S_s}^y$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (1)$$

$$P_{S_s}^{min} z_{S_s}^y \leq x_{S_s}^{y-1} + \sum_{\forall c(y) \in \Omega_C(y)} p_{S_c}^{c(y)} \eta_c \leq P_{S_s}^{max} z_{S_s}^y$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (2)$$

$$0 \leq \sum_{\forall c(y) \in \Omega_C(y)} \frac{p_{S_d}^{c(y)}}{\eta_d} \leq x_{S_s}^{y-1}$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (3)$$

$$x_{S_s}^y = x_{S_s}^{y-1} - \sum_{\forall c(y) \in \Omega_C(y)} \left(\frac{p_{S_d}^{c(y)}}{\eta_d} - p_{S_c}^{c(y)} \eta_c \right)$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (4)$$

$$x_{S_s}^{y_0} = x_{S_s}^{y_n} = IC_{S_s},$$

$$\forall s \in \Omega_S \quad (5)$$

$$0 \leq p_{S_d}^{c(y)} \leq M_S \xi_{S_s}^{c(y)}$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (6)$$

$$0 \leq p_{S_c}^{c(y)} \leq M_S (1 - \xi_{S_s}^{c(y)})$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (7)$$

$$z_{S_s}^y \in \{0,1\}$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (8)$$

$$m_{S_s}^y \in \{0,1\}$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (9)$$

$$\xi_{S_s}^{c(y)} \in \{0,1\}$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (10)$$

$$z_{S_s}^{y-1} \leq z_{S_s}^y$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (11)$$

$$\min(y + IRP_{S_s} - 1, y_n)$$

$$\sum_{j=y}^{\min(y + IRP_{S_s} - 1, y_n)} m_{S_s}^j - (z_{S_s}^{y-1} - z_{S_s}^y) \geq 0$$

$$\forall s \in \Omega_S, \forall y \in \Omega_Y \quad (12)$$

La ecuación (1) establece el rango mínimo y máximo permitido de energía almacenada al estado de energía del ESS para cada año, dependiendo si este está construido mediante la variable binaria de disponibilidad $z_{S_s}^y$.

En (2) y (3) se modela la carga y descarga de los almacenamientos, respectivamente. Sus límites se establecen según la capacidad máxima y mínima del almacenamiento y del estado de energía con que terminó el año anterior. En (2) se muestra que no se puede cargar más si se supera la capacidad del almacenamiento considerando el estado de energía que mantiene. En (3) se indica que no se puede descargar más energía de la que mantiene almacenada.

La ecuación (4) determina la continuidad de energía interanual, es decir a la energía almacenada del año anterior, representada por el estado, se le descuenta la energía descargada y se le suma la energía cargada de todas las horas del año representadas mediante los bloques de demanda. Esto da como resultado el estado de energía con que queda el almacenamiento en el año y .

En (5) se impone la condición para que la energía con que termina el sistema de almacenamiento al final del periodo de estudio sea igual a la energía con que inicia el periodo de estudio y así no considerar energía gratuitamente.

Las ecuaciones (6) y (7) aseguran que la unidad de almacenamiento no este cargando y descargando en el mismo bloque. Se utiliza $\xi_{S_s}^{c(y)}$ y un *big M* para activar una u otra restricción dependiendo del caso, donde la variable binaria $\xi_{S_s}^{c(y)}$ decide la carga o descarga.

En (8), (9) y (10) se muestran las variables binarias que determinan la disponibilidad de los ESS, el pago de su anualidad y su carga/descarga, respectivamente.

En (11) se asegura que los almacenamientos que están disponibles un año deben seguir disponibles los años siguientes. Es decir, una vez que se construyen tienen que estar disponibles hasta que termine el periodo de estudio.

La ecuación (12) permite la correcta asignación del pago de la anualidad de la inversión en la función objetivo. Solo se pagan las anualidades de la inversión total que estén dentro del periodo de estudio, dependiendo del IRP_{S_t} de cada unidad. Esto se realiza para que exista el incentivo de invertir los últimos años de estudio, sin la necesidad de pagar toda la inversión en un solo año.

3.3 Expansión de la transmisión

El modelo de expansión de la transmisión se basa en el presentado en (Sauma, Muñoz, Aguado, Contreras, & Torre, 2012) incorporándole (i) modelación por bloques de demanda y (ii) sistemas de almacenamiento de energía. Dentro de las características principales de este modelo, se considera una demanda inelástica con la posibilidad de tener demanda insatisfecha mediante plantas virtuales, que asumen el costo de falla para generar. Considera una restricción de reserva, particularmente interesante cuando se trata con altos niveles de penetración de fuentes renovables. Además se impone una restricción de expectativa de pérdida de carga (LOLE), asegurando cierto criterio de seguridad en el sistema.

El modelo minimiza los costos totales del sistema desde el punto de vista del operador.

Minimiza:

$$\begin{aligned} \sum_{\forall y \in \Omega_Y} \left[\sum_{\forall c(y) \in \Omega_{C(y)}} W^{c(y)} \left(\sum_{\forall g \in \Omega_G} \frac{\lambda_{Gg}^{c(y)} p_{Gg}^{c(y)}}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \right] + \tau_l \varepsilon_l \sigma_l \left(\sum_{\forall y \in \Omega_Y} \sum_{\forall (t,r,k) \in \Omega_{L^+}} \frac{K_{srk} h_{trk}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \\ + \tau_s \varepsilon_s \sigma_s \left(\sum_{\forall s \in \Omega_S} \frac{K_{Ss} m_{Ss}^y}{(1+i)^{y-y_0}} \right) \end{aligned} \quad (13)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in \Psi_G^n} p_{Gg}^{c(y)} - \sum_{\forall (r,k) \in \Psi_L^n} f_{trk}^{c(y)} + \sum_{s \in \Psi_S^n} (p_{Ssd}^{c(y)} - p_{Ssc}^{c(y)}) = \sum_{d \in \Psi_D^n} P_{Dd}^{c(y)},$$

$$\forall n \in \Omega_N, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (14)$$

$$0 \leq p_{Gg}^{c(y)} \leq P_{Gg}^{max}$$

$$\forall g \in \Omega_G, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (15)$$

$$-w_{trk}^y P_{trk}^{max} \leq f_{trk}^{c(y)} \leq w_{trk}^y P_{trk}^{max},$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)} \forall y \in \Omega_Y \quad (16)$$

$$-(1 - w_{trk}^y)M_L \leq \frac{f_{trk}^{c(y)}}{b_{trk}} + (\delta_t^{c(y)} - \delta_r^{c(y)}) \leq (1 - w_{trk}^y)M_L$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (17)$$

$$\delta_{RB}^{c(y)} = 0$$

$$\forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (18)$$

$$-\delta_{tr}^{max} - (1 - w_{trk}^y)M_L \leq (\delta_t^{c(y)} - \delta_r^{c(y)}) \leq \delta_{tr}^{max} + (1 - w_{trk}^y)M_L$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_L, \forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (19)$$

$$w_{trk}^y = 1$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_L \setminus \Omega_{L+}, \forall y \in \Omega_Y \quad (20)$$

$$w_{trk}^y \in \{0,1\}$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_L, \forall y \in \Omega_Y \quad (21)$$

$$h_{trk}^y \in \{0,1\}$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_{L^+}, \forall y \in \Omega_Y \quad (22)$$

$$w_{trk}^{y-1} \leq w_{trk}^y$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_{L^+}, \forall y \in \Omega_Y \quad (23)$$

$$\sum_{j=y}^{\min(y+IRP_{tr}-1, y_n)} h_{trk}^j - (w_{trk}^{y-1} - w_{trk}^y) \geq 0$$

$$\forall (t, r, k) \in \Omega_{L^+}, \forall y \in \Omega_Y \quad (24)$$

$$\sum_{g \in \Omega_G \setminus \Omega_{Gw}, \Omega_{Gf}} p_{Gg}^{c(y)} \leq \sum_{g \in \Omega_G \setminus \Omega_{Gw}, \Omega_{Gf}} P_{Gg}^{max}$$

$$- \left[\alpha_1 \sum_{g \in \Omega_{Gh}} p_{Gg}^{c(y)} + \alpha_2 \sum_{g \in \Omega_{Gt}} p_{Gg}^{c(y)} + \alpha_3 \sum_{g \in \Omega_{Gw}} p_{Gg}^{c(y)} \right]$$

$$\forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (25)$$

$$\sum_{g \in \Omega_{Gf}} p_{Gg}^{c(y)} \leq \beta \sum_{g \in \Omega_D} P_{Dd}^{c(y)}$$

$$\forall c(y) \in \Omega_{C(y)}, \forall y \in \Omega_Y \quad (26)$$

La ecuación (13) representa la función de costos totales del sistema. Se incluyen los costos de operación de los generadores como primer término, determinados por los costos variables de cada tecnología de los generadores. El segundo y tercer término asumen los costos anualizados de inversión en líneas de transmisión y unidades de almacenamiento respectivamente, dependiendo de la decisión de construcción. Cada término es descontado a la correspondiente tasa de descuento anual i .

La ecuación (14) corresponde al balance de energía por nodo que se debe cumplir para cada bloque de demanda. Incluyen la generación nodal, los flujos que salen del respectivo nodo y la energía nodal cargada o descargada. Todo esto debe ser igual a la energía demandada en el respectivo bloque.

La ecuación (15) establece los límites de energía por bloque que puede generar cada central existente según su capacidad máxima.

La ecuación (16) asegura que el flujo de energía está dentro de los límites de las capacidades de cada línea.

La ecuación (17) define el flujo de potencia entre nodos de acuerdo con el modelo DC.

La ecuación (18) define el nodo de referencia a utilizar y (19) asegura que los ángulos obtenidos estén dentro de los límites técnicos del sistema de potencia.

La ecuación (20) define que las líneas existentes estén disponibles dentro del sistema. Las ecuaciones (21) y (22) representan la condición de variables binarias de disponibilidad de las líneas y del correspondiente pago de la anualidad para las nuevas líneas. La (23) determina la disponibilidad para los años siguientes de las líneas candidatas una vez que se construyen.

La ecuación (24) asegura la correcta consideración de los costos de inversión de las líneas dentro de la función objetivo, es decir mientras aún no se ha pagado

completamente su inversión según su IRP_{tr} . Esta corresponde a la misma forma de pago de la inversión de los sistemas de almacenamiento de energía.

La ecuación (25) corresponde a la restricción de reserva en giro, donde la generación convencional debe ser menor o igual a su capacidad máxima de generación menos los requerimientos de reserva, específicos según tecnología.

La ecuación (26) corresponde a la restricción LOLE, para no sobrepasar cierto nivel de demanda insatisfecha, asegurando el nivel de confiabilidad para el sistema.

A estas restricciones se deben agregar las ecuaciones entre (1) y (12) correspondientes al almacenamiento.

4 CASO DE ESTUDIO

La expansión de la transmisión considerando el modelo propuesto para la inversión de ESS, se ilustra a través de una red de 27 nodos la cual representa la principal red chilena, denominado “Sistema Interconectado Central” (SIC). Todos los parámetros de las centrales, líneas de transmisión y la proyección anual de las demandas nodales por bloque son obtenidos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC) en sus reportes del año 2013, cuyos detalles se encuentran en los anexos. El sistema consta de 18 GW de potencia instalada y 13 GW de centrales que entran en operación durante el periodo de estudio. Posee 52 líneas existentes y 51 líneas candidatas, donde se incluyen las recomendadas por el planificador nacional (CNE) y otras propuestas por los autores. El costo variable con que operan las plantas virtuales está determinado por el costo de falla del sistema, definido por la CNE, considerando que tienen gran capacidad de generación.

A continuación se presenta la forma simplificada del Sistema Interconectado Central (SIC) con los nodos a utilizar en la implementación del modelo, basados en los nodos utilizados por la CNE.

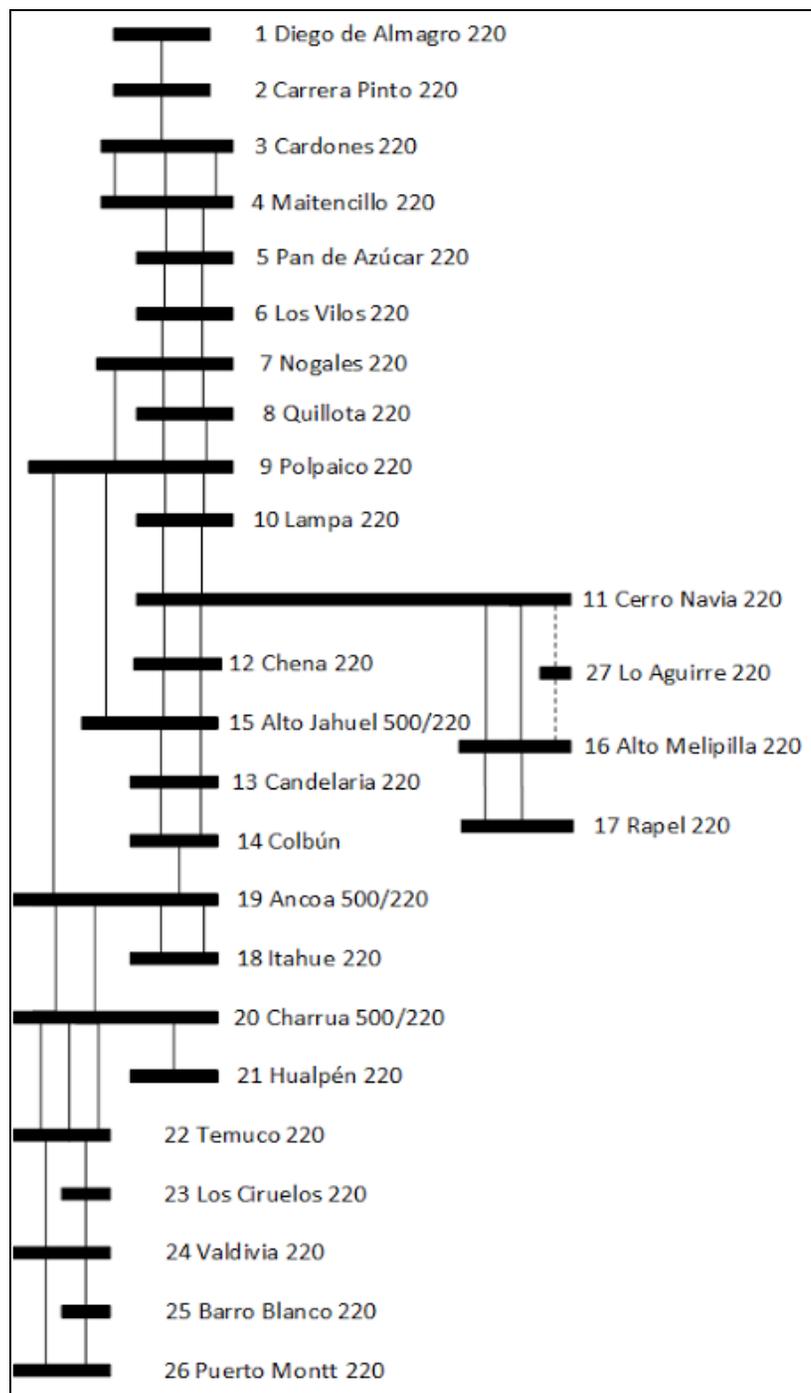


Figura 6 Representación SIC

Fuente: Elaboración propia

Para obtener la disponibilidad de las centrales eólicas y solares se tomó el último año de operación de unidades ya existentes. Se obtuvo la generación para cada hora del año y se asignaron al bloque correspondiente según el criterio de demanda. Dividiendo su generación horaria por la potencia instalada se obtiene la disponibilidad para cada bloque. Para las centrales que aún no están construidas, se les asigna los valores de disponibilidad de centrales ya construidas de su tecnología que se encuentre más cercanas al lugar de instalación.

Tabla 3 Factor de planta nodal promedio

Nodo	Tipo	B1	B2	B3	B4	B5
2	Eólica	13,1%	15,7%	19,1%	19,5%	21,1%
3	Eólica	30,8%	33,0%	34,4%	36,8%	39,6%
2	Solar	59,0%	43,0%	29,0%	21,0%	12,0%

Fuente: Elaboración propia

Es importante destacar la relación existente entre las horas de alta demanda y la mayor generación de las centrales eólicas nacionales, a diferencia como ocurre en otros países del hemisferio norte. Por otro lado, los bloques de baja demanda son donde se concentra la generación solar. Lo importante de esta metodología es rescatar las características de cada sistema, como la disponibilidad de recursos volátiles, y asignarlas correctamente a las diferentes horas del año, permitiendo representar de mejor forma las características horarias de la red.

Para determinar los parámetros de las unidades de almacenamiento se tomó como referencia lo recopilado por (Centro de Energía, 2012), (Sandia National Laboratories) y (Schoenung & Ph, 2011). Se utilizan unidades de almacenamiento con diferentes capacidades según el caso, con un máximo de 1200 MW para el sistema completo. El

costo de inversión asciende a 700 US\$/kW, con un IRP de 35 años, las eficiencias de carga y descarga corresponden a 0.8 y 0.95 respectivamente.

Para evaluar el impacto de diferentes formas de inversión, se establecieron ciertos criterios para la expansión de los sistemas de almacenamiento, tanto en capacidad como localización, basándose en la evidencia de su operación. Así se determinan diferentes casos los cuales serán comprados con la expansión sin considerar ESS: i) 50 MW de almacenamiento disponible para cada nodo del sistema, ii) 100 MW para cada nodo iii) 300 MW para cada nodo, iv) disponibilidad de inversión en nodos con generación eólica, v) en nodos de alta demanda, vi) en los nodos que representan altos costos marginales y vii) en los nodos de alta congestión, entendiendo esta como el porcentaje promedio de uso de las líneas conectadas al respectivo nodo. Cada uno fue resuelto utilizando el programa de optimización AIMMS mediante el *solver* GUROBI 5.6.

4.1 Operación de los ESS

Lo primero importante de observar en los resultados es la correcta operación de los ESS. Para esto tomaremos el caso de alta congestión y mostraremos específicamente la gestión energética resultante. La siguiente tabla muestra la energía descargada o cargada por las unidades de almacenamiento construidas en los nodos 10 y 12. El signo negativo solo indica que la energía es cargada en ese periodo.

Tabla 4 Energía cargada/descargada anual [GWh]

Nodo	Años del periodo de estudio									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	2.628	864	12	- 159	118	- 40	- 309	390	- 1.494	- 2.010
12	876	876	- 403	167	- 27	50	45	163	- 915	- 833

Carga
Descarga

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia la tendencia de estas unidades, y se repite para el resto de los casos es utilizar las unidades de almacenamiento de energía en modo descarga los primeros años de estudio y cargarlos en los periodos finales. Esto se debe básicamente por las características de este sistema. A pesar de que la demanda anualmente aumenta lo que tendería a aumentar los costos marginales nodales del sistema, el ingreso de nuevas líneas como resultado de decisión del modelo y la entrada de nuevas centrales generadoras pronosticadas por la CNE, determina que los costos marginales del sistema vayan en descenso a medida que transcurre el periodo de estudio. Es decir, al modelo le conviene cargar el almacenamiento cuando la energía es más barata (los últimos años) y ayudar al sistema descargando lo que tiene los primeros años. Pero si entramos más en detalle en la carga y descarga de las unidades podemos darnos cuenta que como era de esperar las unidades tienden a cargarse en los periodos donde las exigencias de la demanda son menores, es decir, es un sistema más relajado en cuanto a carga, lo que implica menores costos de operación. Todo lo contrario ocurre en los periodos de mayor demanda horaria como el bloque 5, donde las líneas y el sistema completo se ve exigido por los niveles de carga más altos dentro del año, por lo que el modelo busca entregar mayor flexibilidad descargando la energía almacenada en los bloques de mayor exigencia de carga. Los casos en blanco donde las unidades de almacenamiento no cargan ni descargan, se pueden explicar como la búsqueda del modelo para aprovechar de mejor forma la energía gestionada, entregando un mayor valor a la energía acumulada cuando los costos del sistema son mayores (esquina superior derecha) por lo que la

descarga en estos periodos. Todo lo contrario ocurre con la carga, donde adquiere un mayor valor cuando los costos de llenar el almacenamiento son más bajos (esquina inferior izquierda). A continuación la tabla representa la gestión de la energía mencionada por bloque para todos los años de estudio de las unidades construidas en el nodo 10.

Tabla 5 Energía cargada/descargada por bloque anual [GWh]

Año	B1	B2	B3	B4	B5
1			876	1.456	296
2	- 12		75	730	71
3					12
4	- 159				
5	- 41				159
6	- 80	- 1			41
7	- 351	- 39			81
8				271	119
9	- 753	- 740			
10	- 1.104	- 907			

Fuente: Elaboración propia

4.2 Resultados de los casos

El resumen de los resultados obtenidos para los casos analizados se muestra a continuación. La terminología para caracterizar cada caso es la siguiente: SA: sin almacenamiento; D50: 50 MW para cada nodo del sistema; D100: 100 MW para cada nodo del sistema; D300: 300 MW para cada nodo del sistema; GE: inversión en nodos con generación eólica; AD: inversión en nodos de alta demanda; AP inversión en los nodos que representan altos costos marginales; AC: inversión en los nodos de alta congestión. El detalle de cada caso se puede encontrar en los anexos.

Tabla 6 Resumen casos de estudio

	SA	D50	D100	D300	AD	AP	AC	GE
Costo Total [MMS]	10.122,3	10.070,5	10.073,0	10.088,0	10.070,3	10.078,3	10.085,2	10.097,2
Costo Operación [MM\$]	10.056,2	9.748,8	9.755,4	9.751,3	9.727,0	9.735,0	9.716,6	9.864,7
Costo Inversión Líneas [MM\$]	66,1	67,3	63,3	88,9	88,9	88,9	114,1	67,3
Costo Inversión ESS [MM\$]	-	254,4	254,4	247,8	254,4	254,4	254,4	165,2
Líneas Construidas	L: 63-74-75-83-84-93-100-102	L: 63-71-74-75-84-95-97	L: 63-74-75-83-84-93-100-102	L: 63-71-74-75-78-79-84-98-97	L: 63-71-74-75-78-79-84-95-97	L: 63-71-74-75-83-84-93-100-102	L: 63-71-74-75-83-84-93-100-102	L: 63-71-74-75-93-100-102
Nodos Propuestos	-	Todos	Todos	Todos	N: 8-11-15	N: 8-11-16	N: 10-12-21	N: 2-3
ESS Construidos	-	N2: 50 MW N3: 50 MW N4: 50 MW N5: 50 MW N6: 50 MW N8: 50 MW N9: 50 MW N10: 50 MW N11: 50 MW N12: 50 MW N13: 50 MW N15: 50 MW	N3: 100 MW N4: 100 MW N6: 100 MW N9: 100 MW N11: 100 MW N12: 100 MW	N5: 300 MW N11: 300 MW	N8: 100 MW N11: 200 MW N15: 300 MW	N8: 400 MW N11: 200 MW	N10: 400 MW N12: 200 MW	N3: 400 MW

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, se corroboran los beneficios de los ESS al reducir los costos operacionales del sistema pero los resultados son muy diferentes dependiendo de la estrategia de expansión del almacenamiento a lo largo del sistema. Como ya se ha discutido anteriormente, el caso D100 muestra la posibilidad de *trade-off* entre los ESS y las líneas de transmisión, retrasando su inversión debido al soporte entregado en las horas de alta demanda. Pero al observar los otros casos se muestra que no es trivial realizar este supuesto. La expansión de la transmisión y los ESS en muchos casos pueden coexistir también como complemento para entregar beneficios a la red. Este impacto dependerá de las características y condiciones de cada zona del sistema. El nivel de demanda local, la congestión existente, la capacidad nodal de seguir generando o la variación de los costos marginales a lo largo del sistema y durante el periodo de estudio, pueden influir fuertemente en la localización de los ESS, su tamaño óptimo y en la forma en que estos interactuarán con el plan de expansión de la transmisión, ya sea como complementos o mediante un *trade-off*. Por esta razón se decidió relacionar las

características antes mencionadas con las decisiones tomadas por el modelo en cada caso.

4.3 Características nodales del sistema

Las características consideradas y su nivel para cada nodo se muestran en la siguiente tabla. Se observó el nivel de demanda nodal, el nivel de congestión entendida como el promedio de uso de las líneas conectadas al respectivo nodo, el costo marginal determinado por la generación y la disponibilidad de generación como la capacidad de las centrales del respectivo nodo para seguir generando. Cada valor representa el puesto que ocupa el nodo dentro del sistema, donde 1 es el valor más alto para cada característica. Por ejemplo, el nodo 11 en su Disponibilidad de Generación tiene el valor 2, es decir, es el segundo nodo que tiene una mayor capacidad libre de generación para que sus centrales conectadas sigan generando hasta llegar a su capacidad máxima.

Tabla 7 Características nodales del sistema

N	Nivel de Demanda	Nivel de Congestion	Costo Marginal	Disponibilidad Generacion
1	15	5	14	1
2	24	4	14	14
3	7	13	14	5
4	14	9	14	13
5	10	7	12	11
6	23	25	7	14
7	18	10	6	12
8	3	8	4	4
9	5	11	5	14
10	22	3	3	14
11	2	6	2	2
12	13	2	1	14
13	9	26	10	14
14	21	27	9	14
15	1	16	11	3
16	17	19	2	14
17	20	23	2	14
18	6	20	8	8
19	25	22	8	14
20	4	14	8	6
21	8	1	15	10
22	11	17	8	14
23	26	21	8	7
24	16	18	8	14
25	19	12	8	14
26	12	15	8	9
27	27	24	13	14

Fuente: Elaboración propia

Vemos que en el caso SA, que no considera ESS, se construyen 8 líneas durante el periodo de estudio. A pesar de no ser un sistema con altos niveles de congestión los primeros años, necesita responder al crecimiento proyectado de la demanda (~ 5% anual). Al darle al modelo la posibilidad de instalar como máximo una unidad de almacenamiento de 50 MW en cada nodo, como muestra el caso D50, disminuyen considerablemente los costos de operación del sistema instalando ESS de forma distribuida, concentrándose entre los nodos 2 y 12, zona que presentan alta demanda, mayores niveles de congestión dentro del sistema y en consecuencia mayores costos marginales. Pero a medida que aumentamos la capacidad de las centrales como en los casos D100 y D300, disminuye progresivamente su efecto en la reducción de los costos

de operación y la inversión se comienza a concentrar en ciertos nodos. En el caso donde se decide invertir en unidades de 300 MW solo se decide invertir en dos nodos con características totalmente distintas. Entre más grande son las unidades de almacenamiento más es la exigencia a las líneas que lo rodean sobre todo si se concentran en ciertos nodos. El nodo 11 presenta uno de los niveles más altos de demanda y está en una zona de alta congestión, por lo que el incentivo a instalar almacenamiento se ve justificado al tener alta disponibilidad de generación nodal y así no recurrir a otros nodos para gestionar la energía de sus almacenes, lo que provocaría un mayor uso de las líneas que lo rodean. Por otra parte el nodo 5 es totalmente distinto, no presenta uno de los niveles de demanda más elevados y no tiene capacidad de generación local, por lo que recurre a ocupar su almacenamiento como respaldo a la demanda de otros nodos. Esto lo puede hacer por tener un mejor margen en la capacidad de las líneas de transmisión que lo rodean.

Otro es el análisis si proponemos nodos específicos para la inversión de ESS según las características a analizar. En los casos AD, AP, AC y AG se proponen como máximo 4 unidades de 100 MW cada una para cada nodo. Vemos que los mayores beneficios en la reducción los costos del sistema ocurre cuando estos son localizados en los nodos de mayores demanda como es el caso AD. Además coincide que estos nodos son los que presentan una mayor disponibilidad de centrales para seguir generando y así no tener que utilizar mayormente las líneas que lo rodean. Si las centrales en estos nodos estuvieran a máxima capacidad, la energía para gestionar los almacenamientos debería provenir de otros nodos, utilizando en mayor medida las líneas conectadas al respectivo nodo. En los casos AD y AP corroboramos como la inversión de unidades más grandes cambia en mayor medida la planificación de las líneas de transmisión, no solo cambiando su fecha de entrada, sino incluso disponiendo la inversión de otras líneas para el uso más óptimo de los sistemas de almacenamiento. Este efecto se ve intensificado cuando los almacenamientos candidatos se encuentran concentrados en nodos de alta congestión como el caso AC, que si bien posee el mismo plan de expansión que el caso AP, al no poseer tan buenas características nodales las líneas

entran antes en el periodo de estudio, por eso la diferencia en los costos de inversión. Otro caso de interés es cuando se instalan ESS en nodos donde se encuentran centrales eólicas como el caso GE. Para este sistema se encuentran en los nodos 2 y 3 pero nuestro modelo decide como inversión optima instalar toda la capacidad en el nodo 3. Este nodo presenta una mayor disponibilidad de generación en sus centrales nodales, un menor nivel de congestión en sus líneas un mayor nivel de demanda, aprovechando de mejor forma una unidad de almacenamiento. Al ser un nodo con buenas características desde el punto de vista de los ESS, no fuerza al sistema y el cambio en la expansión de la transmisión se traduce en la instalación de menos líneas pero que entran antes en el periodo de estudio, cambiando los costos de inversión.

5 CONCLUSIONES

Muchas son las evidencias de los beneficios de integrar ESS a los sistemas de potencia. Uno de ellos se relaciona con el *trade-off* existente con la inversión en líneas de transmisión. Pero hay que tener presente que su efecto como sustitutos, retrasando la entrada de líneas, no siempre es evidente como han mostrado otros resultados. Dependiendo de la operación de los ESS, su capacidad instalada y las características nodales donde se instalan, muchas veces pueden actuar como complementos con la expansión de la red de transmisión, cambiando el plan de expansión e incluso adelantando la construcción de líneas. Esto ocurre para aprovechar de mejor forma el valor de la energía almacenada en el tiempo debido a los diferentes costos que tiene el sistema de generar energía durante los años de estudio y más importante aún, durante las diferentes horas del año, representadas en este modelo como bloques de alta y baja demanda.

Primero se corrobora el correcto funcionamiento del modelo propuesto observando que la energía almacenada se utilizara cuando el sistema más lo necesitara, es decir descargar en periodos de alta demanda donde los costos de operación del sistema son mayores y aprovechar de cargar cuando estos costos son menores.

Buscando los siguientes objetivos, se pudo apreciar en los casos de estudio que entre más distribuida resultaba la inversión de los ESS, mayores eran sus beneficios. Pero surgió el hecho interesante de la necesidad de observar la capacidad con que estos sistemas se expandían. Entre más grande es su capacidad instalada, es necesario observar características como el nivel de demanda nodal de su localización, además de la congestión de sus líneas y la capacidad de seguir generando localmente. Estos parámetros cambian el impacto dentro de la reducción de los costos del sistema. Esto ocurre porque cambia considerablemente el flujo de las líneas que rodean un nodo donde se instalaron unidades de almacenamiento de energía. Ciertas combinaciones pueden traducirse en la necesidad de adelantar la inversión de las líneas para reducir el impacto

local de la operación de los ESS o necesitar líneas con mayor capacidad en ciertos tramos para aprovechar sus beneficios en el largo plazo. Por estas razones no es trivial hablar de los ESS y las líneas de transmisión como sustitutos siempre, lo que pueden terminar en malas decisiones por parte del planificador del sistema. Cómo afecte a la inversión de nuevas líneas dependerá de las condiciones específicas nodales donde son instalados. Chile es un caso particular cuyo sistema es radial recorriendo grandes distancias dispuestas en dirección norte-sur, por lo que al producirse saturaciones en ciertas líneas incrementa el desacople de los costos marginales nodales. Aquí las características nodales importan aún más. Si bien la demanda es una de las características que prevalece para la toma de decisiones en cuanto al almacenamiento, existe una gran dependencia con la influencia de la congestión y el nivel de generación local por lo que es necesario observar el problema en conjunto.

Es de especial interés para Chile el desarrollo de metodologías de planificación que integren tanto a la transmisión como los sistemas de almacenamiento de energía, debido a que ya existen proyectos privados que se están desarrollando en nuestro país para unidades de mediana escala. Como se observó, una mala planificación de las líneas de transmisión al no considerar las unidades de almacenamiento o no considerar las características nodales antes de que se realicen las inversiones, si bien en la mayoría de los casos no empeora la situación, puede no aprovechar todo el potencial del funcionamiento de los almacenamientos de energía.

BIBLIOGRAFIA

Abed, N. (2011). Planning and operation of dynamic energy storage for improved integration of wind energy. *Power and Energy Society ...*, 1–7. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6039258

Benitez, L. E., Benitez, P. C., & van Kooten, G. C. (2008). The economics of wind power with energy storage. *Energy Economics*, 30(4), 1973–1989. doi:10.1016/j.eneco.2007.01.017

Centro de Energia. (2012). *Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC*. Retrieved from <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2013/sistemas-de-almacenamiento-de-energia.html>

Denholm, P., & Hand, M. (2011). Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, 39(3), 1817–1830. doi:10.1016/j.enpol.2011.01.019

Denholm, P., & Sioshansi, R. (2009). The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy*, 37(8), 3149–3158. doi:10.1016/j.enpol.2009.04.002

Drury, E., Denholm, P., & Sioshansi, R. (2011). The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. *Energy*, 36(8), 4959–4973. doi:10.1016/j.energy.2011.05.041

Hedayati, M., Zhang, J., & Hedman, K. W. (2014). Joint transmission expansion planning and energy storage placement in smart grid towards efficient integration of renewable energy. *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 1–5. doi:10.1109/TDC.2014.6863213

Hu, Z., Zhang, F., & Li, B. (2012). Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1–6. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6344575

Ibrahim, H., Ilinca, a, & Perron, J. (2008). Energy storage systems—Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1221–1250. doi:10.1016/j.rser.2007.01.023

Oh, H. (2011). Optimal Planning to Include Storage Devices in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1118–1128. doi:10.1109/TPWRS.2010.2091515

Sandia National Laboratories. (2014). DOE Global Energy Storage Database. Retrieved from <http://www.energystorageexchange.org/>

- Sauma, E., Muñoz, C., Aguado, J., Contreras, J., & Torre, S. D. La. (2012). Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(12), 1281–1291. doi:10.1049/iet-gtd.2011.0552
- Schoenung, S., & Ph, D. (2011). Energy Storage Systems Cost Update A Study for the DOE Energy Storage Systems Program, (April).
- Senjyu, T., Shimabukuro, K., Uezato, K., & Funabashi, T. (2004). A technique for thermal and energy storage system unit commitment. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, 2, 601–606. doi:10.1109/PES.2004.1372877
- Shahidehpour, M., & Khodayar, M. (2012). Coordination of wind and pumped-storage hydro units for managing transmission security. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–2. doi:10.1109/PESGM.2012.6345753
- Sioshansi, R. (2010). Welfare Impacts of Electricity Storage and the Implications of Ownership Structure. *The Energy Journal*, 31(2), 173–198. doi:10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No2-7
- Sioshansi, R., Denholm, P., & Jenkin, T. (2011). A comparative analysis of the value of pure and hybrid electricity storage. *Energy Economics*, 33(1), 56–66. doi:10.1016/j.eneco.2010.06.004
- Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T., & Weiss, J. (2009). Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. *Energy Economics*, 31(2), 269–277. doi:10.1016/j.eneco.2008.10.005
- Song, Y., Zhang, F., & Hu, Z. (2013). Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(8), 919–928. doi:10.1049/iet-gtd.2012.0666
- Whittingham, M. S. (2012). History, Evolution, and Future Status of Energy Storage. *Proceedings of the IEEE*, 100(Special Centennial Issue), 1518–1534. doi:10.1109/JPROC.2012.2190170
- Wogrin, S., Dueñas, P., Delgadillo, A., & Member, G. S. (2014). A New Approach to Model Load Levels in Electric Power Systems with High Renewable Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2210–2218.

ANEXOS

ANEXO A: PARAMETROS LINEAS DE TRANSMISION

Línea	Nodo 1	Nodo 2	r (p.u)	X (p.u)	Suceptancia (p.u)	VI (Millones US\$)	Capacidad Maxima [MW]	Categoría Modelo
1	1	2	7,31	0,06	-0,001	11,3	197,4	Existente
2	2	3	6,97	0,06	-0,001	10,2	197,4	Existente
3	3	4	4,40	0,04	-0,002	35,9	197,4	Existente
4	3	4	13,27	0,04	0,000	0,0	290,4	Existente
5	3	4	13,27	0,04	0,000	0,0	290,4	Existente
6	4	5	4,84	0,08	-0,004	38,0	197,4	Existente
7	4	5	4,84	0,08	-0,004	38,0	197,4	Existente
8	5	6	5,19	0,09	-0,003	44,0	223,7	Existente
9	5	6	5,19	0,09	-0,003	44,0	223,7	Existente
10	6	7	4,69	0,05	-0,002	100,0	223,7	Existente
11	6	7	4,69	0,05	-0,002	100,0	223,7	Existente
12	7	8	1,48	0,05	-0,023	100,0	223,7	Existente
13	7	8	1,48	0,05	-0,023	100,0	223,7	Existente
14	7	9	0,50	0,02	-0,060	100,0	3190,2	Existente
15	8	9	0,48	0,01	-0,051	21,1	1099,0	Existente
16	8	9	0,48	0,01	-0,051	21,1	1099,0	Existente
17	9	10	0,85	0,02	-0,033	5,4	310,2	Existente
18	9	10	0,85	0,02	-0,033	5,4	310,2	Existente
19	9	15	1,63	0,02	-0,008	76,4	1500,0	Existente
20	9	19	6,50	0,02	0,000	76,4	1422,0	Existente
21	10	11	0,68	0,02	-0,052	4,5	310,2	Existente
22	10	11	0,68	0,02	-0,052	4,5	310,2	Existente
23	11	12	0,63	0,00	-0,013	4,6	409,3	Existente
24	11	12	0,63	0,00	-0,013	4,6	409,3	Existente
25	11	16	2,83	0,05	-0,006	7,0	197,4	Existente
26	11	16	2,83	0,05	-0,006	7,0	197,4	Existente
27	16	17	2,83	0,05	-0,006	6,9	197,4	Existente
28	16	17	2,83	0,05	-0,006	6,9	197,4	Existente
29	12	15	0,60	0,01	-0,020	0,2	415,0	Existente
30	12	15	0,60	0,01	-0,020	0,2	734,0	Existente
31	13	15	0,85	0,06	-0,077	2,0	679,8	Existente
32	13	15	0,85	0,06	-0,077	2,0	679,8	Existente
33	15	19	6,50	0,01	0,000	71,6	1422,0	Existente
34	15	19	6,21	0,01	0,000	76,4	1422,0	Existente
35	15	19	6,21	0,01	0,000	76,4	1422,0	Existente
36	13	14	3,74	0,06	-0,004	0,0	679,8	Existente
37	13	14	3,74	0,06	-0,004	0,0	679,8	Existente
38	14	19	6,21	0,06	-0,001	0,0	600,0	Existente
39	18	19	1,38	0,03	-0,015	10,0	471,7	Existente
40	18	19	1,38	0,03	-0,015	10,0	471,7	Existente
41	19	20	2,44	0,01	-0,001	144,0	1368,0	Existente
42	19	20	2,44	0,01	-0,001	144,0	1368,0	Existente
43	20	21	3,08	0,07	-0,007	5,1	227,1	Existente
44	20	22	15,15	0,16	-0,001	58,1	457,0	Existente
45	20	22	5,60	0,16	-0,005	62,9	457,0	Existente
46	20	22	5,60	0,16	-0,005	62,9	264,0	Existente
47	22	23	13,55	0,12	-0,001	0,0	337,3	Existente
48	22	24	8,57	0,13	-0,002	123,6	337,3	Existente
49	23	24	5,46	0,13	-0,004	0,0	385,6	Existente
50	24	25	19,10	0,09	0,000	17,2	182,0	Existente
51	24	26	15,42	0,31	-0,001	23,4	183,0	Existente
52	25	26	5,49	0,09	-0,003	11,4	183,0	Existente

53	9	15	1,63	0,02	-0,008	33,5	1800,0	Alternativa
54	20	22	15,15	0,02	0,000	106,4	1500,0	Alternativa
55	22	26	15,15	0,31	-0,001	211,7	1500,0	Alternativa
56	22	23	13,55	0,12	-0,001	28,1	330,0	Alternativa
57	15	19	6,21	0,01	0,000	135,5	1400,0	Alternativa
58	1	3	14,72	0,06	0,000	30,9	290,0	Alternativa
59	3	4	1,60	0,02	-0,007	116,5	3000,0	Alternativa
60	4	5	4,84	0,02	-0,001	194,6	3000,0	Alternativa
61	5	9	4,88	0,02	-0,001	443,9	3000,0	Alternativa
62	19	20	2,44	0,02	-0,003	217,1	3400,0	Alternativa
63	11	27	0,16	0,02	-0,769	20,4	3000,0	Alternativa
64	16	17	5,71	0,05	-0,001	196,2	580,0	Alternativa
65	16	27	2,12	0,12	-0,027	49,0	386,0	Alternativa
70	20	21	3,08	0,07	-0,042	26,0	500,0	Alternativa
71	4	5	4,84	0,08	-0,004	31,3	197,4	Alternativa
72	5	6	5,19	0,09	-0,003	35,6	223,7	Alternativa
73	6	7	4,69	0,05	-0,002	23,8	223,7	Alternativa
74	9	10	0,85	0,02	-0,033	15,2	310,2	Alternativa
75	10	11	0,68	0,02	-0,052	14,8	310,2	Alternativa
76	9	15	1,63	0,02	-0,008	26,6	450,0	Alternativa
77	20	22	15,15	0,02	0,000	63,1	375,0	Alternativa
78	22	26	15,15	0,31	-0,001	115,8	375,0	Alternativa
79	22	23	13,55	0,12	-0,001	24,0	82,5	Alternativa
80	15	19	6,21	0,01	0,000	77,7	350,0	Alternativa
81	1	3	14,72	0,06	0,000	25,3	72,5	Alternativa
82	3	4	1,60	0,02	-0,007	68,1	750,0	Alternativa
83	4	5	4,84	0,02	-0,001	107,2	750,0	Alternativa
84	5	9	4,88	0,02	-0,001	231,8	750,0	Alternativa
85	19	20	2,44	0,02	-0,003	118,4	850,0	Alternativa
86	11	27	0,16	0,02	-0,769	21,4	750,0	Alternativa
87	16	17	5,71	0,05	-0,001	202,1	145,0	Alternativa
88	16	27	2,12	0,12	-0,027	41,9	96,5	Alternativa
93	5	9	4,88	0,02	-0,001	22,9	750,0	Alternativa
94	4	5	4,84	0,08	-0,004	25,5	49,3	Alternativa
95	5	6	5,19	0,09	-0,003	27,7	55,9	Alternativa
96	6	7	4,69	0,05	-0,002	21,8	55,9	Alternativa
97	9	10	0,85	0,02	-0,033	17,5	77,5	Alternativa
98	10	11	0,68	0,02	-0,052	17,3	77,5	Alternativa
99	7	8	1,48	0,05	-0,023	18,6	55,9	Alternativa
100	10	11	0,68	0,02	-0,052	5,2	797,5	Alternativa
101	12	15	0,60	0,01	-0,020	16,7	274,7	Alternativa
102	9	10	0,85	0,02	-0,033	11,6	274,7	Alternativa
103	10	11	0,68	0,02	-0,052	17,3	77,5	Alternativa

ANEXO B: PARAMETROS CENTRALES GENERADORAS

Num	Nombre	Nodo Modelo	Potencia Maxima [MW]	Disponibilidad	Costo Variable [US/MWh]	Año Ingreso	Año Salida	Tipo
1	Taltal 01 Diesel	Diego de Almagro	110	0,95	275,96	0	0	Termica
2	Taltal 02 Diesel	Diego de Almagro	110	0,95	275,96	0	0	Termica
3	Taltal 01 GNL	Diego de Almagro	121,5	0,95	193,54	0	4	Termica
4	Taltal 02 GNL	Diego de Almagro	123,4	0,95	193,54	0	4	Termica
5	Taltal CC GNL	Diego de Almagro	360	0,95	74,70	4	100	Termica
6	Diego de Almagro TG	Diego de Almagro	23	0,95	360,84	0	100	Termica
7	San Lorenzo 01	Diego de Almagro	28,5	0,98	401,81	0	100	Termica
8	San Lorenzo 02	Diego de Almagro	26	0,98	444,14	0	100	Termica
9	Emelda 01	Diego de Almagro	33,25	0,95	375,52	0	100	Termica
10	Emelda 02	Diego de Almagro	36	0,95	402,72	0	100	Termica
11	El Salvador TG	Diego de Almagro	23,8	0,95	391,95	0	100	Termica
12	Cardones	Cardones	153,04	0,95	303,98	0	100	Termica
13	Cenizas	Cardones	13,9	0,95	189,73	0	100	Termica
14	Termopacífico	Cardones	81,2	0,95	272,34	0	100	Termica
15	Guacolda 01	Maitencillo	142,9	0,98	40,56	0	100	Termica
16	Guacolda 02	Maitencillo	142,9	0,98	40,56	0	100	Termica
17	Guacolda 03	Maitencillo	137,104	0,98	29,15	0	100	Termica
18	Guacolda 04	Maitencillo	139	0,98	33,17	0	100	Termica
19	Huasco TG	Maitencillo	58	0,64	370,29	0	100	Termica
20	El Peñón	Pan de Azucar	81	0,98	269,16	0	100	Termica
21	Punta Colorada 01 Fuel	Pan de Azucar	17	0,95	197,25	0	100	Termica
22	Eolica Punta Colorada	Pan de Azucar	20	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
23	Eolica Canela 01	Los Vilos	18,15	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
24	Eolica Canela 02	Los Vilos	60	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
25	Monte Redondo	Los Vilos	48	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
26	Eolica Totoral	Los Vilos	46	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
27	Espinosa	Los Vilos	124	0,95	289,32	0	100	Termica
28	Olivos	Los Vilos	115,2	0,95	291,54	0	100	Termica
29	Los Vientos	Lampa	132	0,98	291,85	0	100	Termica
30	Las Vegas	Lampa	2,127	0,95	283,86	0	100	Termica
31	Nehuenco 01 Diesel	Quillota	310	0,95	169,98	0	2	Termica
32	Nehuenco 01 GNL	Quillota	340,051	0,98	75,36	2	100	Termica
33	Nehuenco 01 FA GNL	Quillota	21,393	0,98	94,54	2	100	Termica
34	Nehuenco 02	Quillota	384,2	0,98	117,13	0	100	Termica
35	Nehuenco 02 Diesel	Quillota	391	0,98	169,76	0	3	Termica
36	Nehuenco 01 GNL TP	Quillota	295	0,98	0,00	0	0	Termica
37	Nehuenco 02 GNL	Quillota	384,2	0,98	69,21	3	100	Termica
38	Nehuenco 02 GNL TP	Quillota	384,2	0,98	0,00	0	2	Termica
39	Nehuenco 9B 01 Diesel	Quillota	92	0,90	288,74	0	100	Termica
40	Nehuenco 9B 02 Diesel	Quillota	16	0,90	316,26	0	100	Termica
41	San Isidro	Quillota	350	0,98	166,92	0	0	Termica
42	San Isidro FA	Quillota	20	0,98	273,10	0	0	Termica
43	San Isidro Diesel	Quillota	305	0,98	196,53	0	0	Termica
44	San Isidro GNL	Quillota	350	0,98	62,03	0	100	Termica
45	San Isidro FA GNL	Quillota	20	0,98	99,22	0	100	Termica
46	San Isidro 02 CC Diesel	Quillota	350	0,98	180,54	0	0	Termica
47	San Isidro 02 GNL	Quillota	392	0,98	56,31	0	100	Termica
48	San Isidro 02 FA GNL	Quillota	19	0,98	99,22	0	100	Termica
49	Quintero 01 CA Diesel	Quillota	128	0,98	253,51	0	0	Termica
50	Quintero 01 CA GNL	Quillota	128	0,98	125,06	0	7	Termica
51	Quintero 02 CA Diesel	Quillota	129	0,98	253,51	0	0	Termica
52	Quintero 02 CA GNL	Quillota	129	0,98	125,06	0	7	Termica
53	Quintero CC FA GNL	Quillota	35	0,98	104,29	8	100	Termica
54	Quintero CC GNL	Quillota	350	0,98	78,04	8	100	Termica
55	Ventanas 01	Nogales	113,4	0,93	47,75	0	100	Termica
56	Ventanas 02	Nogales	208,6	0,98	44,97	0	100	Termica
57	Campiche	Nogales	248,9888	0,98	44,94	0	100	Termica
58	Los Colorados 01	Cerro Navia	1,8	0,97	22,70	0	100	Termica
59	Los Colorados 02	Cerro Navia	14,74088	0,97	16,95	0	100	Termica

60	Con Con	Nogales	2,269	0,95	285,60	0	100	Termica
61	Nueva Ventanas	Nogales	249	0,98	44,94	0	100	Termica
62	Colmito	Quillota	58	0,95	274,38	0	100	Termica
63	Laguna Verde	Quillota	45,12	0,50	454,46	0	100	Termica
64	Laguna Verde TG	Quillota	18	0,95	297,59	0	100	Termica
65	Placilla	Quillota	3	0,95	274,46	0	100	Termica
66	Quintay	Quillota	3	0,95	275,25	0	100	Termica
67	Totoral	Quillota	3	0,95	281,86	0	100	Termica
68	Nueva Renca FA GLP	Cerro Navia	30	0,98	214,50	0	2	Termica
69	Nueva Renca Diesel	Cerro Navia	312	0,98	192,81	0	2	Termica
70	Nueva Renca GNL TP	Cerro Navia	312	0,98	3,80	0	0	Termica
71	Nueva Renca GNL	Cerro Navia	312	0,98	81,08	2	100	Termica
72	Nueva Renca Int GNL	Cerro Navia	30	0,98	96,45	2	100	Termica
73	Renca	Cerro Navia	92	0,89	399,24	0	100	Termica
74	Santa Marta	Alto Jahuel	15,7	0,97	15,00	0	100	Termica
75	San Francisco TG	Alto Jahuel	25,7	0,95	342,73	0	100	Termica
76	Energía Pacífico	Alto Jahuel	14,3052	0,97	53,36	0	100	Termica
77	Esperanza 01	Alto Jahuel	18,8	0,95	417,91	0	100	Termica
78	Esperanza 02	Alto Jahuel	1,8	0,95	310,94	0	100	Termica
79	Esperanza 03	Alto Jahuel	1,6	0,95	296,97	0	100	Termica
80	Colihues	Alto Jahuel	22	0,95	184,15	0	100	Termica
81	Candelaria CA 01 Diesel	Candelaria	125,3	0,98	291,22	0	7	Termica
82	Candelaria CA 02 Diesel	Candelaria	128,56	0,98	291,22	0	7	Termica
83	Candelaria CA 01 GNL	Candelaria	125,3	0,98	122,88	7	9	Termica
84	Candelaria CA 02 GNL	Candelaria	128,56	0,98	122,88	7	9	Termica
85	Candelaria CC GNL	Candelaria	360	0,95	74,70	10	100	Termica
86	Teno	Itahue	59	0,98	271,24	0	100	Termica
87	Cementos Bio Bio	Itahue	13,6	0,95	188,31	0	100	Termica
88	Maule	Itahue	6	0,95	363,18	0	100	Termica
89	Celco 01	Itahue	3	0,97	10,00	0	100	Termica
90	Celco 02	Itahue	2	0,97	120,73	0	100	Termica
91	Celco 03	Itahue	3	0,97	280,26	0	100	Termica
92	Constitución Elektragen	Itahue	9	0,95	363,18	0	100	Termica
93	Constitucion	Itahue	7	0,97	0,00	0	0	Termica
94	licanten 00	Itahue	5	0,97	0,00	0	100	Termica
95	licanten 01	Itahue	1	0,97	63,00	0	100	Termica
96	Linares	Itahue	0,4	0,95	274,75	0	100	Termica
97	San Gregorio	Itahue	0,4	0,95	274,75	0	100	Termica
98	Viñales 01	Itahue	6	0,97	16,00	0	100	Termica
99	Viñales 02	Itahue	10	0,97	38,00	0	100	Termica
100	Viñales 03	Itahue	6	0,97	45,00	0	100	Termica
101	Nueva Aldea 01	Charrua	19	0,97	25,00	0	100	Termica
102	Nueva Aldea 02 Diesel	Charrua	10	0,97	318,58	0	100	Termica
103	Nueva Aldea 03	Charrua	37	0,97	0,00	0	100	Termica
104	Yungay 01 Diesel	Charrua	52,399	0,95	296,11	0	100	Termica
105	Yungay 02 Diesel	Charrua	52,092	0,95	267,90	0	100	Termica
106	Yungay 03 Diesel	Charrua	53,477	0,95	290,07	0	100	Termica
107	Yungay 04 Diesel	Charrua	41,16	0,95	305,74	0	0	Termica
108	Yungay 04 CC Diesel	Charrua	45,8	0,95	222,11	0	100	Termica
109	cholguan 00	Charrua	9	0,97	32,30	0	100	Termica
110	cholguan 01	Charrua	4	0,97	299,82	0	100	Termica
111	Los Pinos	Charrua	104,194	0,95	206,48	0	100	Termica
112	Santa Lidia	Charrua	137,61	0,98	292,80	0	100	Termica
113	Santa Fe 01	Charrua	17,02	0,97	14,80	0	100	Termica
114	Santa Fe 02	Charrua	16,83	0,97	37,00	0	100	Termica
115	Santa Fe 03	Charrua	16,14	0,97	56,45	0	100	Termica
116	Santa Fe 04	Charrua	10,76	0,97	130,00	0	100	Termica
117	Laja CMPC 01	Charrua	5	0,97	0,00	0	100	Termica
118	Laja CMPC 02	Charrua	10	0,97	36,90	0	100	Termica
119	Laja CMPC 03	Charrua	10	0,97	131,90	0	100	Termica
120	Santa Maria	Charrua	342	0,98	41,39	0	100	Termica
121	Bocamina 02	Hualpen	322,49	0,98	40,13	0	100	Termica
122	Laja	Charrua	7	0,97	0,00	0	100	Termica
123	Masisa	Charrua	11,1	0,95	41,13	0	100	Termica
124	Escuadron	Hualpen	12,4534	0,97	47,20	0	100	Termica
125	Petropower	Hualpen	54,2	0,97	3,90	0	100	Termica
126	Newen	Hualpen	13,07	0,95	365,44	0	100	Termica
127	Bocamina	Hualpen	122,2	0,88	42,60	0	100	Termica
128	Coronel TG Diesel	Hualpen	46,7	0,95	258,72	0	100	Termica
129	Arauco 01	Hualpen	10	0,97	40,00	0	100	Termica
130	Arauco 02	Hualpen	10	0,97	70,00	0	100	Termica

130	Arauco 02	Hualpen	10	0,97	70,00	0	100	Termica
131	Arauco 03	Hualpen	4	0,97	100,00	0	100	Termica
132	Horcones TG Diesel	Hualpen	24,3	0,95	383,42	0	100	Termica
133	Lautaro 01	Temuco	13,5	0,97	45,52	0	100	Termica
134	Lautaro 02	Temuco	12,5	0,97	58,53	0	100	Termica
135	valdivia 01	Ciruelos	11	0,97	0,00	0	100	Termica
136	valdivia 02	Ciruelos	21	0,97	18,00	0	100	Termica
137	valdivia 03	Ciruelos	6	0,97	105,39	0	100	Termica
138	valdivia 04	Ciruelos	23	0,97	223,86	0	100	Termica
139	Antihue TG 01	Valdivia	51,6	0,95	248,90	0	100	Termica
140	Antihue TG 02	Valdivia	50,9	0,95	248,90	0	100	Termica
141	Calle-Calle	Valdivia	13	0,95	268,56	0	100	Termica
142	Chuyaca	Barro Blanco	10,5	0,95	284,34	0	100	Termica
143	Degañ	Puerto Montt	36	0,95	328,26	0	100	Termica
144	Quellon 02	Puerto Montt	6	0,95	302,40	0	100	Termica
145	Trapen	Puerto Montt	81	0,95	269,93	0	100	Termica
146	Chiloé	Puerto Montt	9	0,95	356,35	0	100	Termica
147	Talinay Oriente	Los Vilos	90	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
148	Negrete Cuel	Charrua	33	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
149	Llano de Llampos FV	Cardones	100	Tabla 3	7,70	0	100	Solar
150	San Andres FV	Carrera Pinto	50	Tabla 3	7,70	0	100	Solar
151	Los Cururos	Los Vilos	110	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
152	Lautaro 2	Temuco	22	0,97	0,00	0	100	Termica
153	El Arrayán	Pan de Azucar	115	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
154	Punta Palmeras	Los Vilos	75	Tabla 3	7,70	2	100	Eolica
155	Guacolda 05	Maitencillo	152	0,98	40,09	3	100	Termica
156	Eolica IV Region 03	Los Vilos	50	Tabla 3	7,70	6	100	Eolica
157	Central Des.For. VIII Region 03	Hualpen	9	0,97	25,00	0	100	Termica
158	Central Des.For. VIII Region 02	Hualpen	8	0,97	25,00	0	100	Termica
159	Central Des.For. VII Region 04	Itahue	15	0,95	25,00	0	100	Termica
160	Central Des.For. VII Region 03	Itahue	10	0,95	25,00	7	100	Termica
161	Eolica Concepcion 02	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	6	100	Eolica
162	Eolica IV Region 06	Los Vilos	50	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
163	Eolica IV Region 04	Los Vilos	50	Tabla 3	7,70	7	100	Eolica
164	Eolica Concepcion 04	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	9	100	Eolica
165	Carbón V Region 01	Nogales	200	0,98	41,86	0	100	Termica
166	Carbón V Region 02	Nogales	250	0,98	41,86	0	100	Termica
167	Eolica IV Region 07	Los Vilos	50	Tabla 3	7,70	0	100	Eolica
168	Eolica IV Region 01	Pan de Azucar	50	Tabla 3	7,70	3	100	Eolica
169	Eolica Concepcion 05	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	3	100	Eolica
170	Geotermica San Gregorio 01	Temuco	9,4	0,96	2,00	3	100	Termica
171	Geotermica Santa Antonia	Charrua	40	0,96	2,00	3	100	Termica
172	Geotermica Santa Sonia	Itahue	40	0,96	2,00	3	100	Termica
173	Geotermica Tinguiririca 01	Itahue	40	0,96	2,00	3	100	Termica
174	Eolica Concepcion 01	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	4	100	Eolica
175	Geotermica Calabozo 01	Ancoa	40	0,96	2,00	5	100	Termica
176	Geotermica Potrerillos 01	Colbun	40	0,96	2,00	6	100	Termica
177	Carbón Pan de Azucar 03	Pan de Azucar	200	0,98	41,86	4	100	Termica
178	Geotermica Chillan 01	Charrua	40	0,96	2,00	3	100	Termica
179	Geotermica Laguna del Maule 01	Colbun	25	0,96	2,00	4	100	Termica
180	Central Des.For. VIII Region 01	Hualpen	9	0,97	25,00	4	100	Termica
181	Central Des.For. VIII Region 04	Hualpen	8	0,97	25,00	4	100	Termica
182	Eolica IV Region 08	Pan de Azucar	50	Tabla 3	7,70	4	100	Eolica
183	Carbón Pan de Azucar 01	Pan de Azucar	250	0,98	41,86	7	100	Termica
184	Carbón Pan de Azucar 02	Pan de Azucar	200	0,98	41,86	5	100	Termica
185	Eolica IV Region 02	Pan de Azucar	50	Tabla 3	7,70	5	100	Eolica
186	Geotermica Calabozo 02	Ancoa	40	0,96	2,00	8	100	Termica
187	Carbón VIII Region 01	Charrua	343	0,98	39,38	6	100	Termica
188	Carbón Maitencillo 03	Maitencillo	342	0,98	42,47	9	100	Termica
189	Geotermica San Gregorio 02	Temuco	70	0,96	2,00	5	100	Termica

190	Geotermica Tinguiririca 02	Itahue	40	0,96	2,00	5	100	Termica
191	Central Des.For. VII Region 01	Itahue	15	0,95	25,00	6	100	Termica
192	Central Des.For. VII Region 02	Itahue	10	0,95	25,00	6	100	Termica
193	Geotermica Pellado	Ancoa	25	0,96	2,00	5	100	Termica
194	Geotermica Potrerillos 03	Colbun	40	0,96	2,00	5	100	Termica
195	Geotermica Calabozo 04	Ancoa	40	0,96	2,00	5	100	Termica
196	Carbón Puerto Montt 01	Puerto Montt	250	0,98	41,86	6	100	Termica
197	Eolica Concepcion 06	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	6	100	Eolica
198	Carbón Maitencillo 02	Maitencillo	342	0,98	42,47	8	100	Termica
199	Geotermica Laguna del Maule 02	Colbun	25	0,96	2,00	6	100	Termica
200	Eolica IV Region 05	Pan de Azucar	50	Tabla 3	7,70	7	100	Eolica
201	Geotermica Calabozo 03	Ancoa	40	0,96	2,00	9	100	Termica
202	Geotermica Copahue	Charrua	40	0,96	2,00	7	100	Termica
203	Eolica IV Region 09	Pan de Azucar	50	Tabla 3	7,70	8	100	Eolica
204	Geotermica Potrerillos 02	Colbun	40	0,96	2,00	10	100	Termica
205	Eolica Concepcion 03	Hualpen	50	Tabla 3	7,70	8	100	Eolica
206	Carbón Cardones 01	Cardones	342	0,98	42,47	3	100	Termica
207	Charrua CC I	Charrua	575	0,98	68,81	7	100	Termica
208	Maitencillo CC I	Maitencillo	575	0,98	68,81	100	100	Termica
209	Cardones CC I	Cardones	575	0,98	68,81	100	100	Termica
210	Abanico	Charrua	136	0,58	93,05	0	100	Hidro
211	Rucue	Charrua	169	0,58	93,05	0	100	Hidro
212	Isla	Itahue	68	0,58	93,05	0	100	Hidro
213	Curillínque	Itahue	89	0,58	93,05	0	100	Hidro
214	Loma Alta	Itahue	38	0,58	93,05	0	100	Hidro
215	San Ignacio	Itahue	37	0,58	93,05	0	100	Hidro
216	Quilleco	Charrua	70	0,58	93,05	0	100	Hidro
217	Palmucho	Charrua	32	0,58	93,05	0	100	Hidro
218	Chiburgo	Colbun	19,4	0,58	93,05	0	100	Hidro
219	Ojos de Agua	Itahue	9	0,58	93,05	0	100	Hidro
220	Angostura	Charrua	316	0,58	93,05	0	100	Hidro
221	Los Molles	Pan de Azucar	19	0,61	0	0	100	Hidro
222	Sauce Andes	Lampa	0,5	0,61	0	0	100	Hidro
223	Hornitos	Lampa	55	0,61	0	0	100	Hidro
224	Juncal	Polpaico	32	0,61	0	0	100	Hidro
225	Blanco	Polpaico	57	0,61	0	0	100	Hidro
226	Chacabuquito	Pan de Azucar	25	0,61	0	0	100	Hidro
227	Los Quilos	Polpaico	40	0,61	0	0	100	Hidro
228	Alfalfal	Alto Jahuel	196	0,61	0	0	100	Hidro
229	Florida	Alto Jahuel	28	0,61	0	0	100	Hidro
230	Maitenes	Alto Jahuel	30,8	0,61	0	0	100	Hidro
231	Volcan	Alto Jahuel	63	0,61	0	0	100	Hidro
232	Puntilla	Alto Jahuel	22,13	0,61	0	0	100	Hidro
233	Eyzaguirre	Alto Jahuel	2	0,61	0	0	100	Hidro
234	Los Morros	Cerro Navia	1,63	0,61	0	0	100	Hidro
235	Sauzal	Alto Jahuel	90	0,61	0	0	100	Hidro
236	Coya-Pangal	Alto Jahuel	10,8	0,61	0	0	100	Hidro
237	Pullínque	Valdivia	48,6	0,61	0	0	100	Hidro
238	Pilmaiquén	Barro Blanco	35	0,61	0	0	100	Hidro
239	Capullo	Barro Blanco	10	0,61	0	0	100	Hidro
240	Peuchen	Charrua	77	0,61	0	0	100	Hidro
241	Mampil	Charrua	49	0,61	0	0	100	Hidro
242	Puclaro	Pan de Azucar	5,6	0,61	0	0	100	Hidro
243	Lircay	Itahue	19	0,61	0	0	100	Hidro
244	El Manzano	Temuco	4,85	0,61	0	0	100	Hidro
245	Lican	Barro Blanco	17	0,61	0	0	100	Hidro
246	Guayacán	Alto Jahuel	12	0,61	0	0	100	Hidro
247	Río Trueno	Temuco	5,8	0,61	0	0	100	Hidro

248	Mariposas	Itahue	6	0,61	0	0	100	Hidro
249	San Clemente	Colbun	5,4	0,61	0	0	100	Hidro
250	La Paloma	Pan de Azucar	4,5	0,61	0	0	100	Hidro
251	La Higuera	Alto Jahuel	153	0,61	0	0	100	Hidro
252	Confluencia	Alto Jahuel	159	0,61	0	0	100	Hidro
253	Chacayes	Alto Jahuel	106	0,61	0	0	100	Hidro
254	Rucatayo	Barro Blanco	60	0,61	0	0	100	Hidro
255	Providencia	Itahue	13	0,61	0	0	100	Hidro
256	CH Nalcas	Barro Blanco	8	0,61	0	0	100	Hidro
257	Mallarauco	Melipilla	3,4	0,61	0	0	100	Hidro
258	Dongo	Puerto Montt	6	0,61	0	0	100	Hidro
259	La Arena	Puerto Montt	3	0,61	0	0	100	Hidro
260	Carena	Cerro Navia	8,5	0,61	0	0	100	Hidro
261	CH Callao	Barro Blanco	3	0,61	0	0	100	Hidro
262	CH Bonito	Barro Blanco	12	0,61	0	0	100	Hidro
263	Las Vertientes	Cerro Navia	1,66	0,61	0	0	100	Hidro
264	El Llano	Cerro Navia	19	0,61	0	0	100	Hidro
265	Muchi	Valdivia	1	0,61	0	0	100	Hidro
266	Laja I	Temuco	36,8	0,61	0	0	100	Hidro
267	San Andres	Alto Jahuel	40	0,61	0	0	100	Hidro
268	Pulelfu	Barro Blanco	9,4	0,61	0	0	100	Hidro
269	Los Hierros	Ancoa	25,1	0,61	0	0	100	Hidro
270	El Paso	Alto Jahuel	60	0,61	0	0	100	Hidro
271	Itata	Charrua	20	0,61	0	0	100	Hidro
272	San Pedro	Ciruelos	144	0,61	0	5	100	Hidro
273	Picoiquen	Charrua	19	0,61	0	2	100	Hidro
274	Los Hierros 02	Ancoa	6	0,61	0	2	100	Hidro
275	Portillo	Alto Jahuel	60	0,61	0	0	100	Hidro
276	CH Rio Huasco	Maitencillo	4,3	0,61	0	0	100	Hidro
277	Rio Colorado	Ancoa	15	0,61	0	2	100	Hidro
278	Alfalfal 02	Alto Jahuel	264	0,61	0	5	100	Hidro
279	Las Lajas	Alto Jahuel	267	0,61	0	5	100	Hidro
280	Hidroeléctrica X Región 01	Barro Blanco	15	0,61	0	0	100	Hidro
281	Hidroeléctrica X Región 03	Puerto Montt	7	0,61	0	0	100	Hidro
282	Hidroeléctrica VIII Región 01	Ancoa	136	0,61	0	6	100	Hidro
283	Hidroeléctrica VII Región 04	Ancoa	150	0,61	0	2	100	Hidro
284	Hidroeléctrica VII Región 01	Ancoa	30	0,61	0	3	100	Hidro
285	Hidroeléctrica VI Región 04	Alto Jahuel	282	0,61	0	0	100	Hidro
286	Hidroeléctrica VI Región 06	Alto Jahuel	57	0,61	0	0	100	Hidro
287	Hidroeléctrica VI Región 07	Alto Jahuel	52	0,61	0	0	100	Hidro
288	Hidroeléctrica VI Región 08	Alto Jahuel	49	0,61	0	0	100	Hidro
289	Hidroeléctrica VIII Región 03	Charrua	20	0,61	0	8	100	Hidro
290	Hidroeléctrica VIII Región 05	Charrua	20	0,61	0	0	100	Hidro
291	Hidroeléctrica VIII Región 04	Charrua	20	0,61	0	0	100	Hidro
292	Hidroeléctrica VII Región 03	Ancoa	20	0,61	0	9	100	Hidro
293	Neltume	Valdivia	473	0,61	0	2	100	Hidro
294	Hidroeléctrica VIII Región 02	Charrua	20	0,61	0	3	100	Hidro
295	Hidroeléctrica VII Región 02	Ancoa	20	0,61	0	7	100	Hidro
296	Hidroeléctrica XIV Región 02	Valdivia	139	0,61	0	5	100	Hidro
297	Hidroeléctrica VI Región 05	Alto Jahuel	94	0,61	0	5	100	Hidro
298	Modulo 01	Lo Aguirre	660	0,61	0	9	100	Hidro
299	Modulo 02	Lo Aguirre	500	0,61	0	11	100	Hidro
300	Modulo 03	Lo Aguirre	460	0,61	0	12	100	Hidro
301	Modulo 04	Lo Aguirre	770	0,61	0	11	100	Hidro
302	Modulo 05	Lo Aguirre	360	0,61	0	11	100	Hidro
303	Hidroeléctrica IV Región 01	Pan de Azucar	4,3	0,61	0	0	100	Hidro

304	El Toro	Charrua	367,61	0,58	93,05	0	100	Hidro
305	Rapel	Rapel	350,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
306	Canutillar	Puerto Montt	169,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
307	Cipreses	Itahue	105,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
308	Colbun	Colbun	375,77	0,58	93,05	0	100	Hidro
309	Los Condores	Ancoa	150,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
310	Ralco	Charrua	539,15	0,58	93,05	0	100	Hidro
311	Pehuenche	Ancoa	457,46	0,58	93,05	0	100	Hidro
312	Machicura	Colbun	97,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
313	Pangue	Charrua	472,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
314	Antuco	Charrua	320,00	0,58	93,05	0	100	Hidro
315	Falla Diego de Almagro	Diego de Almagro	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
316	Falla Carrera Pinto	Carrera Pinto	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
317	Falla Cardones	Cardones	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
318	Falla Maitencillo	Maitencillo	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
319	Falla Pan de Azucar	Pan de Azucar	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
320	Falla Los Vilos	Los Vilos	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
321	Falla Nogales	Nogales	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
322	Falla Quillota	Quillota	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
323	Falla Polpaico	Polpaico	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
324	Falla Lampa	Lampa	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
325	Falla Cerro Navia	Cerro Navia	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
326	Falla Chena	Chena	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
327	Falla Candelaria	Candelaria	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
328	Falla Colbun	Colbun	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
329	Falla Alto Jahuel	Alto Jahuel	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
330	Falla Melipilla	Melipilla	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
331	Falla Rapel	Rapel	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
332	Falla Itahue	Itahue	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
333	Falla Ancoa	Ancoa	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
334	Falla Charrua	Charrua	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
335	Falla Hualpen	Hualpen	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
336	Falla Temuco	Temuco	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
337	Falla Ciruelos	Ciruelos	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
338	Falla Valdivia	Valdivia	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
339	Falla Barro Blanco	Barro Blanco	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla
340	Falla Puerto Montt	Puerto Montt	100000,00	1,00	806,56	0	100	Falla

ANEXO C: DEMANDA ANUAL POR BLOQUE

Demanda por bloque Proyeccion 20 años	Años Bloque	[GWh]														
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Diego de Almagro	1	146,95	128,66	197,03	232,62	40,65	155,13	133,94	205,25	242,16	42,35	159,51	139,66	213,88	252,50	44,12
Carena Pinto	2	31,92	28,20	43,02	50,01	8,78	32,45	28,80	43,80	51,06	8,95	35,08	31,14	47,26	55,76	9,61
Cardones	3	458,65	401,92	621,47	731,61	127,13	495,71	433,91	672,71	784,91	137,54	524,00	459,31	710,98	831,40	145,44
Maitencillo	4	189,08	173,03	262,47	323,02	55,06	258,03	235,43	359,27	436,95	75,34	306,49	277,15	426,63	517,07	89,01
Pan de Azúcar	5	289,02	277,42	502,13	633,14	114,35	303,26	291,31	526,88	664,96	120,02	326,47	314,41	566,51	716,10	129,03
Los Villos	6	40,51	38,69	68,00	85,66	16,86	42,39	40,56	71,16	89,76	17,64	44,48	42,54	74,64	94,10	18,50
Hogales	7	103,26	95,81	163,26	199,97	37,38	108,38	101,16	171,58	211,14	39,37	115,37	107,86	182,68	225,09	41,94
Quilico	8	774,07	729,39	1279,26	1583,68	286,09	812,24	765,59	1342,90	1662,45	300,28	851,22	802,88	1407,36	1742,36	314,90
Polpatico	9	558,40	508,74	870,49	1053,23	185,61	570,69	525,95	893,37	1088,72	191,19	598,15	550,89	936,30	1140,40	200,31
Lama	10	55,35	47,26	65,60	72,86	12,29	57,02	48,69	67,57	75,06	12,66	58,73	50,15	69,60	77,31	13,04
Cerro Nevada	11	1221,79	1214,57	2299,53	3037,35	532,01	1278,09	1269,22	2404,71	3174,96	556,17	1327,86	1318,17	2488,79	3297,26	577,87
Chena	12	167,34	164,46	297,64	391,13	68,65	174,82	171,72	310,88	408,41	71,69	181,85	178,53	323,32	424,61	74,54
Candelaria	13	381,35	324,41	504,39	581,72	102,00	360,76	317,90	482,37	568,98	98,35	375,28	330,99	501,92	592,39	102,36
Colbun	14	74,90	67,45	101,56	109,35	20,72	84,62	73,50	113,25	119,94	22,86	87,91	76,44	117,70	124,73	23,76
Alto Jahuel	15	1390,79	1410,42	2722,14	3560,18	637,11	1458,75	1478,85	2853,81	3731,26	667,93	1526,33	1546,45	2983,55	3899,15	698,20
Melipilla	16	100,87	98,56	181,49	228,62	41,19	106,18	103,55	191,05	240,67	43,36	111,37	108,54	200,36	252,28	45,46
Rapel	17	72,89	66,42	112,38	132,37	23,34	77,32	70,43	119,10	140,30	24,74	81,71	74,35	125,73	148,03	26,10
Leahue	18	426,06	409,70	757,67	944,71	171,86	449,84	432,83	800,20	998,13	181,56	473,68	455,66	842,77	1050,77	191,20
Ancoa	19	7,14	7,05	12,61	15,75	3,06	7,71	7,64	13,62	17,06	3,31	8,36	8,26	14,76	18,46	3,58
Charrua	20	647,01	624,90	1100,14	1366,13	248,68	681,59	657,40	1158,52	1437,74	261,86	713,95	688,48	1214,01	1506,19	274,44
Hualpen	21	424,93	383,78	612,73	732,24	130,90	449,52	408,27	648,88	778,69	138,95	477,88	433,84	689,17	826,97	147,46
Temuco	22	228,34	225,99	421,02	541,93	99,61	240,31	238,19	443,70	571,65	105,02	252,97	250,67	467,32	601,86	110,62
Graneros	23	6,66	6,66	12,74	16,08	2,97	7,08	7,08	13,54	17,08	3,16	7,51	7,49	14,34	18,08	3,35
Valdivia	24	108,06	107,36	196,45	246,78	45,01	115,05	114,08	209,12	262,16	47,92	121,35	120,24	220,50	276,31	50,52
Barro Blanco	25	84,39	81,86	149,93	186,46	33,75	89,78	86,99	159,44	198,13	35,88	94,72	91,69	168,17	208,84	37,83
Puerto Montt	26	204,96	199,40	361,10	451,00	81,60	218,19	211,84	384,17	479,18	86,76	229,90	223,02	404,69	504,46	91,37
Lo Aguirre	27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total			50667,16					53295,06					56070,86			

ANEXO D: RESULTADOS CASO SIN ALMACENAMIENTO

CostoTotal	10.122,3	[millonesUS\$]
Costo Operación	10.056,2	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	66,1	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage		[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores 12358,7 [millonesUS\$]		
Indices Tecnicos		
NCI	35,3%	
NSI	3,7%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	35,3%	
Indices Economicos		
ANPDI	5,9%	
NPDI	15,8	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	76,2	5,6
3	62,6	9,5
4	61,7	9,4
5	54,3	4,8
6	50,8	7,8
7	49,4	7,8
8	52,2	8,7
9	52,0	5,2
10	52,6	0,5

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
78	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
79	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
84	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
95	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
97	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	51,8	13,4
2	51,8	13,4
3	51,8	13,4
4	51,8	13,4
5	57,9	12,8
6	59,7	10,9
7	60,6	10,1
8	62,0	9,0
9	61,7	9,2
10	63,3	8,3
11	65,2	8,1
12	65,9	8,2
13	58,9	12,1
14	59,0	12,0
15	58,9	12,1
16	65,2	8,1
17	65,2	8,1
18	59,2	11,8
19	59,2	11,8
20	59,2	11,8
21	45,4	3,0
22	59,2	11,8
23	59,2	11,8
24	59,2	11,8
25	59,2	11,8
26	59,2	11,8
27	53,9	107,9

ANEXO E: RESULTADOS CASO UNIDADES ESS 50 KW

CostoTotal	10.070,5	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.748,8	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	67,3	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	254,4	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores 12725,0 [millonesUS\$]		
Indices Tecnicos		
NCI	35,5%	
NSI	4,0%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	36,3%	
Indices Economicos		
ANPDI	4,0%	
NPDI	14,9	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	72,2	4,9
3	67,9	4,2
4	64,9	4,5
5	56,1	2,4
6	51,6	5,9
7	50,0	6,6
8	51,7	6,9
9	52,5	5,5
10	55,4	5,9

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
84	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
95	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
97	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	57,0	12,7
2	57,0	12,7
3	56,5	13,1
4	56,5	13,1
5	56,6	13,1
6	59,4	10,3
7	60,9	9,1
8	62,2	8,0
9	62,1	8,1
10	63,4	6,9
11	65,3	6,2
12	65,9	6,0
13	59,7	10,7
14	59,8	10,6
15	59,6	10,7
16	65,3	6,2
17	65,3	6,2
18	59,9	10,4
19	59,9	10,4
20	59,9	10,4
21	45,8	4,2
22	59,9	10,4
23	59,9	10,4
24	59,9	10,4
25	59,9	10,4
26	59,9	10,4
27	59,5	119,0

ANEXO F: RESULTADOS CASO UNIDADES ESS 100 KW

CostoTotal	10.073,0	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.755,4	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	63,3	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	254,4	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores	12230,3	[millonesUS\$]
Indices Tecnicos		
NCI	36,0%	
NSI	4,7%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	36,8%	
Indices Economicos		
ANPDI	5,8%	
NPDI	15,1	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	72,2	4,9
3	64,0	10,1
4	61,3	9,2
5	54,2	5,1
6	51,3	5,8
7	50,0	6,6
8	50,9	7,0
9	51,6	4,9
10	54,0	1,5

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
83	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
84	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
93	5	9	#	#	#	1	1	1	1	1	1	1
100	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
102	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	51,4	12,7
2	51,4	12,7
3	51,4	12,7
4	51,4	12,7
5	57,7	12,1
6	59,3	10,2
7	60,1	9,4
8	61,7	8,5
9	61,4	8,6
10	62,8	7,4
11	64,6	6,8
12	65,2	6,6
13	59,0	11,1
14	59,0	11,0
15	58,9	11,1
16	64,6	6,8
17	64,6	6,8
18	59,2	10,9
19	59,2	10,9
20	59,2	10,9
21	45,4	3,0
22	59,2	10,9
23	59,2	10,9
24	59,2	10,9
25	59,2	10,9
26	59,2	10,9
27	56,4	112,8

ANEXO G: RESULTADOS CASO UNIDADES ESS 300 KW

CostoTotal	10.088,0	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.751,3	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	88,9	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	247,8	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores 12659,0 [millonesUS\$]		
Indices Tecnicos		
NCI	35,5%	
NSI	4,0%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	36,5%	
Indices Economicos		
ANPDI	3,9%	
NPDI	14,7	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	70,2	4,7
3	67,9	4,2
4	64,9	4,5
5	56,3	2,3
6	51,5	6,0
7	50,1	6,7
8	52,2	6,9
9	52,5	5,5
10	54,0	1,7

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
78	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
79	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
84	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
95	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
97	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	57,3	11,8
2	57,3	11,8
3	57,3	11,8
4	57,3	11,8
5	57,3	11,8
6	59,2	9,6
7	60,1	8,7
8	62,0	8,2
9	61,6	8,2
10	63,0	7,1
11	64,8	6,4
12	65,3	6,2
13	59,2	10,6
14	59,2	10,6
15	59,1	10,7
16	64,8	6,4
17	64,8	6,4
18	59,4	10,4
19	59,4	10,4
20	59,4	10,4
21	45,4	3,0
22	59,4	10,4
23	59,4	10,4
24	59,4	10,4
25	59,4	10,4
26	59,4	10,4
27	57,3	114,6

ANEXO H: RESULTADOS CASO NODOS DE ALTA DEMANDA

CostoTotal	10.070,3	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.727,0	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	88,9	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	254,4	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores	12689,5	[millonesUS\$]
Indices Tecnicos		
NCI	35,1%	
NSI	3,5%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	35,9%	
Indices Economicos		
ANPDI	3,7%	
NPDI	14,9	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	72,0	4,9
3	67,9	4,2
4	64,9	4,5
5	56,3	2,3
6	51,5	6,0
7	49,9	6,8
8	51,0	6,5
9	51,1	4,6
10	55,2	0,8

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
78	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
79	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
84	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
95	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
97	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	57,8	12,3
2	57,8	12,3
3	57,8	12,3
4	57,8	12,3
5	57,8	12,3
6	59,4	10,4
7	60,2	9,6
8	61,7	8,4
9	61,4	8,6
10	62,6	7,6
11	64,2	7,2
12	64,7	7,1
13	59,3	10,8
14	59,3	10,8
15	59,2	10,9
16	64,2	7,2
17	64,2	7,2
18	59,4	10,7
19	59,4	10,7
20	59,4	10,7
21	45,6	3,5
22	59,4	10,7
23	59,4	10,7
24	59,4	10,7
25	59,4	10,7
26	59,4	10,7
27	54,7	109,4

ANEXO I: RESULTADOS CASO NODOS DE ALTA CONGESTION

CostoTotal	10.085,2	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.716,6	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	114,1	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	254,4	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores 12596,7 [millonesUS\$]		
Indices Tecnicos		
NCI	34,4%	
NSI	3,3%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	35,4%	
Indices Economicos		
ANPDI	3,8%	
NPDI	14,9	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
	1	6,7
	2	4,9
	3	4,2
	4	4,5
	5	2,4
	6	5,6
	7	6,6
	8	6,7
	9	1,5
	10	2,1

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
83	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
84	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
93	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
100	10	11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
102	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	58,5	11,5
2	58,5	11,5
3	58,5	11,5
4	58,5	11,5
5	58,5	11,5
6	59,3	10,4
7	59,7	10,1
8	61,3	8,7
9	60,9	9,0
10	62,4	8,0
11	64,2	7,3
12	64,8	7,1
13	58,4	11,3
14	58,5	11,2
15	58,4	11,3
16	64,2	7,3
17	64,2	7,3
18	58,6	11,1
19	58,6	11,1
20	58,6	11,1
21	45,3	2,9
22	58,6	11,1
23	58,6	11,1
24	58,6	11,1
25	58,6	11,1
26	58,6	11,1
27	54,7	109,5

ANEXO J: RESULTADOS CASO NODOS DE ALTO COSTO MARGINAL

CostoTotal	10.078,3	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.735,0	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	88,9	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	254,4	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores	12724,3	[millonesUS\$]
Indices Tecnicos		
NCI	36,1%	
NSI	3,5%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	35,9%	
Indices Economicos		
ANPDI	4,0%	
NPDI	15,0	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	76,5	6,7
2	72,6	4,9
3	67,9	4,2
4	64,9	4,5
5	56,3	2,3
6	51,5	6,0
7	50,0	6,6
8	51,1	7,2
9	52,2	5,5
10	55,6	2,9

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
78	4	5	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
79	5	9	#	#	#	#	#	#	#	#	#	1
84	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
95	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
97	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	58,0	12,3
2	58,0	12,3
3	58,0	12,3
4	58,0	12,3
5	58,0	12,3
6	59,7	10,3
7	60,6	9,4
8	62,1	8,2
9	61,8	8,4
10	63,4	7,1
11	65,4	6,1
12	66,1	5,8
13	59,0	11,1
14	59,1	11,0
15	59,0	11,1
16	65,4	6,1
17	65,4	6,1
18	59,2	10,9
19	59,2	10,9
20	59,2	10,9
21	45,4	3,1
22	59,2	10,9
23	59,2	10,9
24	59,2	10,9
25	59,2	10,9
26	59,2	10,9
27	59,7	119,4

ANEXO K: RESULTADOS CASO NODOS DE GENERACION EOLICA

CostoTotal	10.097,2	[millonesUS\$]
Costo Operación	9.864,7	[millonesUS\$]
Costo Inversion Linea	67,3	[millonesUS\$]
Costo Inversion Storage	165,2	[millonesUS\$]
BeneficioGeneradores 12686,3 [millonesUS\$]		
Indices Tecnicos		
NCI	36,0%	
NSI	3,5%	
SaturacionObservada	100,0%	
ANCI	35,9%	
Indices Economicos		
ANPDI	4,7%	
NPDI	15,4	
Año	Precios Anual [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	74,6	7,7
2	75,5	5,7
3	67,1	4,1
4	64,9	4,5
5	55,9	2,1
6	50,4	7,6
7	49,3	7,9
8	52,2	8,7
9	52,0	5,2
10	55,1	5,2

LineasConstruidas												
Linea	NodoA	NodoB	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	11	27	#	#	#	#	#	#	#	#	1	1
71	4	5	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
74	9	10	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
75	10	11	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1
93	5	9	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
100	10	11	#	#	1	1	1	1	1	1	1	1
102	9	10	#	#	#	#	#	1	1	1	1	1

Nodo	Precios Periodo [US/MWh]	Desviacion Estandar
1	55,5	11,0
2	55,5	11,0
3	55,5	11,0
4	55,1	11,5
5	56,8	13,7
6	59,6	11,0
7	61,1	9,8
8	62,3	8,8
9	62,2	8,9
10	63,8	7,8
11	65,7	7,5
12	66,4	7,6
13	59,5	12,0
14	59,5	11,9
15	59,4	12,1
16	65,7	7,5
17	65,7	7,5
18	59,7	11,7
19	59,7	11,7
20	59,7	11,7
21	46,0	4,4
22	59,7	11,7
23	59,7	11,7
24	59,7	11,7
25	59,7	11,7
26	59,7	11,7
27	56,6	113,1

