



Universidad de Concepción



FACULTAD DE CIENCIAS
AMBIENTALES

ANÁLISIS TÉCNICO PARA IMPLEMENTAR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO COMPLEMENTADAS CON ENERGÍA SOLAR O EÓLICA, EN LAS REGIONES DE ÑUBLE Y DEL BIOBÍO

Habilitación presentada para optar al título de

Ingeniero Ambiental

JAVIER IGNACIO MARTÍNEZ CANALES

Profesor guía: M.Sc. Pedro Arriagada Sanhueza

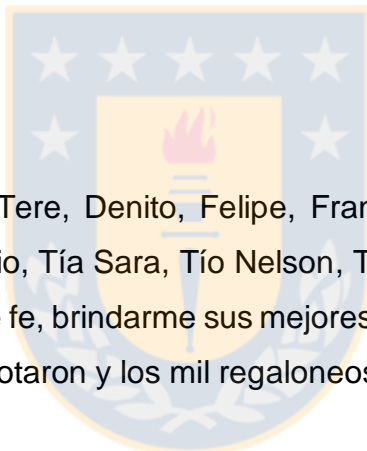
Profesor co-guía: Dr. Pedro Jiménez Guerrero

Concepción, Chile
2019

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que de alguna u otra forma fueron parte de este proceso, que me ayudaron y tendieron una mano cuando más lo necesité.

Mamá, Any Martínez, esto es para y por ti, gracias por todos los esfuerzos realizados para que hoy me encuentre en la situación que estoy, por darme siempre lo mejor, por confiar en mi y apoyarme incondicionalmente siempre que lo necesité. Eres lo máximo, mi gran inspiración y jamás olvidaré todo lo que has hecho por mí, te amo infinitamente.



A mi familia, Abuelita, Tía Tere, Denito, Felipe, Fran, Josesito, Cristian, Nelsito, Claudia, Tía Magie, Tío Mario, Tía Sara, Tío Nelson, Tío Salva y Tío Pipín, infinitas gracias por siempre tenerme fe, brindarme sus mejores deseos, palabras de aliento, detalles que quizás nunca notaron y los mil regalones que me han regalado.

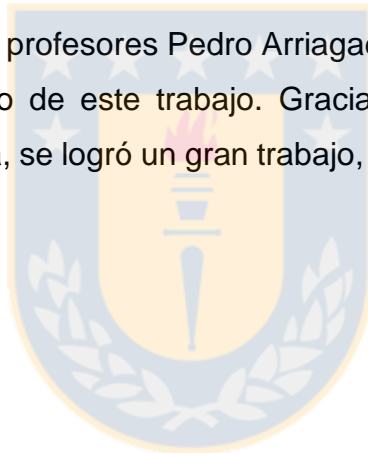
A mis fantásticos. Javier, Bernardo, Sergio, Jonathan, Gustavo y Victor, gracias por siempre estar ahí, por apoyarme y darme ánimo cuando lo he necesitado. Me llena su cariño, su apoyo y no puedo más que agradecer todo lo que me han entregado.

A mis amigos de la vida. Luis, Martín, Jorge, Christian, Roberto, José y en general, el grupo de siempre, son lo máximo, una combinación perfecta. Gracias por la amistad de tantos años.

A mis grandes amigos de la universidad. Andresito, Constanza, Eduardo, Seba's, Iván, Yuti, en fin, gracias por todo, su ayuda y buenos momentos, sinceramente nunca los olvidaré.

A mis amigos hechos en mi intercambio en España. Frankiwi, Romel, Laurence, Viktor, Alfonso, Coraline, Maxime, Martina, Elisa, Caterina y las personas conocidas, jamás olvidaré todos los momentos vividos y los viajes, me hicieron amar la vida como nunca lo había sentido.

Finalmente, agradecer a los profesores Pedro Arriagada y Pedro Jiménez, quienes fueron testigos del esfuerzo de este trabajo. Gracias por su buena disposición siempre ante cualquier duda, se logró un gran trabajo, el cuál fue muy enriquecedor en mi ámbito personal.



ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	i
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
RESUMEN	x
1. ANTECEDENTES	1
1.1. Energías renovables en el mundo	1
1.1.1. Variabilidad en la generación eléctrica de las energías renovables	2
1.1.2. Sistemas de almacenamiento de electricidad	3
1.2. Central hidroeléctrica de bombeo	6
1.2.1. Funcionamiento de las centrales hidroeléctrica de bombeo	6
1.2.2. Clasificación de las CHB	7
1.2.3. Ventajas y desventajas de las CHB	8
1.2.4. Desarrollo de CHB a nivel mundial	9
1.3. Sinergias con otras tecnologías de generación	10
1.3.1. Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo complementada con energía solar fotovoltaica	11
1.3.2. Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo complementadas con energía eólica	12
1.4. Energías renovables en Chile y su potencial	14
1.4.1. Centrales hidroeléctricas de bombeo en Chile	17
1.4.2. Oportunidad de desarrollo de CHB en las regiones de Ñuble y Biobío	18
1.5. Pregunta de investigación	21
2. OBJETIVOS	22
2.1. Objetivo general	22
2.2. Objetivos específicos	22
3. METODOLOGÍA	23

3.1.	Identificación de zonas con potencial solar fotovoltaico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío	23
3.1.1.	Restricciones técnico-ambientales para energía solar fotovoltaica	24
3.1.2.	Cálculo del potencial solar fotovoltaico	26
3.2.	Identificación de zonas con potencial eólico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío	27
3.2.1.	Restricciones técnico-ambientales para energía eólica	28
3.2.2.	Cálculo del potencial eólico	30
3.3.	Validación de los potenciales solares y eólicos	31
3.4.	Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía con CHB en zonas con potencial solar fotovoltaico y eólico	32
3.4.1.	Restricciones técnico-ambientales para centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB).....	33
3.4.2.	Identificación de emplazamientos para embalses de CHB	34
3.4.3.	Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía de los embalses identificados	35
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	36
4.1.	Identificación de zonas con potencial solar fotovoltaico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío	36
4.1.1.	Potencial solar fotovoltaico	37
4.2.	Identificación de zonas con potencial eólico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío	39
4.2.1.	Potencial eólico	42
4.3.	Validación de los potenciales solares y eólicos calculados.....	44
4.4.	Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía con CHB en zonas con potencial solar fotovoltaico y eólico	46
4.4.1.	Identificación de embalses para CHB complementadas con energía solar fotovoltaica	46
4.4.2.	Energía almacenada por las CHB complementadas con energía solar fotovoltaica	47
4.4.3.	Identificación de embalses para CHB complementadas con energía eólica	48

4.4.4. Energía almacenada por las CHB complementadas con energía eólica	51
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57
7. ANEXOS	64



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las CHB.	8
Tabla 2: Restricciones técnico-ambientales consideradas para estimar la energía solar fotovoltaica.....	24
Tabla 3: Restricciones técnico-ambientales consideradas para energía eólica. ...	28
Tabla 4: Velocidades de arranque, nominal y parada de los distintos aerogeneradores evaluados.	31
Tabla 5: Restricciones técnico-ambientales consideradas para CHB.....	33
Tabla 6: Superficie del área de estudio por rango de radiación sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT-RA).....	37
Tabla 7: Superficie del área de estudio por rango de velocidad de viento a 100 metros de altura sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT y RA).....	41
Tabla 8: Superficie del área de estudio por rango de velocidad de viento a 120 metros de altura sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT y RA).....	42
Tabla 9: Potenciales eólicos obtenidos por región y según modelo de aerogenerador evaluado.	44
Tabla 10: Error porcentual medio absoluto asociado a los potenciales solares y eólicos calculados por región.....	45
Tabla 11: Energía almacenada por las CHB y potencial solar fotovoltaico disponible para su complemento.....	48
Tabla 12: Energía almacenada por las CHB convencionales y el potencial eólico disponible para su complemento.	52
Tabla 13: Energía almacenada por las CHB con agua de mar y el potencial eólico disponible para su complemento.	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Aporte de las energías renovables a la generación eléctrica mundial actual y proyectada.	2
Figura 2: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica según la forma de energía.	4
Figura 3: Clasificación por potencia y tiempo de descarga para sistemas de almacenamiento de energía.....	5
Figura 4: Principales componentes de una central hidroeléctrica de bombeo (CHB).	6
Figura 5: Clasificación de las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB).....	7
Figura 6: Capacidad instalada de CHB en el mundo.	10
Figura 7: Sistemas CHB complementado con energía solar fotovoltaica.	11
Figura 8: Sistema CHB complementado con energía eólica.	13
Figura 9: Generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por combustible para el año 2017.....	15
Figura 10: Aporte de las ERNC al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	16
Figura 11: Central hidroeléctrica de bombeo Valhalla. Esquema de funcionamiento (izquierda) y vista en planta (derecha).	18
Figura 12: Porcentaje de capacidad instalada en el SEN por regiones.	19
Figura 13: Mapa de las regiones de Ñuble y del Biobío.	19
Figura 14: Aporte de las regiones de Ñuble y del Biobío a la generación eléctrica del SIC.	20
Figura 15: Diagrama de flujo para el cálculo del potencial solar fotovoltaico.	23
Figura 16: Diagrama de flujo para el cálculo del potencial eólico.....	27
Figura 17: Diagrama de flujo para la estimación de la energía almacenada por las CHB.....	32
Figura 18: Ejemplo del proceso de identificación de embalses para CHB.....	34
Figura 19: Áreas potenciales para implementar energía solar fotovoltaica. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).....	36

Figura 20: Potencial solar fotovoltaico para la región del Biobío y Ñuble.	38
Figura 21: Áreas potenciales para implementar energía eólica considerando la velocidad del viento a 100 metros de altura. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).	40
Figura 22: Áreas potenciales para implementar energía eólica considerando la velocidad del viento a 120 metros de altura. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).	40
Figura 23: Potencial eólico de un aerogenerador estándar en las regiones de Ñuble y del Biobío en zonas aptas para su implementación.	43
Figura 24: Embalses identificados para CHB complementadas con energía solar fotovoltaica.	47
Figura 25: Embalses identificados para CHB convencional complementadas con energía eólica.	49
Figura 26: Embalses identificados para CHB con agua de mar complementadas con energía eólica.	50

RESUMEN

La generación eléctrica en base a energías renovables posee un rol fundamental para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente, estas tecnologías han tenido un importante desarrollo en Chile, aumentando su participación en la matriz eléctrica nacional desde un 3,4% en el 2010 hasta un 17,4% en el 2018, destacándose las inversiones en energía solar y eólica. Sin embargo, la variabilidad en la generación de estas tecnologías ha provocado importantes vertimientos energéticos, perdiendo un 24% de la electricidad generada por las centrales solares y un 12% en el caso eólico en abril del 2017. Por lo que existe la necesidad de implementar tecnologías de almacenamiento en el sistema interconectado nacional que permitan evitar estas pérdidas de energía.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) son una alternativa de almacenamiento que permite guardar grandes volúmenes de energía, permitiendo evitar los vertimientos de electricidad. Actualmente la combinación de este tipo de centrales con la generación renovable es una línea de investigación en desarrollo a nivel mundial, destacándose la combinación de CHB con energía solar o eólica.

El presente estudio realizó un análisis técnico de implementar CHB con energía solar o eólica en las regiones de Ñuble y del Biobío, debido a los importantes potenciales hidráulicos, solares y eólicos presentes en estas zonas. Utilizando modelos de elevación digital, técnicas de los sistemas de información geográfica (GIS) y el modelo CLIMIX para estimar los potenciales solares y eólicos, se encontró que la combinación de CHB con energía solar fotovoltaica es viable de implementar en la región de Ñuble, logrando almacenar desde 1,1 GWh hasta 7,1 GWh, sin embargo los potenciales solares de la zona (entre 469 kW y 481 kW por km²) dificultan la implementación de esta tecnología.

En el caso de la energía eólica, la región del Biobío presenta la mayor cantidad de sitios donde es posible implementar CHB, concentrados en la cordillera de los Andes y la zona costera entre las ciudades de Arauco y Lebu, además, de los importantes potenciales eólicos ($>1,0 \text{ MW/km}^2$). Los embalses identificados pueden almacenar hasta 17,1 GWh y se identificaron casos donde es posible bombear agua dulce y salada.



1. ANTECEDENTES

1.1. Energías renovables en el mundo

La electricidad se ha convertido en un elemento clave para cubrir las necesidades de las sociedades actuales, lo que ha provocado un importante aumento en la demanda por este recurso. Sin embargo, las tecnologías actuales se basan en la utilización de combustibles fósiles, lo que ha provocado un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), siendo el sector eléctrico uno de los principales emisores a nivel mundial (Seyboth et al., 2011).

Las energías renovables son una alternativa que permiten disminuir la emisión de GEI provenientes de la generación eléctrica, ya que el potencial teórico de estas excede por mucho a la demanda eléctrica mundial (Seyboth et al., 2011). Actualmente, la inclusión de este tipo de energías en las matrices eléctricas ha ido en aumento ya que permiten independizar la matriz energética de un país, reducir las emisiones de GEI y el fuerte desarrollo tecnológico actual ha permitido reducir los costos de inversión y operación de estas tecnologías (Núñez, 2014).

Según datos de la *International Energy Agency (IEA)*, el aporte de las energías renovables a la generación eléctrica mundial ha aumentado desde 19,3% en el año 2011 a un 24,9% en el 2018, que se puede apreciar en la Figura 1. Además, se estima que el aporte de las energías renovables continúe aumentando en los próximos años, llegando a un 26,8% en 2020 y a un 29,4% en 2023 (International Energy Agency, 2018).

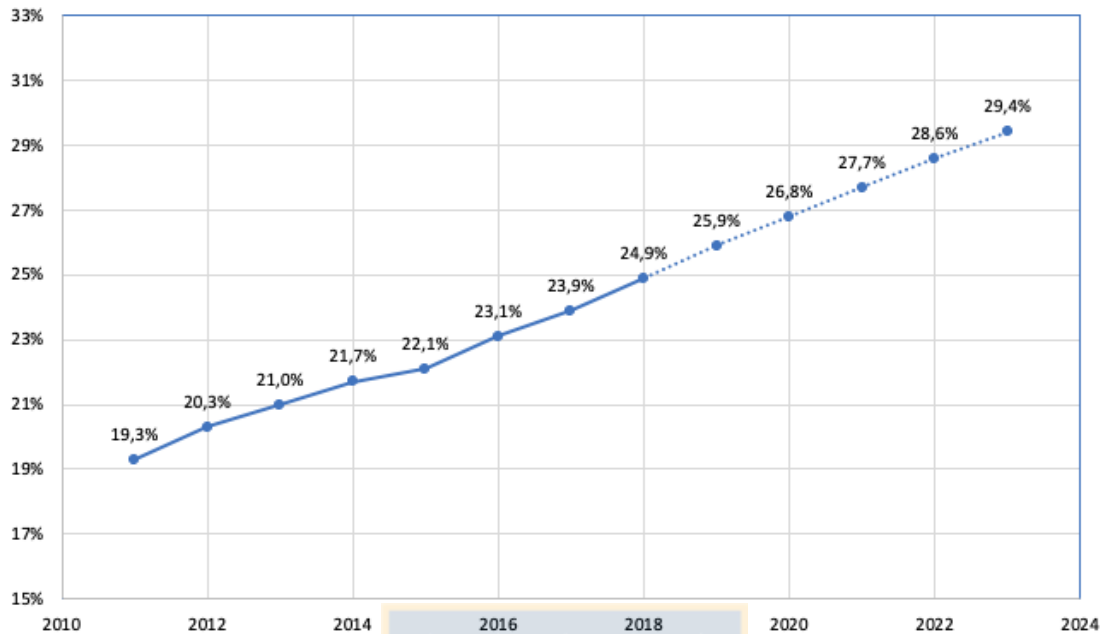


Figura 1: Aporte de las energías renovables a la generación eléctrica mundial actual y proyectada.

Fuente: International Energy Agency, (2018).

1.1.1. Variabilidad en la generación eléctrica de las energías renovables

Las energías renovables dependen de diversas variables ambientales, como el viento, nubosidad, radiación, precipitación, mareas, etc. los cuales pueden variar a escala horaria (energía eólica), diaria (solar), mensual y anual (energía oceánica e hidráulica) y también variables como los usos y tipos de suelo, el relieve, vegetación, etc., que poseen importantes variaciones espaciales. Lo que lleva a que las energías renovables sean difíciles de predecir y presenten una alta variabilidad en la generación, dificultando el manejo de las redes eléctricas y en algunos casos comprometer la viabilidad y eficiencia de las plantas (Morante et al., 2014; Rehman et al., 2015; Jiménez et al., 2016).

El objetivo principal del manejo de las redes eléctricas es establecer un equilibrio entre la generación (oferta) y la demanda, buscando una estabilidad global del sistema, lo que se dificulta al incorporar sistemas de generación variables, como las energías renovables (Núñez, 2014). Los sistemas de almacenamiento de energía

permiten contrarrestar esta variabilidad, pudiendo almacenar los excedentes de generación producidos en los períodos de menor consumo para luego ser liberados durante los períodos de alto consumo (Smallbone et al., 2017).

Actualmente, el almacenamiento de energía es uno de los temas más relevantes en países que buscan diversificar su matriz energética. Las políticas de estos gobiernos para incrementar el uso de las energías renovables, el crecimiento generalizado de la demanda de energía, la interconexión de los sistemas eléctricos y la seguridad del suministro, son algunas razones por las que se vuelve necesario la implementación de tecnologías de almacenamiento de energía en la red (Jiménez, 2012).

1.1.2. **Sistemas de almacenamiento de electricidad**

Existe una amplia variedad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, los que pueden tener distintas aplicaciones dependiendo de sus características propias. La principal forma de clasificar estos sistemas es en base a la energía en que es convertida la electricidad para su almacenamiento, la Figura 2 muestra esta clasificación (IEC, 2011).

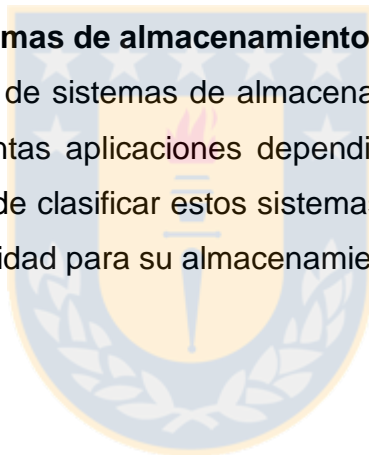




Figura 2: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica según la forma de energía.

Fuente: Electrical Energy Storage. IEC (2011).

La tecnología de almacenamiento a utilizar dependerá de la escala de tiempo en que se necesite el respaldo y la potencia que se requiera inyectar al sistema interconectado o consumir (Jiménez et al., 2016), la Figura 3 muestra las distintas tecnologías de almacenamiento de energía existentes en función de estas variables. Se puede apreciar que el almacenamiento por bombeo (*Pumped Hydro*, en inglés) es la tecnología actual que permite el mayor almacenamiento de energía y tiempo de descarga con respecto a las otras tecnologías.

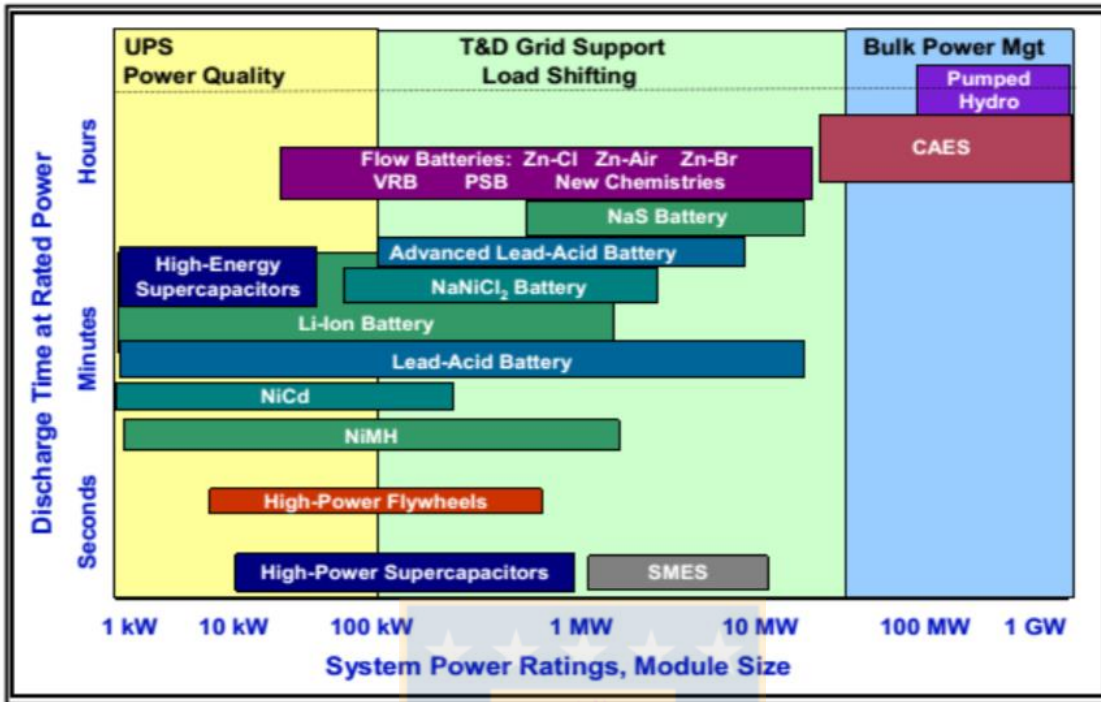


Figura 3: Clasificación por potencia y tiempo de descarga para sistemas de almacenamiento de energía.

Fuente: Electricity Energy Storage Technology Options. EPRI (2010).

La variabilidad diaria y horaria de las energías renovables, tales como las centrales solares y eólicas pueden ser contrarrestadas con sistemas de almacenamiento de energía, para así asegurar un suministro continuo a la red eléctrica. En ese sentido, las CHB presentan una mayor ventaja debido a que es posible, almacenar una mayor cantidad de energía y, además, disponer de mayores niveles de potencia respecto a otras tecnologías (Monsalve, 2016). Por lo anterior, el complemento entre CHB y energías renovables ha ido en aumento en los últimos años y se espera que continúe creciendo (EPRI, 2010; Smallbone et al., 2017).

1.2. Central hidroeléctrica de bombeo

1.2.1. Funcionamiento de las centrales hidroeléctrica de bombeo

Una central hidroeléctrica de bombeo es una tecnología que consiste en elevar agua desde un embalse (embalse inferior) a otro de mayor elevación (embalse superior) mediante un sistema de bombeo y la generación de electricidad mediante el flujo opuesto de agua, a través de una turbina hidráulica aprovechando la energía potencial del embalse superior (Monsalve, 2016; Jiménez, 2012). Esto permite almacenar grandes volúmenes de energía, lo que está directamente relacionado al tamaño de los embalses. Esta capacidad de almacenamiento de energía ha permitido que sea utilizada como un componente importante de los sistemas eléctricos de potencia (Jiménez, 2012).

La Figura 4 muestra los principales componentes de una CHB: embalse superior e inferior, obras de toma y restitución, chimenea de equilibrio (opcional), tubería forzada, caverna de máquinas y las instalaciones necesarias para la transmisión de la energía a la red (Jiménez, 2012).



Figura 4: Principales componentes de una central hidroeléctrica de bombeo (CHB).

Fuente: Jiménez (2012).

1.2.2. Clasificación de las CHB

Existen cuatro formas de clasificar las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. La primera es según la ubicación del reservorio inferior, distinguiéndose centrales convencionales, subterráneas y las que utilizan agua de mar. La segunda corresponde a la realizada por la USACE (*United Army Corps of Engineers*), quienes clasifican a las centrales según el aporte de recursos hídricos que reciben (afluentes, ríos, etc.). La tercera corresponde a la clasificación de la maquinaria utilizada. Por último. La cuarta tiene relación con la velocidad de rotación de las turbomáquinas, en las cuales se distinguen las máquinas de velocidad fija y las de velocidad variable o ajustable (Jiménez, 2012; Monsalve, 2016). La Figura 5 muestra estas clasificaciones.

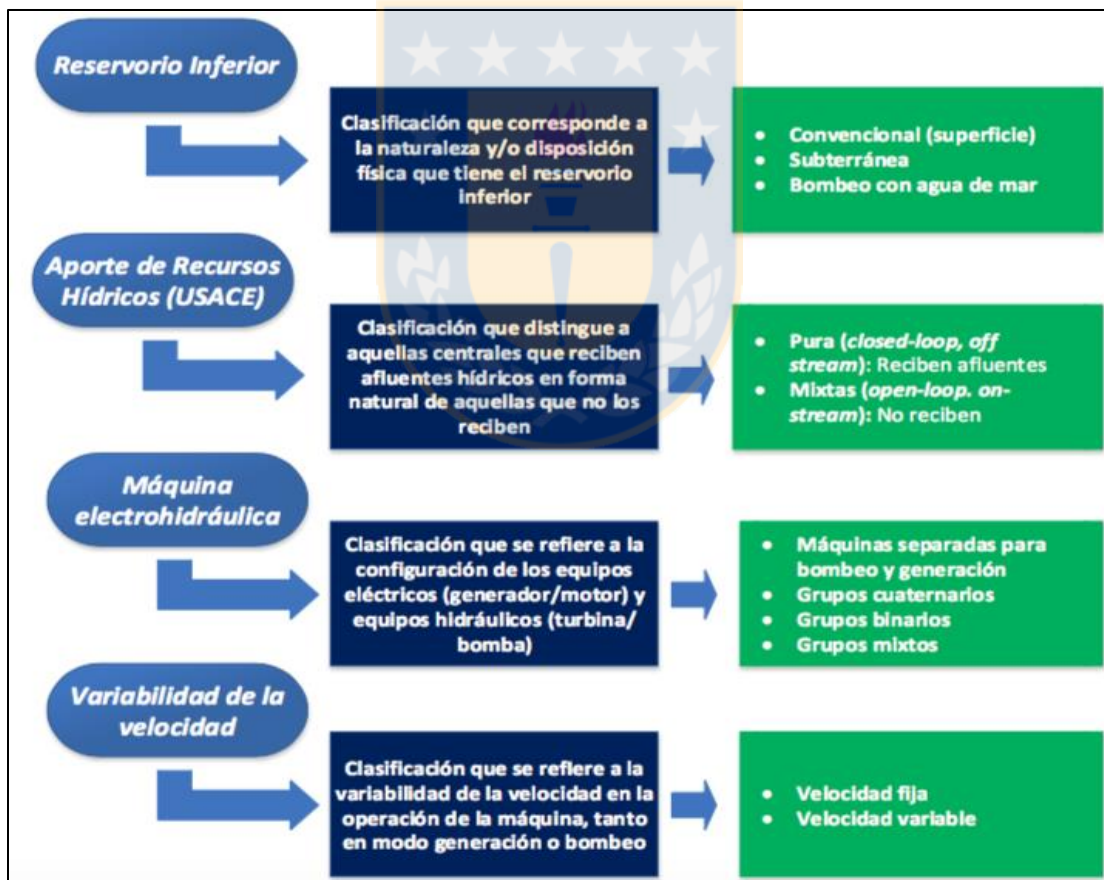


Figura 5: Clasificación de las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB).

Fuente: Monsalve (2016).

1.2.3. Ventajas y desventajas de las CHB

Las ventajas de las CHB son: madurez tecnológica, es decir, existe un variado número de proveedores a nivel mundial y es posible de asegurar su rentabilidad, dependiendo de las condiciones locales (Ardizzon et al., 2014). Posee bajos costos de operación y mantenimiento, una larga vida útil y es altamente eficiente (Morante et al., 2014). Además, poseen la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía, por largos periodos de tiempo y con una rápida puesta en marcha. Finalmente, dado a sus características, permite aumentar la penetración de energías renovables variables en la red (Argyrou *et al.*, 2018).

Por otra parte, las desventajas que presentan las CHB son las limitaciones geográficas que posee, debido a que son pocos sitios en el mundo los que cumplen con los requerimientos para su instalación (Argyrou et al., 2018). Poseen una alta inversión inicial, un largo plazo de ejecución del proyecto, utilizan grandes porciones de territorio y los impactos ambientales y sociales asociados a la construcción de embalses (Ardizzon et al., 2014; Morante et al., 2014). Las ventajas y desventajas de las CHB se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las CHB.

Ventajas	Desventajas
Madurez tecnológica	Limitaciones geográficas para la selección de sitios
Tecnología de almacenamiento rentable	Grandes extensiones de territorio a utilizar
Larga vida útil	Inversión inicial muy elevada
Bajo costos de operación y mantenimiento	Largo plazo en ejecución del proyecto
Alta eficiencia	Implicaciones ambientales y sociales por la construcción de embalses
Tiempo de respuesta rápida	-
Gran capacidad de potencia	-
Largo periodo de almacenamiento	-
Permite aumentar la penetración de energías renovables variables en la red	-

Fuente: Ardizzon et al., 2014; Morante et al., 2014; Argyrou et al., 2018.

1.2.4. Desarrollo de CHB a nivel mundial

El desarrollo de las CHB comenzó en la década de los sesenta aprovechando la diferencia de precios horaria que posee un sistema eléctrico. Entre los años 1970 hasta 1990, las CHB se complementaron principalmente con la operación de centrales nucleares y las centrales termoeléctricas, debido a que estas para operar de manera eficiente no pueden variar bruscamente su generación, generando excedentes de energía en la red, los que eran aprovechados por CHB (Jiménez, 2012; Tanaka, 2005).

Posteriormente, durante la década de los noventa y principios del siglo XXI, se observó una disminución en el desarrollo de esta tecnología principalmente por dos causas, la baja cantidad de zonas geográficas disponibles que cumplan con los requerimientos para su implementación y al rechazo social de los grandes proyectos hidroeléctricos debido a sus efectos sobre el medio ambiente (Deane et al., 2010). Sin embargo, desde el año 2009 comienza un nuevo desarrollo de este tipo de centrales, debido al incremento y fomento de la generación eléctrica en base a energías renovables y la posibilidad de combinar las CHB con estos medios de generación, principalmente solar y eólica, permitiendo amortiguar la variabilidad en la generación eléctrica de estas tecnologías (Deane et al., 2010). Además, de la necesidad de potencia de punta en los mercados de Europa y las políticas de gobierno destinadas a fomentar la seguridad del suministro eléctrico (Deane et al., 2010).

Según Monsalve (2016) las centrales hidroeléctricas de bombeo ha sido la tecnología de almacenamiento que más se ha desarrollado en el mundo, alcanzando un 96% de la capacidad instalada de almacenamiento, principalmente en Asia-Oceanía, Europa y Norte América (Figura 6).

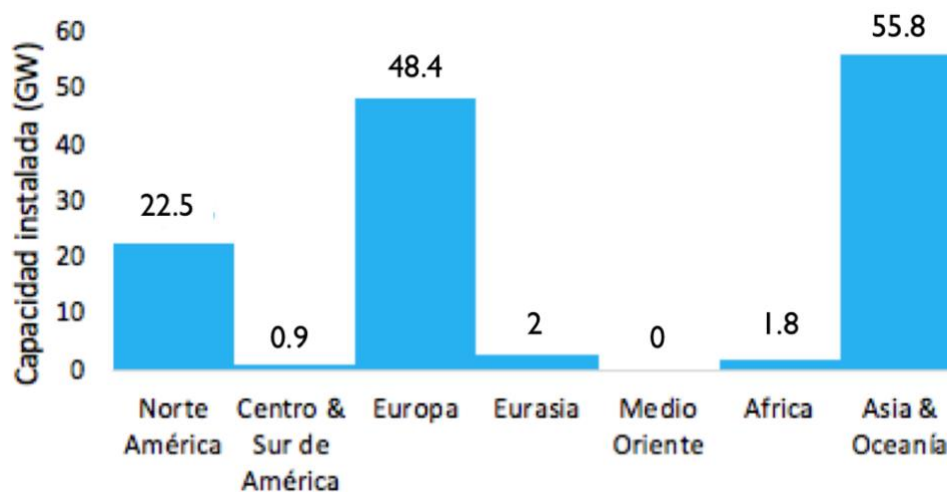


Figura 6: Capacidad instalada de CHB en el mundo.

Fuente: Monsalve, (2016).

1.3. Sinergias con otras tecnologías de generación

Las CHB presentan una sinergia importante con otras tecnologías de generación. Según Jiménez (2012) y Deane *et al.* (2010) estas sinergias se deben principalmente a:

- Existencia de excedentes de energía en la red, provocados por la operación de tecnologías de generación que poseen un bajo factor de planta o las que pueden regular su generación lentamente.
- Motivos técnicos, debido a que la implementación de las CHB ayuda a la seguridad eléctrica de la red interconectada.
- Motivos económicos, debido a la disminución de los costos de inversión, operación y mantenimiento de tecnologías renovables, principalmente solar y eólica.
- Motivos ambientales, debido a que la implementación de CHB en los sistemas eléctricos ayuda a disminuir las emisiones de gases nocivos para el medio ambiente.

1.3.1. Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo complementada con energía solar fotovoltaica

La energía proveniente del sol es de naturaleza intermitente y se encuentra disponible solo durante el día, por lo cual, para optimizar el aprovechamiento de este recurso es necesario complementarla con un sistema de almacenamiento, que permita almacenar los excesos de electricidad que pudieran generarse (Rehman et al., 2015).

Un sistema CHB complementado con energía solar fotovoltaica, consiste en que la electricidad producida por los paneles fotovoltaicos tiene dos usos distintos: es transmitida a la red cuando existe una alta demanda y en las horas de baja demanda, se utiliza para bombear el agua desde un depósito inferior a uno superior. El agua en el depósito superior se hace circular por una turbina hidráulica para producir electricidad durante las horas punta o de alta demanda. La Figura 7 muestra un esquema conceptual de este tipo de CHB.

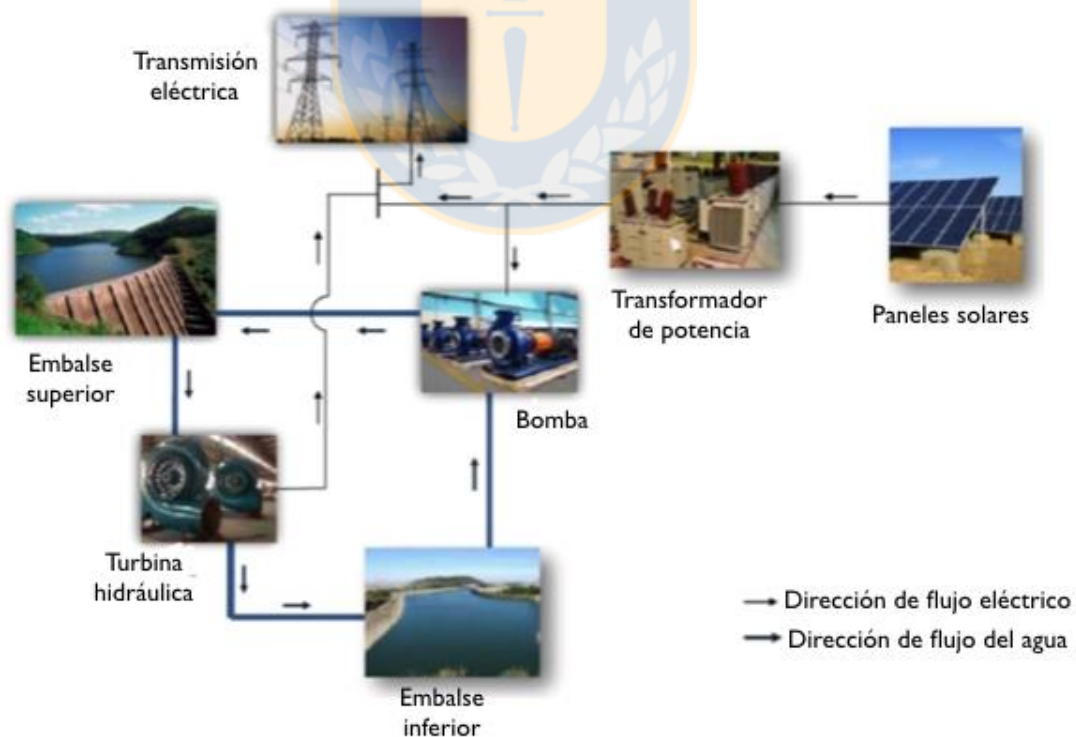


Figura 7: Sistemas CHB complementado con energía solar fotovoltaica.

Fuente: (Rehman et al., 2015).

Margeta *et al.* (2010) analizó las posibilidades de implementar un sistema híbrido solar e hidráulico en Europa, concluyendo que la diferencia de altura total entre los embalses, la radiación solar, el volumen de agua embalsado y la disponibilidad del recurso hídrico, son las variables críticas para la implementación de este tipo de CHB. Además, los resultados muestran que estos sistemas son posibles de implementar en diferentes tipos de climas, desde climas relativamente fríos a aquellos con abundante energía solar. Posteriormente, Margeta *et al.* (2011) analizó la posibilidad de mejorar el funcionamiento de una central hidroeléctrica con un generador solar fotovoltaico, utilizando como caso de estudio la central hidroeléctrica Zavrelje/Dubrovnik en Croacia. Los resultados del estudio confirmaron que la solución propuesta de la implementación del sistema híbrido CHB-Solar es realista y muy prometedora; además, que mejora considerablemente el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas. Luego, Margeta *et al.* (2012) diseñó y construyó una planta CHB-Solar que puede funcionar de forma continua y eficiente, utilizando la energía solar como fuente primaria y agua para el almacenamiento de energía.

1.3.2. Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo complementadas con energía eólica

El almacenamiento de energía por bombeo también puede complementarse con la producción variable de energía eólica, presentando mayores desafíos que en el caso de la energía solar, debido a las severas restricciones geográficas que posee, existiendo pocos lugares donde se pueden ubicar (Hedegaar et al., 2012). Las recientes investigaciones se enfocan en optimizar la operación económica de este tipo de CHB, principalmente en regiones insulares y montañosas (Duque et al., 2012).

Un sistema de CHB complementado con energía eólica consiste principalmente en que la electricidad producida por los aerogeneradores puede ser inyectada a la red durante las horas de alta demanda y los excedentes generados se utiliza para bombear el agua desde un depósito inferior a uno superior. Lo anterior permite

amortiguar la alta variabilidad que poseen la generación de electricidad por energía eólica (Rehman *et al.*, 2015). En los periodos donde no hay viento o de alta demanda, se hace circular el agua del depósito superior a través de una turbina hidráulica. La Figura 8 muestra un esquema conceptual para este tipo de CHB.

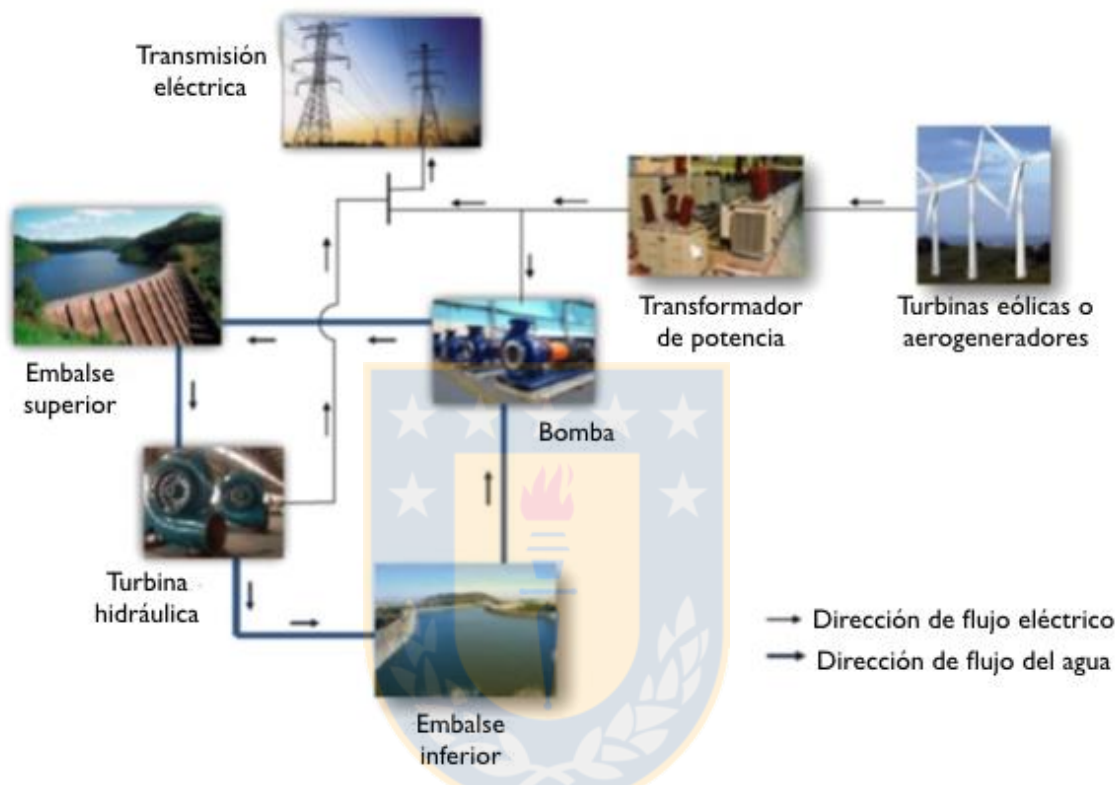


Figura 8: Sistema CHB complementado con energía eólica.

Fuente: (Rehman *et al.*, 2015).

Varkani *et al.* (2011) concluyó que la integración del sistema híbrido de CHB con parques eólicos en el territorio continental de España aumentó la rentabilidad del sistema integrado y minimizó los vertimientos de electricidad producto de la generación eólica. Connolly *et al.* (2012) investigó la integración de CHB con energía eólica en Irlanda, concluyendo que las CHB permiten reducir los costos de operación y aumentar la penetración de la energía eólica en el sistema energético irlandés. Rehman *et al.* (2015) concluyó que la naturaleza intermitente del viento y las fluctuaciones de la demanda de energía eléctrica diaria y estacional, dificultan la integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos, principalmente debido a

las barreras técnicas que existen para proteger los sistemas eléctricos autónomos de posibles inestabilidades. Como consecuencia de lo anterior, es difícil lograr una contribución de energía eólica superior al 15% en este tipo de sistemas, a menos que se implementen técnicas de almacenamiento de energía económicamente viable, que permitan explotar y almacenar el exceso de viento.

1.4. Energías renovables en Chile y su potencial

Chile es un país pobre en recursos fósiles si se compara con otros países de América Latina, sin embargo, posee recursos renovables en abundancia. Posee un potencial hidroeléctrico no aprovechado, cercano a 12 GW (Ministerio de energía, 2016) concentrado en la zona centro-sur del país; excepcionales condiciones de radiación solar en la zona norte, que varía entre los 5 y los 7,5 kWh/m²/día. (Explorador Solar, 2017); una importante disponibilidad de viento en el norte, centro y sur de Chile, que varía entre 2 y 15 m/s (Explorador Eólico, 2012); un potencial geotérmico cercano a 5 GW a lo largo de la cordillera de los Andes y además, de la oportunidad de generar electricidad por la energía de mareas, corrientes y olas a lo largo de sus más de 4.000 km de costa (Espinosa & Arqueros, 2016). Siendo un desafío el explotar y dar un uso adecuado, inteligente e innovador a los recursos renovables que se encuentran en el país (Ministerio de Energía, 2014).

La electricidad es transmitida por 3 sistemas interconectados, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que incluye a los sistemas interconectados de norte grande (SING) y sistema interconectado central (SIC), el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM), siendo el SEN el de mayor cobertura y capacidad instalada en el país, alcanzando el 99,28% de la capacidad instalada total (Comisión Nacional de Energía, 2018). La Figura 9 muestra la generación eléctrica por combustible en el SEN para el año 2017. Este año la generación total del sistema fue de 74.136 GWh¹, siendo el carbón (40% de la generación total) el principal combustible

¹ Generación eléctrica del SEN con datos obtenidos de la página web de la Comisión Nacional de Energía (CNE). <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

utilizado. El aporte de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)² estuvo en el segundo lugar con un 16% del total generado. La hidráulica de pasada y el Gas Natural Licuado (GNL) en tercer lugar, ambos con un 14% del total (Comisión Nacional de Energía, 2018).

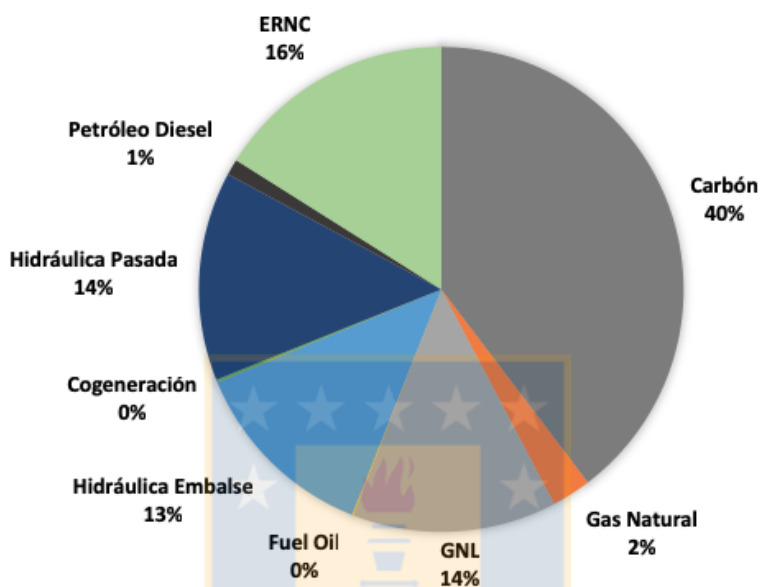


Figura 9: Generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por combustible para el año 2017.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2018.

La generación eléctrica en base a energías renovables ha ido en aumento desde el año 2010, como se observa en la Figura 10, incrementando su aporte desde un 3,39% en el 2010, a un 17% en 2018. Esta mayor penetración en la generación eléctrica de las energías renovable se debe principalmente a la entrada en vigencia de las leyes de fomento a las energías renovables no convencionales 20.257 (2008) y 20.698 (2013), la agenda de energía del 2014 y a la política energética Energía 2050.

² En Chile se define como fuentes de Energía Renovable No Convencionales (ERNC) a la eólica, el biogás, la biomasa, la geotérmica, la solar, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW) y la energía de los mares (Centro de Políticas Públicas UC, 2012)

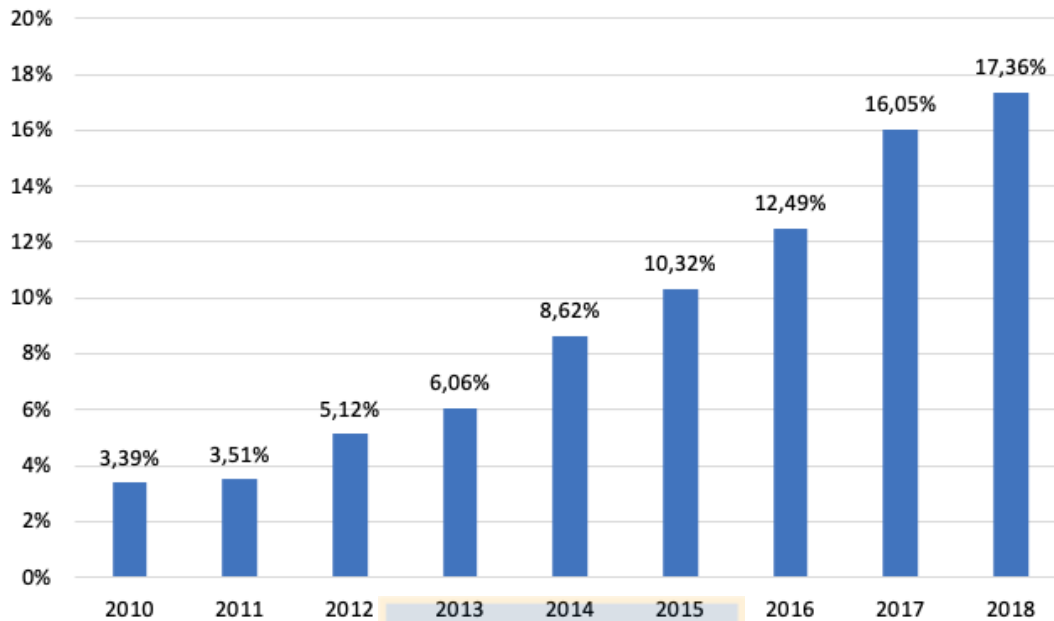


Figura 10: Aporte de las ERNC al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Fuente: Comisión Nacional de Energía (2018).

La agenda de energía del año 2014 establece como uno de sus objetivos facilitar el ingreso de las ERNC aumentando la capacidad instalada hasta un 45% de la matriz total entre los años 2014 a 2025. La Política Energética de Chile promulgada en el año 2015, plantea que para el año 2050, la participación de las energías renovables en la generación eléctrica sea de un 70% (Ministerio de Energía, 2015). Estas políticas han provocado un importante aumento de inversiones en energía solar, eólica e hidráulica, alcanzando al mes de noviembre de 2018 una capacidad instalada de 2,41 GW para energía solar, 1,62 GW para energía eólica y 6,75 GW para energía hidráulica, respectivamente (Generadoras de Chile, 2018b). Sin embargo, la variabilidad de estas energías ha generado incertidumbres sobre la seguridad del sistema eléctrico, provocando la necesidad de implementar sistemas de almacenamiento de gran escala en la red (Rehman et al., 2015).

Por otro lado, la actual penetración de la energía solar y eólica ha provocado el vertimiento de energía en las horas de excedentes de generación y baja demanda, efecto al que se le suman las limitaciones actuales de la infraestructura de

transmisión eléctrica. Estas limitaciones en la zona sur se dan principalmente desde la subestación Charrúa hacia el sur y los principales vertimientos provienen desde la generación eólica. En la zona norte, el vertimiento de la energía solar y eólica se debe principalmente a la baja capacidad de transmisión eléctrica entre Copiapó y Santiago (CDEC-SIC, 2016). Como consecuencia de lo anterior, en abril del 2017 el 24% de la energía solar y el 12% de la energía eólica generada fueron vertidos. La interconexión del SIC y el SING logró reducir estos vertimientos de energía, por lo que, un año más tarde, en abril del 2018, el vertimiento fue de un 5% de la energía solar y un 3% de la energía eólica generada, equivalentes a 15,6 GWh y 7,8 GWh respectivamente (Generadoras de Chile, 2018a; Systep, 2018). La implementación de almacenadores de energía a gran escala que se complementen con las ERNC permitiría evitar los vertimientos de energía y aprovechar de manera más eficiente la electricidad generada, además, de entregarle mayor estabilidad a la red eléctrica (Systep, 2018).

1.4.1. Centrales hidroeléctricas de bombeo en Chile

En Chile las centrales de almacenamiento por bombeo es una tecnología en desarrollo, existiendo sólo el proyecto de la empresa Valhalla Energía (también llamado “Espejo de Tarapacá”), en etapa de construcción. Corresponde a una CHB complementada con energía solar, que utiliza el mar como embalse inferior. Se ubicará en el sector costero de Caleta San Marcos, a unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de Iquique. (Valhalla Energía, 2014). La operación propuesta para la central considera bombear agua de mar durante el día, con energía proveniente del proyecto solar fotovoltaico “Cielos de Tarapacá” de 600 MW de la misma empresa, para luego, durante la noche, funcionar como una central hidroeléctrica. El proyecto contempla tres turbinas hidráulicas reversibles (bomba/turbina) de 100 MW cada una y la energía se inyectará al SEN en la Subestación Lagunas mediante una línea de transmisión de 220 kV de 65 km de longitud (Valhalla Energía, 2014). La Figura 11 muestra un esquema del proyecto.

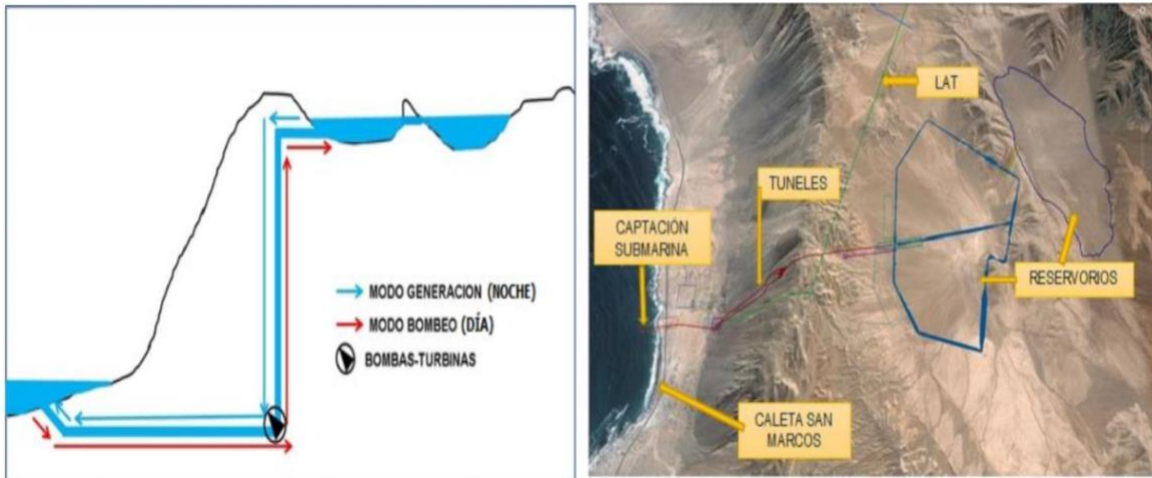


Figura 11: Central hidroeléctrica de bombeo Valhalla. Esquema de funcionamiento (izquierda) y vista en planta (derecha).

Fuente: (Valhalla Energía, 2014).

1.4.2. Oportunidad de desarrollo de CHB en las regiones de Ñuble y Biobío

Según la Comisión Nacional de Energía (2018), las regiones que poseen la mayor capacidad instalada en el SEN son la región de Antofagasta y la región del Biobío, con un 25% y un 20,3% del total nacional, como lo muestra la Figura 12. Cabe mencionar, además, que la región del Biobío a partir de septiembre del 2018 se divide administrativamente en dos; la región de Ñuble y la nueva región del Biobío (Figura 13). La región del Biobío posee un gran desarrollo de energía hidráulica, alcanzando hasta el año 2017 una capacidad instalada de 2875 MW. Por otro lado, presenta un aumento en el desarrollo de la energía eólica en el último tiempo, lo que se refleja en la creación de proyectos eólicos en la zona, alcanzando una capacidad instalada de 106 MW. Por último, no presenta desarrollo de la energía solar en la región (Comisión Nacional de Energía, 2018). La región de Ñuble corresponde a la tercera región de Chile con menor capacidad instalada. Hasta el año 2017 alcanzó 20 MW de energía hidráulica, 3 MW de energía solar y no presentó el desarrollo de la energía eólica en la región (Comisión Nacional de Energía, 2018). De igual forma, ambas regiones pretenden la diversificación de su matriz energética, por lo que es de esperar que, la energía solar y eólica jueguen

un rol fundamental (Centro de Ciencias Ambientales Eula-Chile, 2016; Revista Electricidad, 2018).

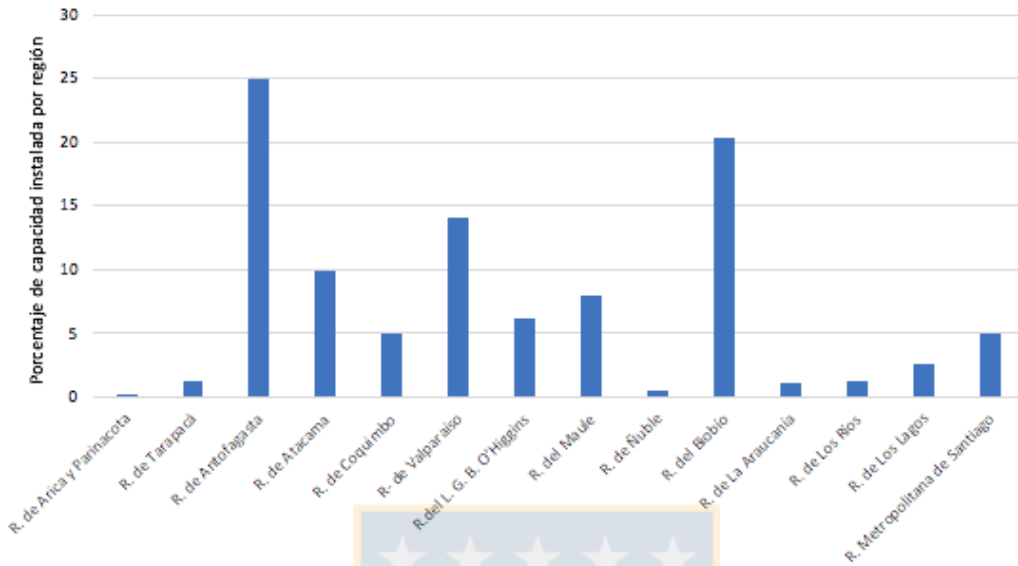


Figura 12: Porcentaje de capacidad instalada en el SEN por regiones.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2018.



Figura 13: Mapa de las regiones de Ñuble y del Biobío.

Fuente: Elaboración propia.

La antigua región del Biobío, entre los años 2000 y 2017 aportó entre el 23,4% y el 27% de la generación eléctrica total del SIC (Figura 14), registrándose entre el período del 2006 y 2009 su máximo aporte al SIC, estando este sobre el 31% de la producción total del sistema (Centro de Ciencias Ambientales Eula-Chile, 2016).

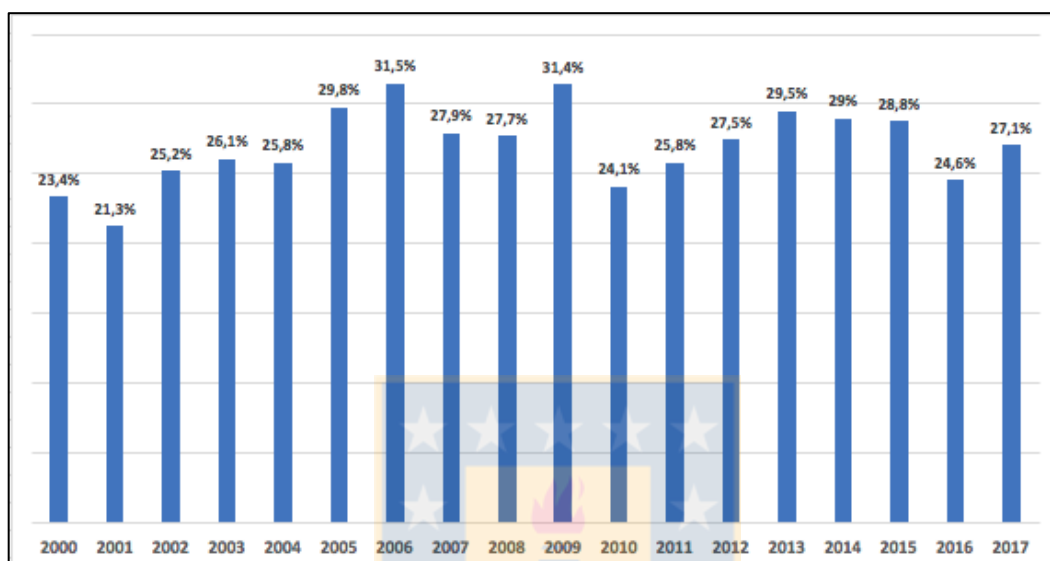


Figura 14: Aporte de las regiones de Ñuble y del Biobío a la generación eléctrica del SIC.

Fuente: Elaboración propia en base a Centro de Ciencias Ambientales Eula-Chile, 2016 y datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE)³.

Las regiones de Ñuble y del Biobío tienen desafíos distintos en materias energéticas. Por una parte, la nueva región de Ñuble tiene el desafío de aumentar el desarrollo e investigación en temas energéticos que le permitan impulsarse como una región importante para Chile, pudiendo aumentar su capacidad instalada con ERNC. La matriz energética de la región de Ñuble es de sólo 106 MW, sin embargo, posee un potencial disponible de 1500 MW, por lo que la región podría transformarse en un foco de inversión a partir de la generación de energía, considerando que posee potencial solar y eólico disponible (Revista Energía, 2018). Por otra parte, la región del Biobío tiene el desafío de mantenerse como una región

³ Obtenidos de la página web de la Comisión Nacional de Energía (CNE).
<https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

importante y generadora de energía para Chile, así como también, de impulsar las ERNC de manera de contribuir con la descarbonización de la matriz energética chilena (Centro de Ciencias Ambientales Eula-Chile, 2016; Generadoras de Chile, 2018b). Esta región posee una capacidad instalada de 4750 MW, siendo la segunda región con mayor capacidad instalada del SEN (Comisión Nacional de Energía, 2018). Dado lo anterior, es de esperar que el desarrollo de la energía solar y eólica aumenten en las regiones de Ñuble y del Biobío, por lo que resulta interesante estudiar la posibilidad de implementar centrales hidroeléctricas de bombeo combinadas con energía solar o eólica, que permitan contrarrestar la variabilidad de generación que presentan este tipo de energía.

1.5. Pregunta de investigación

Frente a los potenciales energéticos y las favorables condiciones geo-climáticas presentes en las regiones de Ñuble y del Biobío, sumado a la necesidad de almacenamiento de energía que requiere el sistema eléctrico nacional, que permita evitar los vertimientos de energía y aprovechar de manera eficiente la electricidad generada: ¿Es posible implementar centrales hidroeléctricas de bombeo combinadas con energía solar o eólica en las regiones de Ñuble y Biobío?

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Estimar la capacidad de almacenamiento de energía mediante centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) complementadas con energía solar fotovoltaica o eólica, en las regiones de Ñuble y del Biobío.

2.2. Objetivos específicos

- 2.2.1. Identificar zonas con potencial solar fotovoltaico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío.
- 2.2.2. Identificar zonas con potencial eólico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío.
- 2.2.3. Estimar la capacidad de almacenamiento de energía con CHB en las zonas con potencial solar fotovoltaico y eólico.



3. METODOLOGÍA

3.1. Identificación de zonas con potencial solar fotovoltaico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío

La identificación de zonas con un potencial solar factible para implementar CHB se realizó aplicando restricciones técnico-ambientales al territorio presente en las regiones de Ñuble y del Biobío. Posteriormente, en las zonas identificadas, se calculó el potencial solar fotovoltaico de estas zonas y se realizó una validación con la información actual publicada por el ministerio de energía (Jerez et al., 2015). La Figura 15 muestra un esquema conceptual de los cálculos realizados.

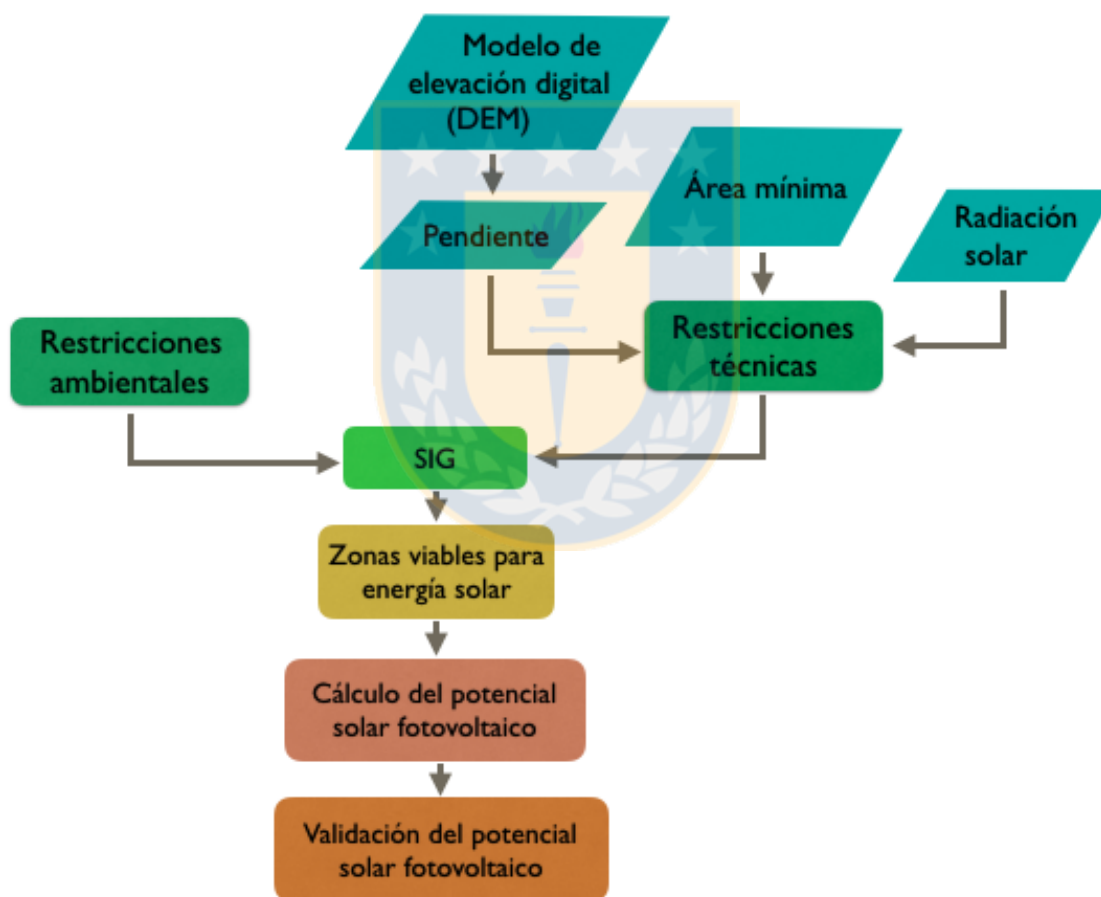


Figura 15: Diagrama de flujo para el cálculo del potencial solar fotovoltaico.

3.1.1. Restricciones técnico-ambientales para energía solar fotovoltaica

Las restricciones técnico-ambientales consideradas para evaluar el potencial solar se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2: Restricciones técnico-ambientales consideradas para estimar la energía solar fotovoltaica.

Factores	Restricción	Tipo de restricción	Referencia
Radiación solar mínima	> 5 kWh/m ² /día	Técnica	Hung, 2011
Distancia a centros urbanos	> 500 m	Ambiental	Díaz, 2009
Pendiente	< 4°	Técnica	Ministerio de Energía de Chile, 2014
Área mínima	15 ha		
Distancia a cuerpos de agua	> 300 m	Ambiental	
Zonas protegidas	SNASPE ⁴		
Línea de costa	> 100 m		
Líneas férreas	> 60 m		
Red vial	> 60 m		
Distancia a ríos y esteros	> 300 m		

Las restricciones técnicas obtenidas se relacionan con criterios específicos para el funcionamiento de una central fotovoltaica. La restricción de radiación solar está referida a la mínima radiación que debe haber en el territorio para que una celda fotovoltaica funcione eficientemente. La restricción de la pendiente del terreno tiene relación con las condiciones territoriales que facilitan la instalación de este tipo de

⁴ SNASPE: Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado.

energía. Finalmente, la restricción de área mínima corresponde a la menor superficie que permite instalar una central fotovoltaica de al menos 3 MW de potencia (Hung, 2011; Ministerio de Energía de Chile, 2014).

Las restricciones ambientales consideradas son criterios legales y/o de conservación del territorio y medio ambiente. Por esto se excluyó del análisis las zonas protegidas SNASPE y se restringió el territorio de acuerdo con una distancia mínima a centros urbanos, cuerpos de agua, línea de costa, líneas férreas, red vial, ríos y esteros (Díaz, 2009; Ministerio de Energía de Chile, 2014).

La información geoespacial fue procesada a través del software QGIS 2.18. Se procesaron en primer lugar las restricciones técnicas, seguidas de las restricciones ambientales. La información de radiación solar se obtuvo desde el explorador solar de Chile (Explorador Solar, 2017), la que posee una resolución espacial de 1 km. Segundo, se aplicó un filtro de radiación mínima igual a 5 kWh/m²/día en las regiones de Ñuble y del Biobío. Luego, a partir del *DEM* se obtuvo la pendiente de estas regiones y se aplicó un filtro de pendiente no mayor a 4°, que posteriormente se cortó con el archivo obtenido del filtro de la radiación mínima.

Finalmente, desde la página web de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile⁵ se obtuvieron las restricciones ambientales. Se calculó el área de influencia respectiva a los centros urbanos, ríos y esteros, cuerpos de agua, líneas férreas, red vial y línea de costa, que junto con las zonas SNASPE, se le extrajo al territorio obtenido entre el corte de la restricción de la pendiente y radiación mínima. Luego, se calculó el área de los polígonos resultantes, dejando sólo los que poseían más de 15 ha, obteniendo las zonas donde es posible implementar energía solar fotovoltaica.

⁵ Página web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile:
https://www.bcn.cl/siit/mapas_vectoriales

3.1.2. Cálculo del potencial solar fotovoltaico

El cálculo del potencial solar fotovoltaico se realizó según el modelo CLIMIX (Jerez et al., 2015), facilitado por la Universidad de Murcia. Para calcular el potencial solar se estima en primer lugar la eficiencia de una celda fotovoltaica, según la ecuación 1.

$$\eta = P_r * \frac{G}{G_{STC}} \quad (1)$$

Donde:

- P_R = Relación de rendimiento de las celdas fotovoltaicas.
- G = Radiación superficial solar de onda corta (W/m^2).
- G_{STC} = Corresponde a G bajo condiciones de prueba estándar ($1000 W/m^2$).

La variable P_R da cuenta de las pérdidas de energía que pueden tener las celdas fotovoltaicas debido al aumento de la temperatura en éstas, según Jerez *et al.* (2015) esta variable oscila entre 0,7 y 0,8 y se recomienda considerar la constante con un valor de 0,75. La radiación solar de onda corta (G) se obtuvo según 3.1.1.

Luego, el potencial solar fotovoltaico (PS) se obtuvo multiplicando la potencia neta (PV_{pot}) con la eficiencia de las celdas fotovoltaica (η) según la ecuación 2.

$$PS (MW) = PV_{pot} * \eta \quad (2)$$

Donde:

- PS = Potencial solar fotovoltaico (MW).
- PV_{pot} = Potencia neta de la granja fotovoltaica (MW).
- η = Eficiencia de una celda fotovoltaica.

Se consideró como potencia neta de una central fotovoltaica el valor de 3 MW, debido a que es el valor con el que se logra definir proyectos de este tipo, además, coincide con el tamaño de los proyectos evaluados en estas regiones (Ministerio de

Energía de Chile, 2014). Posteriormente, con la herramienta “calculadora raster” en QGIS se multiplicó la potencia neta de la granja fotovoltaica con la eficiencia de una celda fotovoltaica, obteniendo el potencial solar en los lugares óptimos para su implementación.

3.2. Identificación de zonas con potencial eólico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío

La identificación de zonas con un potencial eólico factible para implementar CHB se realizó aplicando restricciones técnico-ambientales al territorio presente en las regiones de Ñuble y del Biobío. Posteriormente, en las zonas identificadas, se calculó el potencial eólico de estas zonas y se realizó una validación con la información actual publicada por el ministerio de energía (Jerez et al., 2015). La Figura 16 muestra un esquema conceptual de los cálculos realizados.

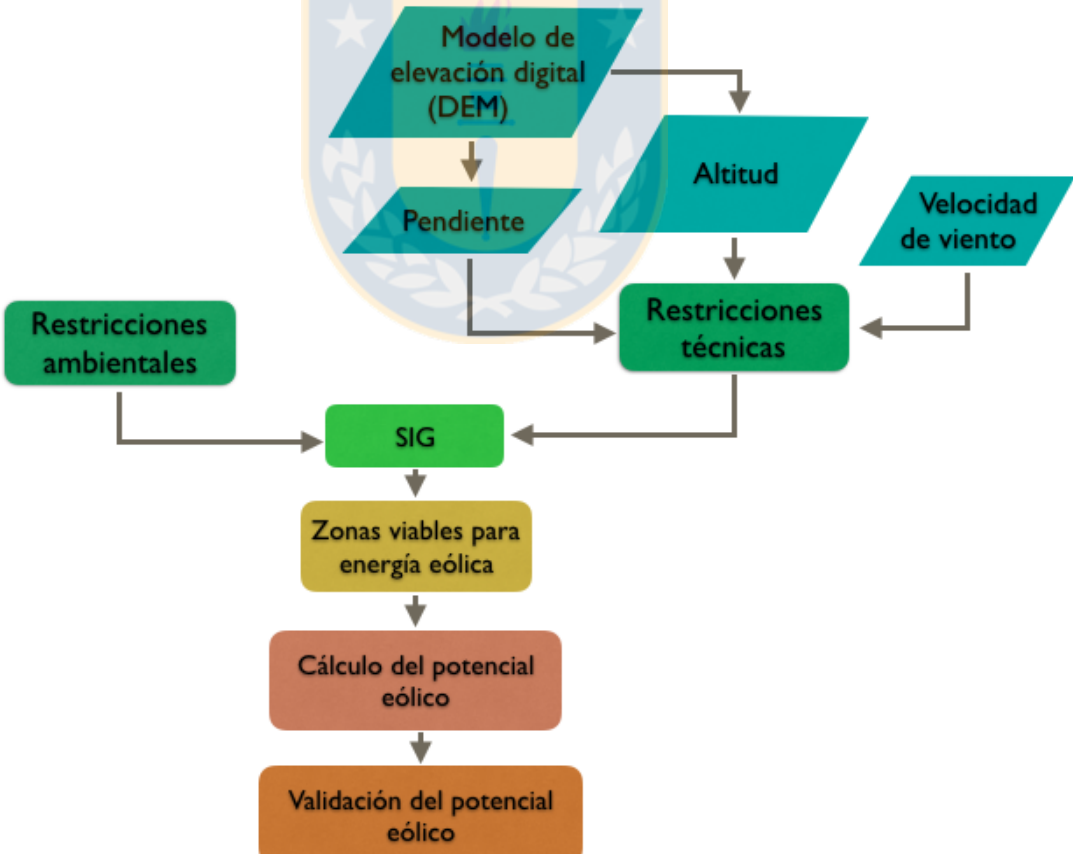


Figura 16: Diagrama de flujo para el cálculo del potencial eólico.

3.2.1. Restricciones técnico-ambientales para energía eólica

Las restricciones técnico-ambientales consideradas para evaluar el potencial eólico se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3: Restricciones técnico-ambientales consideradas para energía eólica.

Factores	Restricción	Tipo de restricción	Referencia
Velocidad de viento	> 7 m/s	Técnica	Gomez et al., 2013
Distancia a centros urbanos	> 500 m	Ambiental	Díaz et al., 2017
Pendiente	< 15°	Técnica	Ministerio de Energía de Chile, 2014
Altitud	< 2.000 m.s.n.m.		
Distancia a cuerpos de agua	> 300 m	Ambiental	
Distancia a ríos y esteros	> 300 m		
Zonas protegidas	SNASPE		
Línea de costa	> 100 m		
Líneas férreas	> 60 m		
Red vial	> 60 m		

Las restricciones técnicas obtenidas se relacionaban a criterios específicos para el funcionamiento de un aerogenerador. La restricción de velocidad de viento está dirigida a la mínima velocidad que debe haber en el territorio para que un aerogenerador funcione eficientemente. La restricción de la pendiente del terreno hace referencia a las condiciones territoriales que facilitan la instalación de este tipo

de energía. Finalmente, la restricción de la altitud del territorio está relacionada a la escasa información bibliográfica sobre proyectos con alturas superiores a los 2.000 metros sobre el nivel del mar y la poca información sobre aerogeneradores que ofrezcan las garantías de operación a grandes elevaciones (Gomez et al., 2013; Ministerio de Energía de Chile, 2014). Además, las restricciones ambientales consideradas para la energía eólica, se deben a criterios legales y/o de conservación del territorio y medio ambiente (Díaz et al., 2017; Ministerio de Energía de Chile, 2014).

La información geoespacial fue procesada a través del software QGIS 2.18. Se procesaron en primer lugar las restricciones técnicas, seguidas de las restricciones ambientales. La información de velocidad de viento se obtuvo desde el explorador eólico de Chile (Explorador Eólico, 2012), la que posee una resolución espacial de 1 km. Segundo, se aplicó un filtro de velocidad de viento mínima igual a 7 m/s en las regiones de Ñuble y del Biobío. Luego, a partir del *DEM* se obtuvo la pendiente de estas regiones y se aplicó un filtro de pendiente no mayor a 15°, que posteriormente se cortó con el archivo obtenido del filtro de la velocidad de viento mínima. Por último, se aplicó un filtro de alturas no mayor a 2.000 metros.

Finalmente, desde la página web de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile⁶ se obtuvieron las restricciones ambientales. Se calculó el área de influencia respectiva a los centros urbanos, ríos y esteros, cuerpos de agua, líneas férreas, red vial y línea de costa, que junto con las zonas SNASPE, se le extrajo al territorio obtenido luego de aplicar las restricciones técnicas, obteniendo las zonas donde es posible implementar energía eólica.

⁶ Página web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile:
https://www.bcn.cl/siit/mapas_vectoriales

3.2.2. Cálculo del potencial eólico

El cálculo del potencial eólico se realizó según el modelo CLIMIX (Jerez et al., 2015), facilitado por la Universidad de Murcia. Se consideraron para este cálculo cuatro aerogeneradores, un aerogenerador estándar definido en el modelo CLIMIX y tres aerogeneradores utilizados ampliamente en Chile (Ministerio de Energía de Chile, 2014), los que se detallan a continuación:

- Aerogenerador Estándar de 3 MW y 100 metros de altura
- Aerogenerador Siemens SWT-101 de 2.3 MW y de 100 metros de altura.
- Aerogenerador VESTAS V-112 de 3 MW y de 100 metros de altura.
- Aerogenerador VESTAS V-126 de 3 MW y de 120 metros de altura.

Para calcular el potencial eólico se estima en primer lugar la eficiencia de un aerogenerador, según la ecuación 3.

$$\eta = \begin{cases} 0, & \text{si } V < V_1 \\ \frac{V^{1,5} - V_1^{1,5}}{V_R^{1,5} - V_1^{1,5}}, & \text{si } V_1 \leq V < V_R \\ 1, & \text{si } V_R \leq V < V_0 \\ 0, & \text{si } V \geq V_0 \end{cases} \quad (3)$$

Donde:

- V = Velocidad de viento (m/s).
- V_1 = Velocidad de arranque del aerogenerador (m/s).
- V_R = Velocidad nominal (m/s).
- V_0 = Velocidad de parada del aerogenerador (m/s).

La variable de velocidad de viento (V) se obtuvo según 3.2.1. Las variables de velocidad de arranque, nominal y parada son específicas de cada aerogenerador evaluado, estas velocidades se detallan en la Tabla 4.

Tabla 4: Velocidades de arranque, nominal y parada de los distintos aerogeneradores evaluados.

Aerogenerador	V_1 (m/s)	V_R (m/s)	V_0 (m/s)	Potencia neta	Referencia
Estándar a 100m	3.5	13	25	3 MW	Jerez <i>et al.</i> , 2015
Siemens SWT-101 a 100m	3	12	20	2.3 MW	The Wind Power, 2018
Vestas V-112 a 100m	3	13	25	3 MW	Vestas Group, 2012
Vestas V-126 a 120m	3	12	22.5	3 MW	

Luego, el potencial eólico (WP) se obtuvo multiplicando la potencia neta (W_{pot}) con la eficiencia de cada aerogenerador (η) calculada anteriormente, según la ecuación 4. La variable de potencia neta (W_{pot}) depende de cada aerogenerador y se encuentran en la Tabla 4.

$$WP \text{ (MW)} = W_{pot} * \eta \quad (4)$$

Donde:

- PS = Potencial solar fotovoltaico (MW).
- PV_{pot} = Potencia neta de la granja fotovoltaica (MW).
- η = Eficiencia de una celda fotovoltaica.

3.3. Validación de los potenciales solares y eólicos

La validación de los potenciales solar fotovoltaico y eólico calculados, se realizó comparando el potencial obtenido (solar o eólico), con las estimaciones del

Ministerio de energía (Explorador Solar, 2017; Explorador Eólico, 2012), utilizando el error porcentual medio absoluto (*MAPE*, por sus siglas en inglés) según la ecuación 5.

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n |Real_i - Calculado_i| \times 100}{Real_i \times n} \quad (5)$$

Adicionalmente se agruparon los potenciales en tres zonas: cordillera de la costa, depresión intermedia y cordillera de los Andes, para su comparación con lo publicado por el ministerio de energía; y en el caso de la energía eólica se utilizaron potenciales eólicos obtenidos de los aerogeneradores Siemens SWT-101; VESTAS V-112 y VESTAS V-126.

3.4. Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía con CHB en zonas con potencial solar fotovoltaico y eólico

La estimación de la capacidad de almacenamiento de energía de las CHB en las áreas con potencial solar fotovoltaico o eólico se realizó según el esquema mostrado en la Figura 17.

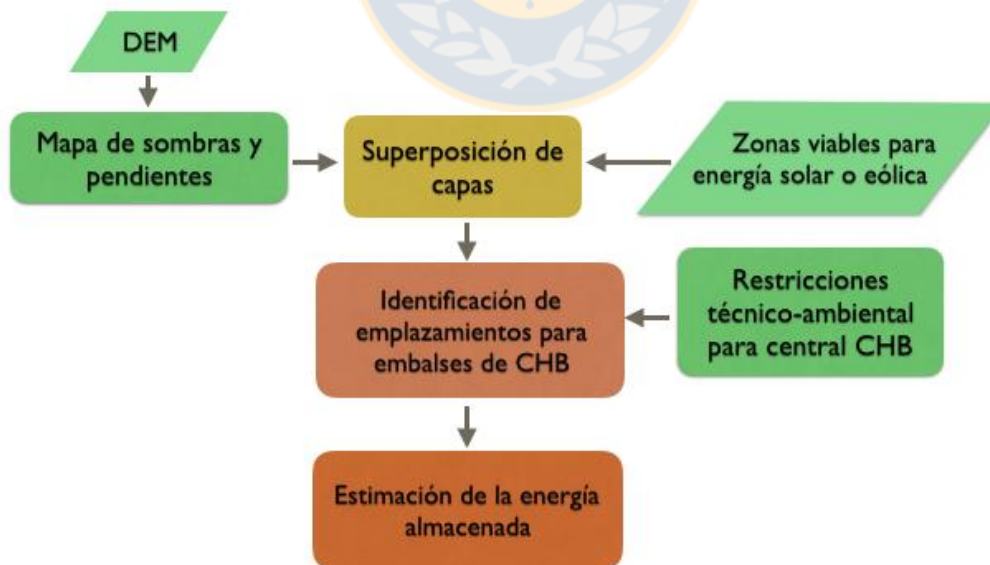


Figura 17: Diagrama de flujo para la estimación de la energía almacenada por las CHB.

3.4.1. Restricciones técnico-ambientales para centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB)

Las restricciones técnico-ambientales utilizadas para ubicar los emplazamientos de las CHB se detallan en la Tabla 5.

Tabla 5: Restricciones técnico-ambientales consideradas para CHB.

Factores	Restricción	Tipo de restricción	Referencia
Zonas protegidas	SNASPE	Ambiental	Ministerio de Energía de Chile, 2014
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	> 60 m		
CHB con agua de mar			
Línea de costa	<= 7 km	Técnica	López, 2015
Diferencia altura entre embalses	> 100 m < 1500 m		
CHB convencional			
Diferencia altura entre embalses	> 90 m < 500 m	Técnica	Jiménez, 2012
Capacidad de almacenamiento	>= 2 hm ³ <= 200 hm ³		
Relación L/H de los embalses	Gran carga hidráulica (350-450 m): 10-12 Baja carga hidráulica (100-200 m): 4-5		

Estas restricciones fueron obtenidas de dos documentos. En el primero, Ministerio de Energía de Chile (2014) plantea el desarrollo de la energía hidroeléctrica y en el segundo, Jiménez (2012) plantea el desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo, ambos para Chile. Además, se consideró una entrevista realizada por López (2015) a Francisco Torrealba, co-fundador y gerente de la primera CHB-solar en Chile, el proyecto “Espejo de Tarapacá” de la empresa Valhalla Energía.

3.4.2. Identificación de emplazamientos para embalses de CHB

Se creó un modelo de pendiente y un modelo de sombras (*hillshades*) de las regiones de Ñuble y del Biobío a partir del *DEM* de estas regiones. La superposición de ambos permitió delimitar las zonas altas y bajas del territorio, las depresiones naturales y la distancia entre ellas. Luego se superpuso con las zonas viables para implementar energía solar o eólica, permitiendo identificar zonas de búsqueda para construir embalses. Luego, se utilizó la herramienta “*Qgis2threejs*” de QGIS, que permitió identificar depresiones naturales donde podría emplazarse un embalse. La Figura 18 muestra un ejemplo de este proceso.

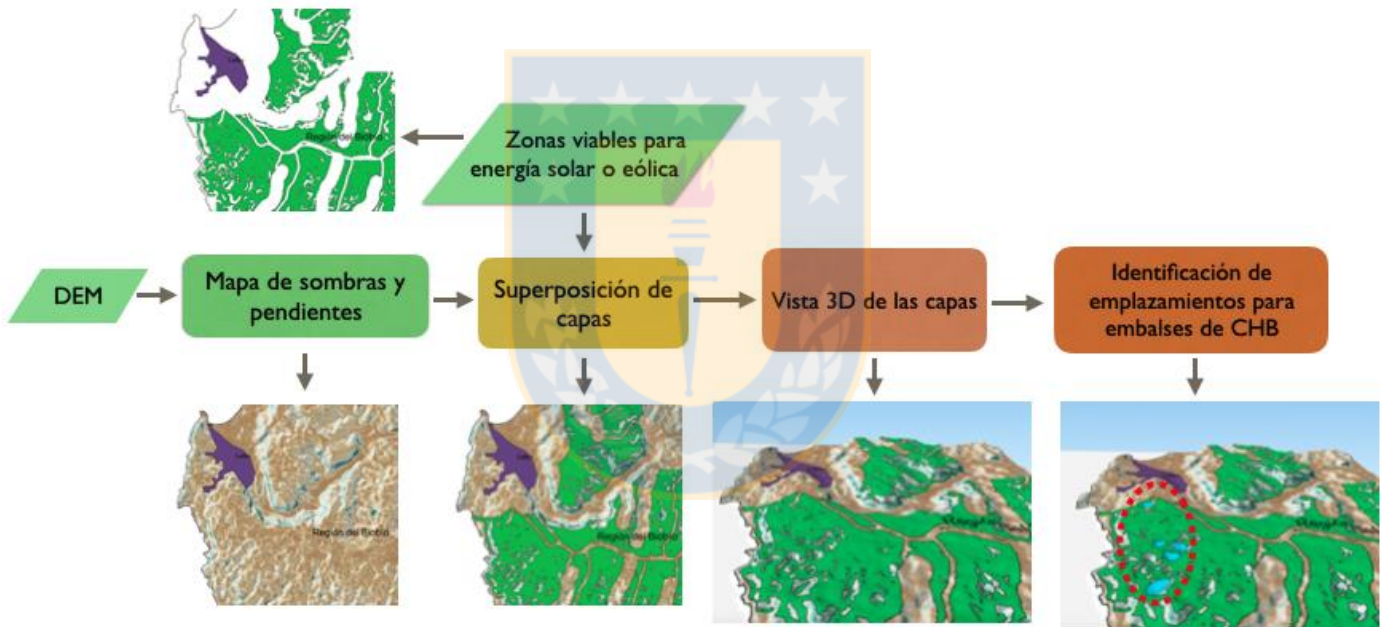


Figura 18: Ejemplo del proceso de identificación de embalses para CHB.

Adicionalmente, la energía solar fotovoltaica o eólica disponible para el complemento de las CHB se consideró como la suma de los potenciales estimados en 3.1 y 3.2, utilizando una distancia máxima (*buffer*) de 5 km alrededor de los embalses identificados.

3.4.3. Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía de los embalses identificados

El cálculo de la capacidad de almacenamiento de energía se realizó según la metodología propuesta por Hermosin (2016), para los embalses superiores. Lo anterior se muestra en la ecuación 6.

$$\text{Energía almacenada (kWh)} = \frac{V \times h \times \rho \times g \times 10^{-3}}{3600} \quad (6)$$

Donde:

- V = Volumen del embalse (m^3).
- h = Diferencia de altura entre embalses (m).
- ρ = Densidad del agua (1000 kg/m^3 para agua dulce y 1027 kg/m^3 para agua salada).
- g = Aceleración de gravedad ($9,8 \text{ m/s}^2$).

El volumen de los embalses se calculó como el producto entre el área y la profundidad promedio. El área fue obtenida desde la superposición de los modelos de pendiente y sombra y, la profundidad promedio se obtuvo a partir del *DEM*, definida como la diferencia entre la elevación máxima del embalse y la elevación promedio.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Identificación de zonas con potencial solar fotovoltaico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío

La Figura 19 muestra los resultados obtenidos tras aplicar las restricciones técnico-ambientales para implementar energía solar fotovoltaica en las regiones de Ñuble y del Biobío. Las zonas óptimas se concentraron en la depresión intermedia, aumentando a medida que se acerca al límite norte de la región del Ñuble. Además, al aplicar la restricción técnica, se observa que en la región del Biobío desaparecen las zonas de interés para implementar energía solar fotovoltaica.

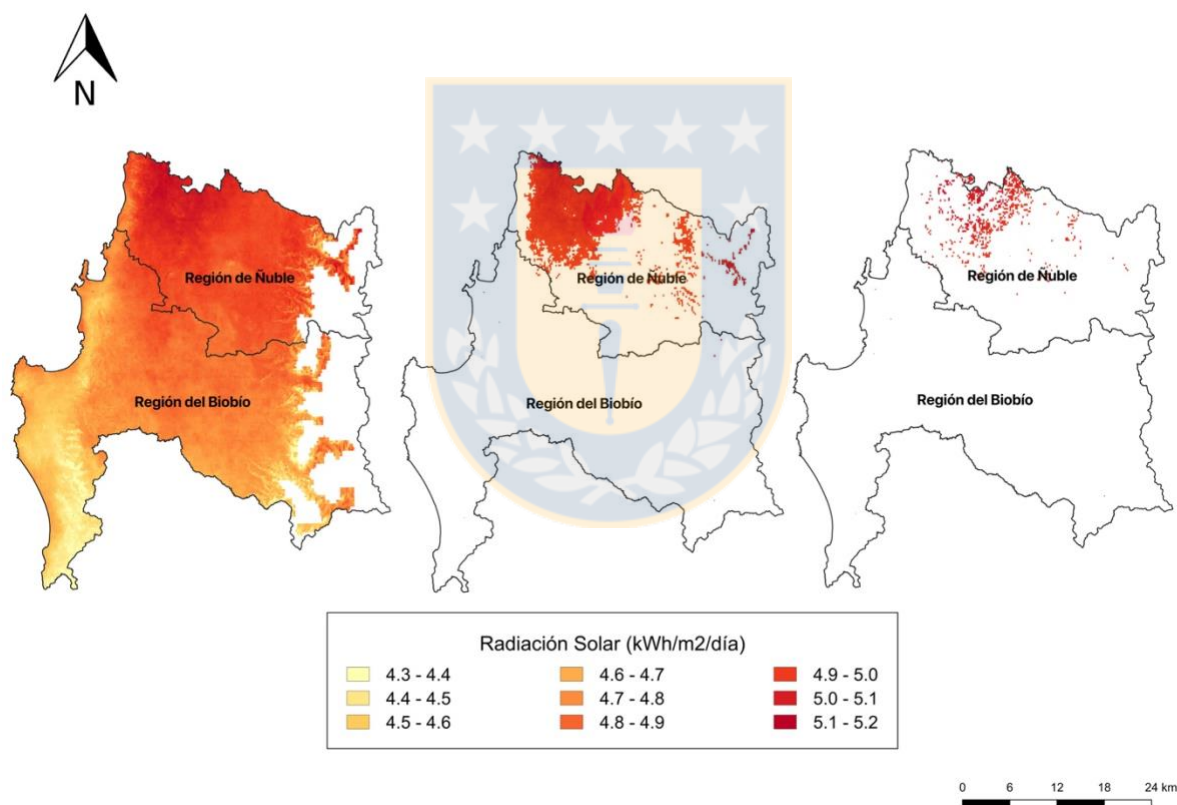


Figura 19: Áreas potenciales para implementar energía solar fotovoltaica. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).

La Tabla 6 muestra las áreas disponibles para implementar energía solar fotovoltaica, luego de aplicar las restricciones ambientales y técnicas. Se observa que el filtro más importante corresponde a las restricciones técnicas, el cual permitió acotar una gran extensión del territorio, dejando zonas disponibles principalmente en la región de Ñuble (81.886 ha) y una reducida área para la región del Biobío (62 ha).

Tabla 6: Superficie del área de estudio por rango de radiación sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT-RA).

Región	Radiación solar (kWh/m ² /día)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)	Región	Radiación solar (kWh/m ² /día)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)
Región de Ñuble	4,3 – 4,4	743	-	-	Región del Biobío	4,3 – 4,4	28.851	-	-
	4,4 – 4,5	2.724	-	-		4,4 – 4,5	136.826	-	-
	4,5 – 4,6	3.219	-	-		4,5 – 4,6	243.068	-	-
	4,6 – 4,7	9.039	-	-		4,6 – 4,7	391.657	-	-
	4,7 – 4,8	28.356	-	-		4,7 – 4,8	617.141	-	-
	4,8 – 4,9	930.913	-	-		4,8 – 4,9	988.491	-	-
	4,9 – 5,0	890.670	-	-		4,9 – 5,0	856.123	-	-
	5,0 – 5,1	327.516	110.966	65.139		5,0 – 5,1	3.219	221	62
	5,1 – 5,2	101.412	25.865	16.747		5,1 – 5,2	-	-	-

4.1.1. Potencial solar fotovoltaico

El cálculo del potencial solar fotovoltaico se realizó en las zonas después de aplicadas las restricciones técnico-ambientales. La Figura 20 muestra el potencial solar fotovoltaico, el cual disminuye de norte a sur y, varía entre los 469 kW y 481 kW por km², sumando un total de 319,73 MW. Además, los máximos potenciales se

encuentran en la depresión intermedia, cerca de las ciudades de Quirihue, Ninhue, y el límite con la región del Maule.

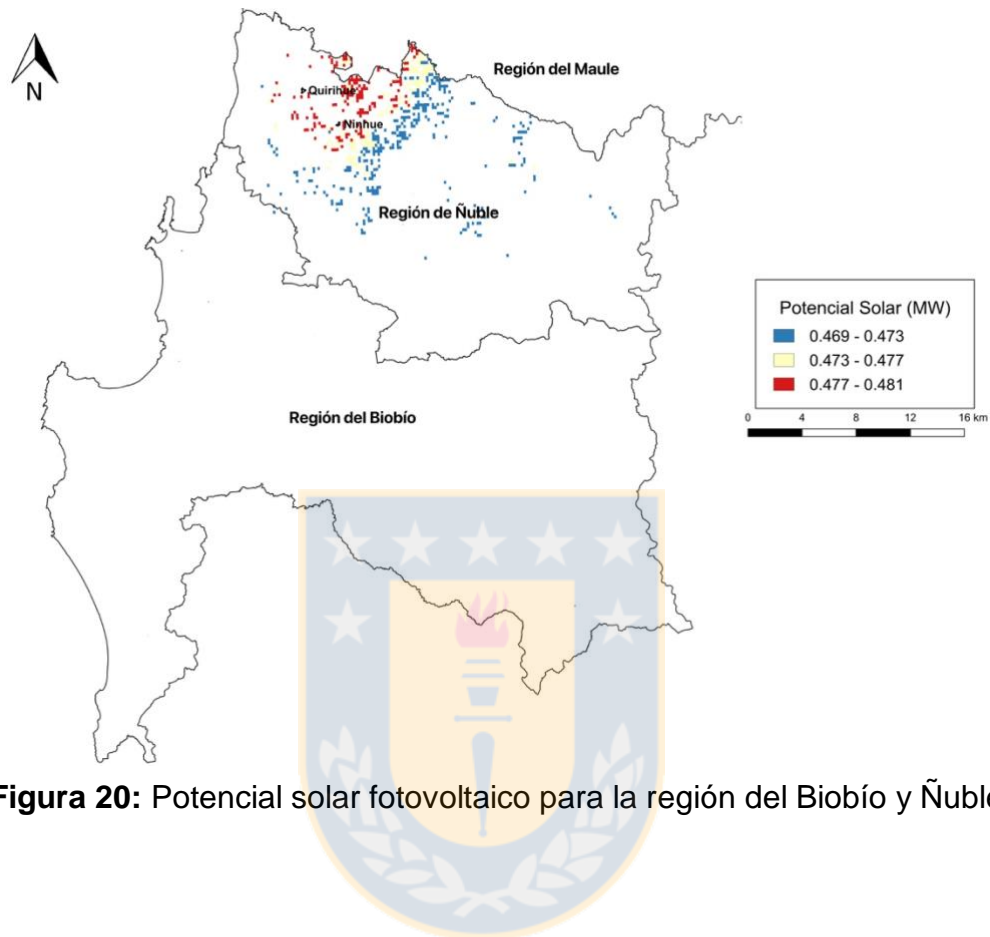
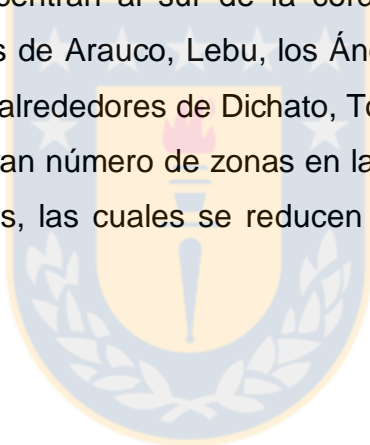


Figura 20: Potencial solar fotovoltaico para la región del Biobío y Ñuble.

4.2. Identificación de zonas con potencial eólico para implementar CHB, en las regiones de Ñuble y del Biobío

La Figura 21 y Figura 22 presentan las zonas donde es posible implementar energía eólica en las regiones de Ñuble y del Biobío, considerando velocidades de viento a 100 metros y 120 metros de altura respectivamente. Se observa un mayor número de áreas para una altura de 120 m, debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura.

En la región de Ñuble las zonas aptas para generación eólica se concentran en las cercanías de las ciudades de Quirihue, al oeste de Coelemu, en los alrededores de la ciudad de Quillón y en la cordillera de los Andes. En el caso de la región del Biobío, los lugares se concentran al sur de la cordillera de los Andes, en los alrededores de las ciudades de Arauco, Lebu, los Ángeles (zona sur de la región del Biobío), además, en los alrededores de Dichato, Tomé y Florida (zona norte de la región). Se observa un gran número de zonas en la cordillera de los Andes tras aplicar restricciones técnicas, las cuales se reducen drásticamente al aplicar las restricciones ambientales.



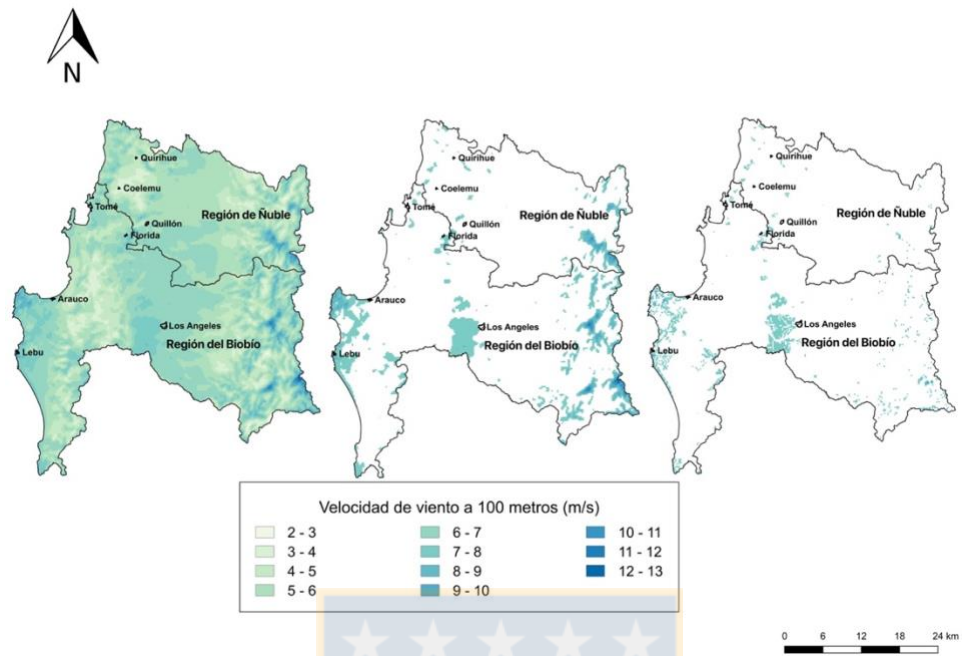


Figura 21: Áreas potenciales para implementar energía eólica considerando la velocidad del viento a 100 metros de altura. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).

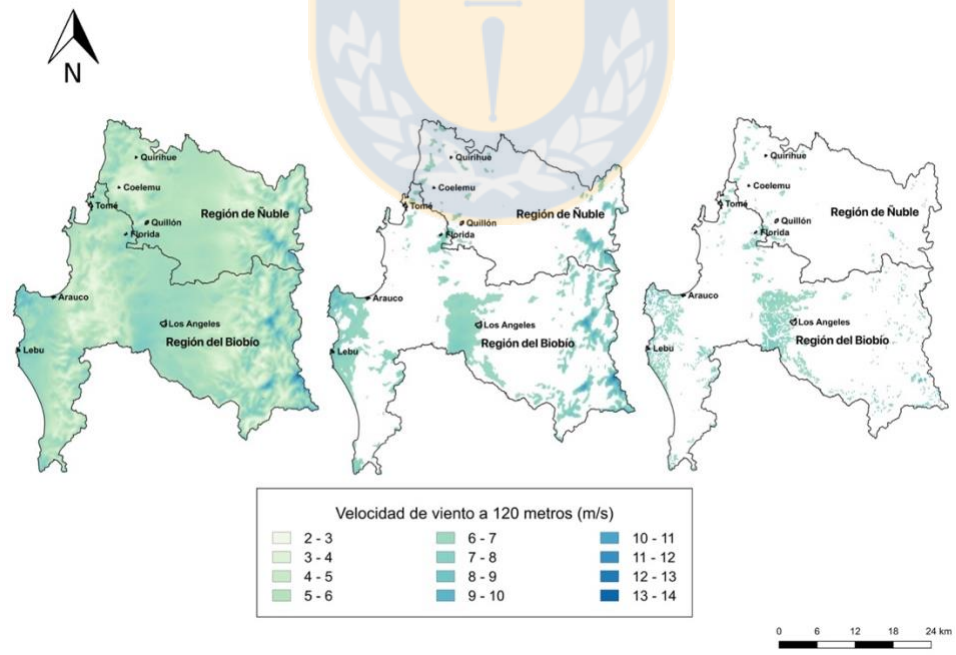


Figura 22: Áreas potenciales para implementar energía eólica considerando la velocidad del viento a 120 metros de altura. Áreas sin restricciones (izq.) con restricción técnica (centro) y considerando restricciones técnico-ambientales (der.).

La Tabla 7 muestra la reducción del área disponible para implementar energía eólica para velocidades de viento a 100 metros de altura y la Tabla 8, para velocidades de viento a 120 metros de altura, notar que las restricciones técnicas fueron las que acotaron mayoritariamente el territorio. El área total disponible para implementar energía eólica en la región de Ñuble es de 17.141 ha y 25.437 ha, para 100 m y 120 m de altura respectivamente; mientras que en la región del Biobío es de 93.452 ha y 127.376 ha, en el caso de 100m y 120m respectivamente.

Tabla 7: Superficie del área de estudio por rango de velocidad de viento a 100 metros de altura sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT y RA).

Región	Velocidad de viento (m/s)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)	Región	Velocidad de viento (m/s)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)
Región de Ñuble	2 – 3	1.487	-	-	Región del Biobío	2 – 3	3.098	-	-
	3 – 4	80.783	-	-		3 – 4	128.485	-	-
	4 – 5	294.760	-	-		4 – 5	507.250	-	-
	5 – 6	1.095.530	-	-		5 – 6	1.394.007	-	-
	6 – 7	1.078.184	-	-		6 – 7	1.376.909	-	-
	7 – 8	66.782	20.940	15.419		7 – 8	348.657	100.154	72.996
	8 – 9	21.930	2.630	1.620		8 – 9	70.004	25.640	17.914
	9 – 10	10.036	259	101		9 – 10	17.966	3.962	2.193
	10 - 11	1.487	1	1		10 - 11	8.921	535	234
	11 – 12	-	-	-		11 – 12	2.478	116	114
12 - 13	-	-	-	12 - 13	743	1	1		

Tabla 8: Superficie del área de estudio por rango de velocidad de viento a 120 metros de altura sin aplicar restricciones (SR), considerando restricciones técnicas (RT) y técnico-ambientales (RT y RA).

Región	Velocidad de viento (m/s)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)	Región	Velocidad de viento (m/s)	SR (ha)	RT (ha)	RT y RA (ha)
Región de Ñuble	2 – 3	991	-	-	Región del Biobío	2 – 3	1.613	-	-
	3 – 4	53.670	-	-		3 – 4	81.960	-	-
	4 – 5	246.867	-	-		4 – 5	421.545	-	-
	5 – 6	576.892	-	-		5 – 6	712.465	-	-
	6 – 7	625.992	-	-		6 – 7	1.109.385	-	-
	7 – 8	82.885	29.685	22.128		7 – 8	531.311	134.900	97.121
	8 – 9	25.242	4.581	3.109		8 – 9	105.917	36.252	25.756
	9 – 10	12.768	572	197		9 – 10	24.986	6.564	3.852
	10 - 11	2.404	9	3		10 - 11	9.622	963	433
	11 – 12	-	-	-		11 – 12	3.957	194	191
	12 - 13	-	-	-		12 - 13	799	23	23
	13 - 14	-	-	-		13 - 14	248	-	-

4.2.1. Potencial eólico

El cálculo del potencial eólico se realizó para las zonas obtenidas después de aplicadas las restricciones técnico-ambientales, la Figura 23 muestra el potencial eólico disponible considerando un aerogenerador estándar. Se observa que los potenciales varían entre los 0,8 MW y 2,0 MW por km², sumando un total de 127 MW para la región de Ñuble y 1.486 MW para la región del Biobío.

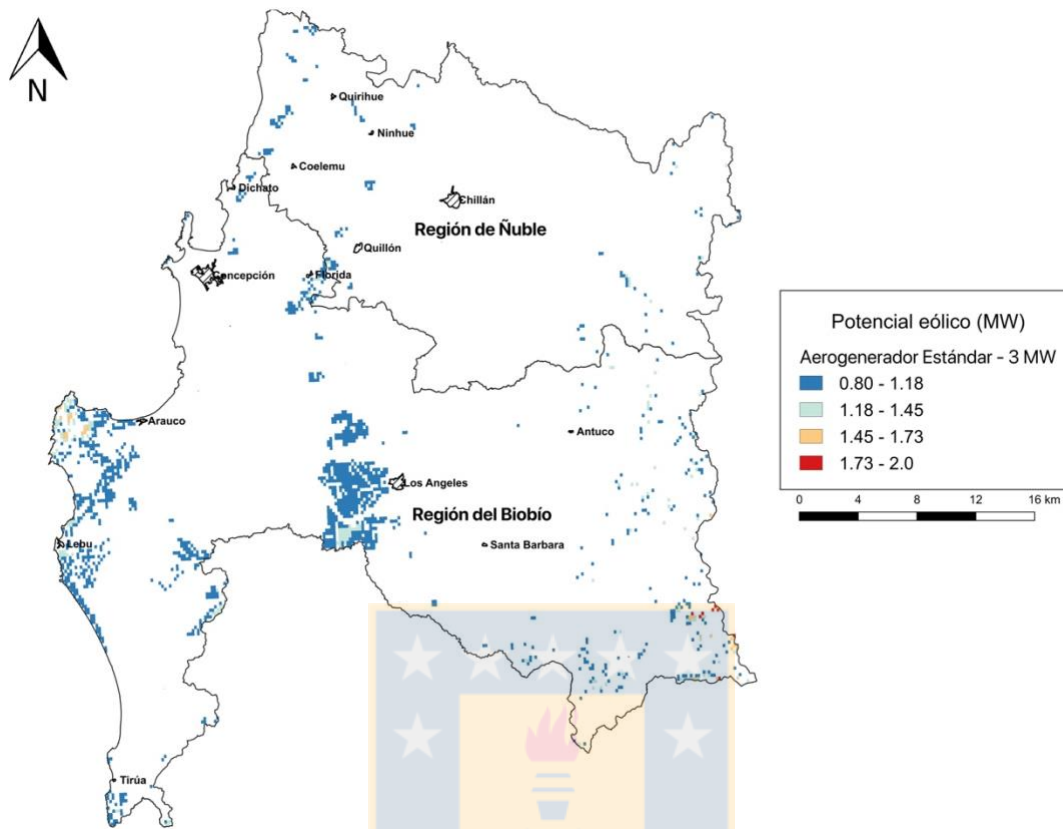


Figura 23: Potencial eólico de un aerogenerador estándar en las regiones de Ñuble y del Biobío en zonas aptas para su implementación.

La Tabla 9 muestra una comparación entre el potencial eólico obtenido para el aerogenerador estándar y los aerogeneradores Siemens SWT-101; Vestas V-112 y Vestas V-126 (la distribución espacial de los potenciales para estos aerogeneradores se muestra en la Figura 1, 2 y 3 de la sección anexos), agrupados por región. Se observa que la región del Biobío es la que posee los potenciales eólicos más elevados en comparación con la región de Ñuble, principalmente en las comunas de Arauco, Lebu, Los Ángeles, Negrete y la zona alta de la cordillera de los Andes, en la comuna de Alto Biobío (la distribución del potencial eólico por comuna y tipo de aerogenerador se muestra en la tabla 1 de la sección anexos). Además, los mayores potenciales se obtienen con el aerogenerador Vestas V-126 de 120m de altura. Entre los aerogeneradores de 100m de altura, Vestas V-112 es el que posee los mayores potenciales.

Tabla 9: Potenciales eólicos obtenidos por región y según modelo de aerogenerador evaluado.

Región	Potencial Eólico a 100m			Potencial Eólico a 120m
	P.E.A. Estándar (MW)	P.E.A. Siemens SWT-101 (MW)	P.E.A. Vestas V-112 (MW)	P.E.A. Vestas V-126 (MW)
Ñuble	127	119	135	308
Biobío	1401	1230	1491	2928

4.3. Validación de los potenciales solares y eólicos calculados

La validación del potencial solar fotovoltaico se realizó sólo en la región del Ñuble, el error porcentual medio absoluto obtenido en la zona de la cordillera de la costa es de 2,7%, mientras que, en la depresión intermedia es de 2,5% y en la cordillera de los Andes es de 1,7%, como se observa en la Tabla 10. El error promedio total obtenido para el potencial solar calculado es de 2,3% considerado aceptable.

En caso del potencial eólico, el error promedio total obtenido fue de 14,7%. En la región de Ñuble el aerogenerador que presentó un menor error medio absoluto (13,2%) fue el Siemens SWT-101-2.3 MW y Vestas V112-3 MW (13,3%) en la región del Biobío. La Tabla 10 muestra los errores porcentuales medio absoluto de los potenciales solares y eólicos calculados por región.

El error observado en el cálculo del potencial eólico se debe a que la estimación realizada por el ministerio de energía corresponde al promedio de las potencias horarias estimadas en un año y en el caso de este trabajo sólo se estimó un valor promedio anual.

Tabla 10: Error porcentual medio absoluto asociado a los potenciales solares y eólicos calculados por región.

Región	Tipo de energía	Modelo de aerogenerador	Cordillera de la costa	Depresión intermedia	Cordillera de los Andes	Promedio
Ñuble	Solar fotovoltaica	-	2,7%	2,5%	1,7%	2,3%
	Eólica	Siemens SWT-101- 2.3 MW	2,4%	7,3%	30,0%	13,2%
		Vestas V112-3MW	13,6%	11,8%	21,0%	15,4%
		Vestas V126-3MW	7,1%	6,6%	28,7%	14,1%
Biobío	Eólica	Siemens SWT-101- 2.3 MW	8,4%	7,2%	32,6%	16,1%
		Vestas V112-3MW	8,5%	16,7%	14,8%	13,3%
		Vestas V126-3MW	8,6%	9,5%	29,2%	15,8%
					Promedio	14,7%

4.4. Estimación de la capacidad de almacenamiento de energía con CHB en zonas con potencial solar fotovoltaico y eólico

4.4.1. Identificación de embalses para CHB complementadas con energía solar fotovoltaica

El potencial solar disponible se concentra en la depresión intermedia de la región de Ñuble, zona que no presenta diferencias de altura importantes (mayores a 100 m), sin embargo, se identificaron dos zonas que cumplen con este criterio para la implementación de CHB convencionales. La primera se encuentra cerca de la ciudad de Quirihue y la segunda se encuentra cerca de la ciudad de San Fabián de Alico donde es posible emplazar tres embalses, dos altos y uno bajo (cercano a la actual construcción del embalse Punilla⁷). Por otra parte, no se lograron identificar embalses para CHB con agua de mar debido a que no hay potencial solar en la costa para complementar estas centrales. La Figura 24 muestra la ubicación de las zonas identificadas.

La identificación de CHB convencionales contempla el emplazamiento de 2 embalses (uno alto y uno bajo) y la utilización de agua dulce para el funcionamiento. En las zonas identificadas se distinguen potenciales conflictos socio-ambientales que podrían dificultar la implementación de este tipo de centrales. En la zona 1, existen actualmente problemas asociados a la escasez hídrica y conflictos con la disponibilidad de agua para el regadío, por lo que la utilización de agua dulce para la generación eléctrica es una opción poco viable. Por otro lado, los embalses identificados en la zona 2 se ubican al costado del río Ñuble, que actualmente se encuentra con déficit hídrico y, además, están cerca del embalse Punilla, que interviene al mismo río y ha tenido una fuerte oposición por parte de la población.

⁷ Descripción del proyecto de embalse punilla.

http://www.concesiones.cl/proyectos/Paginas/detalle_adjudicacion.aspx?item=176

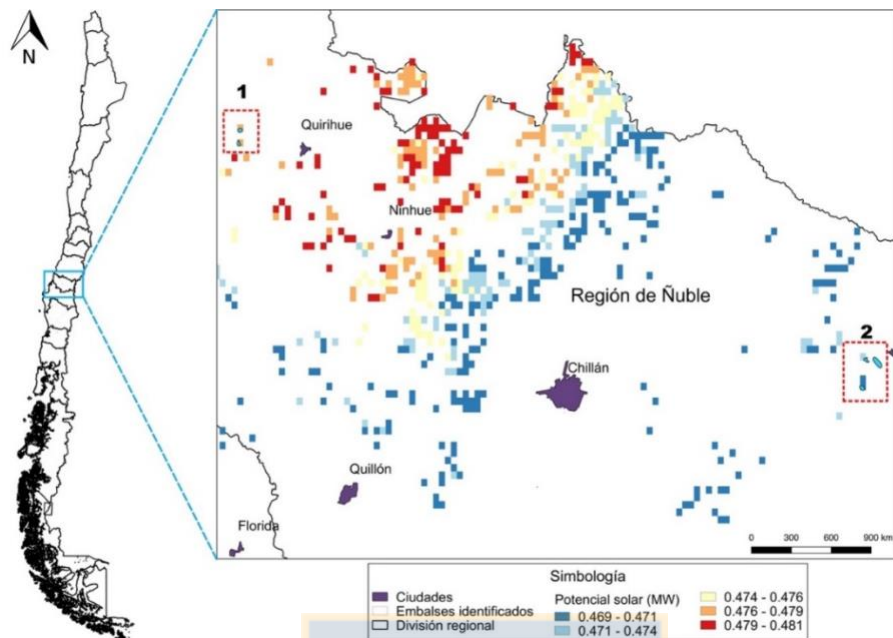


Figura 24: Embalses identificados para CHB complementadas con energía solar fotovoltaica.

4.4.2. Energía almacenada por las CHB complementadas con energía solar fotovoltaica

La Tabla 11 muestra la energía posible de almacenar para los embalses identificados en las 2 zonas de la región de Ñuble, además, del potencial solar cercano (considerando un área de influencia de 2 km) a los embalses. La CHB convencional identificada en la zona 1 permite almacenar 1.098 MWh, equivalente al consumo residencial del año 2018 de la comuna de Alto Biobío⁸ (≈ 5.900 habitantes⁹). Por otro lado, las CHB convencionales identificadas en la zona 2 permiten almacenar 9.686 MWh, equivalente al consumo residencial del año 2018 de la comuna de Yungay¹⁰ (≈ 16.814 habitantes¹¹).

⁸⁻¹⁰ Según datos de la Comisión Nacional de Energía, en la página web de Energía Abierta. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241686/consumo-electrico-anual-por-comuna-y-tipo-de-cliente/>

⁹⁻¹¹ Según resultados del Censo de 2017 de Chile. <https://resultados.censo2017.cl/Region?R=R08>

Tabla 11: Energía almacenada por las CHB y potencial solar fotovoltaico disponible para su complemento.

Región	Zonas	Nº de embalses	Tipo de embalse	Energía almacenada (MWh)	Potencial solar disponible (MW)
Ñuble	1	2	Alto	1.098	0,95
			Bajo	-	
	2	3	Alto	2.583	1,41
			Alto	7.103	
			Bajo	-	

Si bien, los embalses identificados pueden almacenar una cantidad importante de energía, el potencial solar aledaño es bastante inferior; menor a 1,41 MW, muy por debajo de los 600 MW que instalará el proyecto Valhalla, por ejemplo, donde la potencia solar duplica la capacidad de la CHB. Por lo tanto, un potencial disponible de 1,41 MW difícilmente podría entregar la energía necesaria para alimentar el sistema de bombeo, resultando no recomendable implementar CHB con energía solar en estas zonas.

4.4.3. Identificación de embalses para CHB complementadas con energía eólica

Se identificaron 25 CHB eólicas convencionales, es decir, que consideran la utilización de dos embalses y 21 CHB con agua de mar (considera el uso de sólo un embalse alto y el mar como contra embalse). La Figura 25 la muestra las CHB eólicas convencionales identificadas en la región de Ñuble y Biobío.

En el caso de la región Ñuble se identificaron 3 zonas donde se puede implementar CHB eólicas convencionales. La zona 1 se ubica entre las ciudades de Cobquecura y Quirihue. La zona 2 se ubica en la cordillera de los Andes, cerca de la ciudad de San Fabián de Alico. Por último, la zona 3 se ubica en la cordillera de la costa, cerca de la ciudad de Coelemu. En la región del Biobío se identificaron 7 zonas donde es

posible implementar CHB eólicas convencionales. Las zonas 4 y 5 se ubican en la cordillera de la costa, entre las ciudades de Arauco y Lebu. La zona 6 se ubica entre la cordillera de la costa y la depresión intermedia, cerca de la ciudad de los Ángeles. Las zonas 7, 8, 9 y 10 se ubican a lo largo de la cordillera de los Andes.

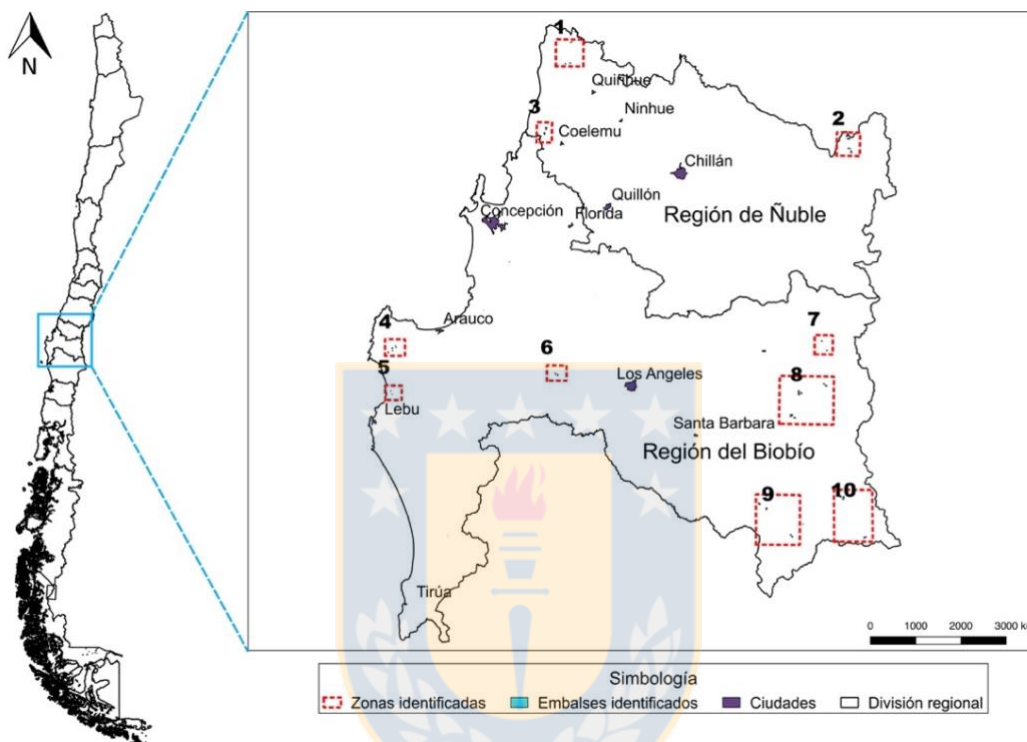


Figura 25: Embalses identificados para CHB convencional complementadas con energía eólica.

En las zonas identificadas para CHB convencionales complementadas con energía eólica, se distinguen potenciales conflictos socio-ambientales que podrían dificultar la implementación de este tipo de centrales. En la zona 1, existen conflictos con pueblos indígenas, los cuales podrían verse afectados por la instalación de estas centrales. Además, junto con la zona 3, se encuentra con déficit hídrico, el que se ha incrementado en los últimos años afectando en la disponibilidad de agua para la población de los sectores apartados y rurales de las comunas de Quirihue, Ninhue y Coelemu, dificultando la implementación de estas centrales por la disponibilidad de agua dulce (Orbita Noticias, 2019; INDH, 2012). En las zonas 4 y 5 se encuentra

la presencia de distintas comunidades indígenas que pudiesen verse afectadas, además, de encontrarse con déficit hídrico, el que afecta a la población rural de las comunas de Arauco y Lebu. Por último, en las zonas 7, 8 ,9 y 10, es conocida la presencia de comunidades indígenas que han sido afectadas por antiguos proyectos (INDH, 2012), por lo que se vuelve necesario realizar estudios posteriores que pudiesen analizar los impactos que implicaría la implementación de estas centrales a las comunidades indígenas existentes en la zona y el efecto que podría tener sobre la disponibilidad de agua.

Las CHB con agua de mar se ubicaron sólo en la región del Biobío, con un total 21 embalses que se agruparon en 4 zonas. La zona 1 se ubica cerca de la ciudad de Concepción. La zona 2 se ubica entre las ciudades de Arauco y Lebu, siendo la que posee la mayor cantidad de embalses. La zona 3 se ubica cerca de la ciudad de Lebu. Por último, la zona 4 se ubica cerca de la ciudad de Tirúa. En la Figura 26 se puede apreciar los embalses identificados para CHB con agua de mar complementadas con energía eólica.

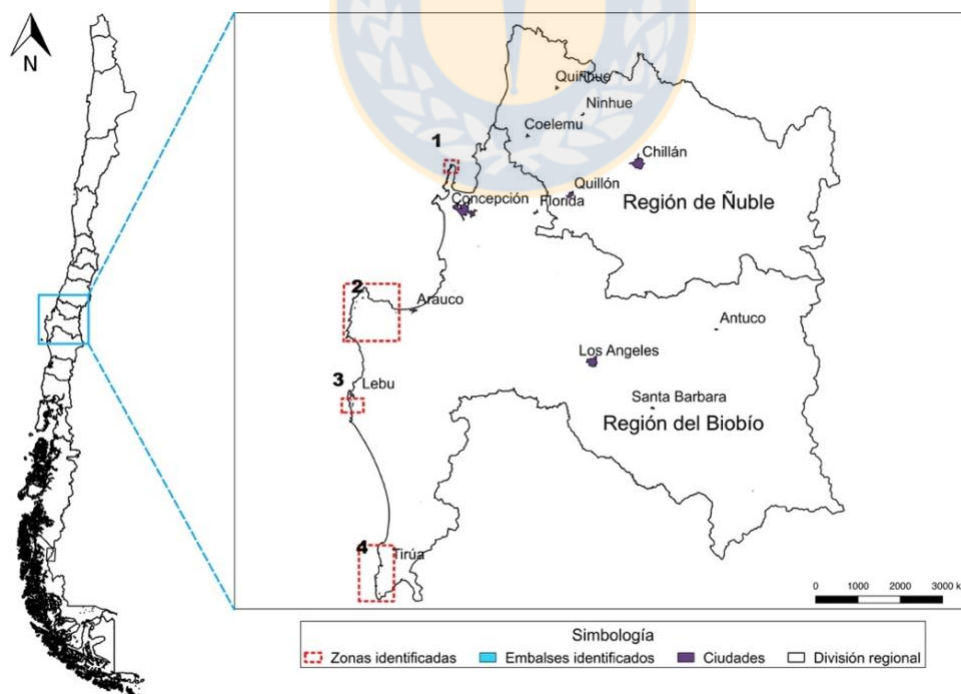


Figura 26: Embalses identificados para CHB con agua de mar complementadas con energía eólica.

Para las CHB con agua de mar se contempla la creación de sólo un embalse alto y la utilización del mar como contraembalse. Es por esto y, por la utilización de agua de mar y no de agua dulce que resultan ser una opción más interesante de analizar que las CHB convencionales. De igual forma, existen conflictos sociales y ambientales en las zonas identificadas que pueden dificultar su implementación. La zona 1 se encuentra en el Santuario de la Naturaleza Península de Hualpén, lugar que ha tenido una fuerte reacción por parte de la población a los proyectos inmobiliarios y de energía eólica que se pretenden instalar en la zona, principalmente por su condición de Santuario de la Naturaleza. Por otro lado, en las zonas 2, 3 y 4 hay presencia de comunidades indígenas que podrían verse afectadas por la construcción de estas centrales (INDH, 2012). Es por lo anterior, que resulta necesario la realización de estudios relacionados con la factibilidad económica y ambiental para la implementación de las CHB, pudiendo prevenir los posibles impactos.

4.4.4. Energía almacenada por las CHB complementadas con energía eólica

La Tabla 12 y la Tabla 13 muestran la energía posible de almacenar por los embalses identificados. Además, muestra el potencial eólico disponible aledaño (P.E.A.) a los embalses según cada aerogenerador evaluado. Los embalses pueden almacenar una importante cantidad de energía, desde 44 MWh hasta 17.116 MWh para CHB convencionales y, desde 153 MWh hasta 14.981 MWh para CHB con agua de mar. Los potenciales eólicos disponibles para el complemento van desde 0,87 MW hasta 16,8 MW por km², considerando el aerogenerador Vestas V-112 a 100m de altura y 1,38 MW hasta 13,28 MW por km² para el aerogenerador Vestas V-126 a 120m de altura.

Los embalses identificados para CHB convencionales en la región de Ñuble pueden almacenar 26.548 MWh, equivalente al consumo residencial del año 2018 de la

comuna de San Carlos¹² (≈ 53.024 habitantes¹³). Por otro lado, con los embalses identificados en la región del Biobío es posible almacenar 99.739 MWh, equivalente al consumo residencial del año 2018 de las comunas de Hualpén y Chiguayante¹⁴ (≈ 177.711 habitantes¹⁵). Los embalses identificados para CHB con agua de mar pueden almacenar 31.329 MWh, equivalente al consumo residencial del año 2018 de las comunas de Arauco y Lebu¹⁶ (≈ 61.779 habitantes¹⁷).

Tabla 12: Energía almacenada por las CHB convencionales y el potencial eólico disponible para su complemento.

Región	Zonas	Nº de CHB	Energía almacenada (MWh)	Potencial Eólico a 100m			Potencial Eólico a 120m
				P.E.A. Estándar (MW)	P.E.A. Vestas V-112 (MW)	P.E.A. Siemens SWT-101 (MW)	P.E.A. Vestas V-126 (MW)
Ñuble	1	2	552	4,69	5,03	4,42	7,12
			415	4,53	4,87	4,28	5,96
	2	3	1.492	1,08	1,14	1,00	1,38
			17.116				
			1.242				
	3	2	3.577	6,72	7,18	6,30	7,47
			415				
Total		7	24.809				
Biobío	3	1	1.739	-	-	-	6,02
	4	3	612	9,09	9,68	8,51	13,28
			702				
			240				
	5	1	44	8,16	8,67	7,62	10,83
	6	1	2.345	-	-	-	4,61
	7	2	4.850	2,30	2,43	2,13	2,92
10.824			3,05	3,24	2,85	3,94	

¹²⁻¹⁴⁻¹⁶ Según datos de la Comisión Nacional de Energía, en la página web de Energía Abierta. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241686/consumo-electrico-anual-por-comuna-y-tipo-de-cliente/>

¹³⁻¹⁵⁻¹⁷ Según resultados del Censo de 2017 de Chile. <https://resultados.censo2017.cl/Region?R=R08>

8	5	5.781	1,31	1,36	1,20	1,62
		15.400	3,21	3,38	2,98	4,09
		13.942				
		8.621	0,92	0,99	0,87	2,37
		12.842				
9	3	6.793	-	-	-	1,76
		2.662	1,98	2,11	1,85	4,42
		2.591	3,30	3,49	3,06	9,43
10	2	7.671	16,04	16,80	14,85	6,15
		3.819	7,75	8,18	7,17	11,22
Total	18	101.478				

Los embalses que permiten almacenar la mayor cantidad de energía para CHB convencionales se ubican principalmente en la cordillera de los Andes, debido a las grandes diferencias de alturas que presentan estas zonas. Por otro lado, los potenciales eólicos más elevados para el complemento de estas centrales se encuentran principalmente entre las comunas de Arauco y Lebu (zona 4 y zona 5), y en la zona 10, ubicada en la parte alta de la cordillera de los Andes. Cabe destacar que los embalses identificados en la parte alta de la cordillera de los Andes pueden almacenar una importante cantidad de energía, pero los potenciales eólicos para su complemento no resultan ser tan elevados debido a la dificultad del terreno para la instalación de aerogeneradores, resultando más atractivo este complemento en las zonas de la cordillera de la costa.

Los embalses que poseen las mayores capacidades de almacenamiento de energía y que utilizan agua de mar se ubican entre las ciudades de Arauco y Lebu (zona 2), así como un importante potencial eólico, lo que facilita la posibilidad de implementar CHB con energía eólica en estas zonas.

Tabla 13: Energía almacenada por las CHB con agua de mar y el potencial eólico disponible para su complemento.

Región	Zona	Nº de CHB	Energía almacenada (MWh)	P.E.A. Estándar (MW)	P.E.A. Vestas-V112 (MW)	P.E.A. Siemens SWT-101 (MW)	P.E.A. Vestas V-126 (MW)
Biobío	1	4	153	1,82	1,95	1,72	4,64
			913	1,82	1,95	1,72	4,64
			172	1,82	1,95	1,72	4,64
			1.071	-	-	-	3,45
	2	8	325	-	-	-	4,21
			361	2,47	2,59	2,27	3,15
			678	6,18	6,46	5,67	7,93
			14.981	10,15	10,59	9,29	13,22
			1.385	4,46	4,61	4,05	5,58
			3.104	10,64	11,07	9,72	13,58
			186	3,43	3,61	3,17	4,47
	3	5	322	2,89	3,10	2,73	6,14
			220	3,80	3,97	3,49	4,86
			176	11,01	11,54	10,12	14,06
			260	11,01	11,54	10,12	14,06
			492	7,21	7,57	6,63	9,20
	4	4	685	4,63	4,87	4,27	5,91
			474	2,85	3,06	2,69	3,67
			2.330	4,09	4,35	3,82	5,30
			505	0,97	1,04	0,91	1,27
			2.536	5,31	5,62	4,94	6,79
Total	21	31.329					

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se logró identificar zonas con potencial solar fotovoltaico adecuado para implementar CHB. Éstas se concentraron en la región de Ñuble, cerca de las ciudades de Ninhue y Quirihue y, al límite con la región del Maule. El potencial solar fotovoltaico calculado fue de 319,73 MW y los más altos se ubican en la zona norte de la depresión intermedia.

Dada las condiciones territoriales y el potencial solar fotovoltaico, se identificaron dos zonas donde es posible implementar CHB convencionales: una en la cordillera de la costa y la otra en la cordillera de los Andes. En el caso de CHB con agua de mar, no resultó factible su implementación debido a que el potencial solar disponible se concentra en la depresión intermedia.

La energía que pueden almacenar las CHB-Solar varía entre los 1.098 MWh y 7.103 MWh. Si bien, esta energía es bastante elevada, el bajo potencial solar ($< 0,481$ MW por km^2) y los conflictos sociales y ambientales asociados a la disponibilidad del recurso hídrico en las zonas identificadas, dificultan la implementación de este tipo de centrales.

A diferencia de la energía solar, se identificaron varias zonas aptas con potencial eólico tanto en la región de Ñuble como la región del Biobío. Estas zonas se encuentran principalmente en la cordillera de la costa y la cordillera de los Andes. Por otra parte, la región del Biobío posee las mejores condiciones de viento para implementar energía eólica, identificándose zonas con elevado potencial en la cordillera de los Andes, la zona costera entre las comunas de Arauco y Lebu y, en los alrededores de las ciudades de Concepción, Los Ángeles y Tirúa.

Dependiendo del modelo de aerogenerador evaluado, los potenciales eólicos calculados varían entre 0,8 MW y 2,1 MW por km^2 para una altura de 100 metros, mientras que para una altura de 120 metros varían entre 1,0 MW y 2,5 MW por km^2 .

Se identificaron múltiples lugares donde es posible implementar CHB con energía eólica, resultando un total de 25 CHB convencionales y 21 CHB con agua de mar, donde la mayor cantidad se concentra en la zona de la cordillera de la costa y de los Andes en la región del Biobío. Las CHB convencionales identificadas son más factible de implementar en la cordillera de la costa, debido a que las condiciones territoriales facilitan la instalación de aerogeneradores y el potencial eólico agrupado en área es mayor que en el caso andino. En el caso de las CHB con agua de mar, se ubican principalmente entre las ciudades de Arauco y Lebu, resultando interesante realizar un estudio más detallado en esta zona debido a los elevados potenciales eólicos y los fuertes desniveles presentes.

Las CHB convencionales complementadas con energía eólica pueden almacenar entre 44 MWh hasta 17.116 MWh. Por otro lado, las CHB con agua de mar pueden almacenar entre 153 MWh hasta 14.981 MWh. Por lo anterior y sumado a los importantes potenciales eólicos, se concluye que la región del Biobío posee buenas condiciones técnicas para implementar CHB complementadas con energía eólica.

Finalmente, se recomienda realizar futuros estudios que evalúen la factibilidad económica-ambiental de implementar este tipo de tecnologías en las regiones estudiadas.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ardizzon, G., Cavazzini, G. and Pavesi, G. (2014) 'A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges', 31, pp. 746–761.

Argyrou, M. C., Christodoulides, P. and Kalogirou, S. A. (2018) 'Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications', Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd, 94(May), pp. 804–821. doi: 10.1016/j.rser.2018.06.044.

Botterud, T., Levin, T., Koritarov, V., "Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy," Argonne National Laboratory Report ANL/DIS-14/10, Argonne, Tennessee, June 2014.

CDEC-SIC. (30 de Noviembre de 2016). Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional. Obtenido de Coordinador Eléctrico Nacional: <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/06/Estudio-de-Integración-de-ERNC-al-Sistema-Interconectado-Nacional-Resumen-Ejecutivo.pdf> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Centro de Ciencias Ambientales Eula-Chile, Universidad de Concepción, 2016. DIAGNOSTICO ENERGÉTICO PROSPECTIVO Y PLAN DE ACCIÓN 2016-2020 PARA LA REGIÓN DEL BIOBÍO. ID: 584105-48-LP15.

Centro de Políticas Públicas UC, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012. Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile.

Comisión Nacional de Energía. (Julio de 2018). Comisión Nacional de Energía. Obtenido de <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Pican, E., & Leahy, M. (2012). The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy

storage. Renewable Energy, 43, 47–60.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.003> (Recuperado 22 de Marzo del 2018)

Deane, J.P., Ó Gallachóir, B.P., Mckeogh, E.J., (2010). Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant. [en línea]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 4, Páginas 1293-1302.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109002779> (Recuperado 22 de Marzo del 2018)

Díaz Cuevas, M.P., Pita López, M.F., Fernández Tabales, A., & Limones Rodríguez, N. (2017). Energía eólica y territorio en Andalucía: diseño y aplicación de un modelo de potencialidad para la implantación de parques eólicos. Investigaciones Geográficas, (67), 9-29. <https://doi.org/10.14198/INGEO2017.67.01>. (Recuperado 10 de Abril del 2018)

Díaz, M., (2009). “Energía Renovable y Territorio. Potencialidad Eólica y Solar en la Comarca de Doñana”. Universidad Internacional de Andalucía, España.

Duque, Á. J., Castronuovo, E. D., Sánchez, I., & Usaola, J. (2011). Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer. Electric Power Systems Research, 81(9), 1767–1777.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.04.008> (Recuperado 10 de Abril del 2018)

EPRI, «Electricity Energy Storage Technology Options, » 2010.

Espinosa, C., & Arqueros, M. (2016). El Valor de la Biodiversidad en Chile. Fundación Terram, 29-30.

Explorador Eólico Versión 2012. Recuperado en:
<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/> Consultado en mayo de 2017.

Explorador Solar Versión 2017. Recuperado en:
<http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/> Consultado en mayo de 2017.

López, A. (2015, Diciembre 11). Aprueban la primera Central Hidráulica de Bombeo con Energía Solar de Chile [Archivo de video]. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=dkKblq2ULXo&t=1487s> (20 de Mayo del 2018)

Generadoras de Chile. (2018a). Boletín mensual del mercado eléctrico sector generación - Junio 2018. Santiago: Desafíos de la generación en la transición energética.

Generadoras de Chile. (2018b). Boletín mensual del mercado eléctrico sector generación - Diciembre 2018. Santiago: COP25: Una oportunidad para descarbonizar nuestra economía.

Gomez, Laura Alemany, & Marcos, E. C. (2013). Sig y visor web de energía solar y eólica. Aplicación práctica en el País Vasco.

Herrera, C. (NRDC), Román, R. (Universidad de C., & Siem, D. (NRDC). (2012). El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: Derribando algunos mitos, 36. <https://doi.org/10.1016/j.snb.2005.08.039> (Recuperado 10 de Abril del 2018)

Hermosin, A., (2016). Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera. (Tesis de Máster). Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.

Hedegaard, K., & Meibom, P. (2012). Wind power impacts and electricity storage - A time scale perspective. *Renewable Energy*, 37(1), 318–324. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.034> (Recuperado 25 de Marzo del 2018)

Hung, V., (2011). “Propuesta metodológica de selección de emplazamientos viables para instalación de energía solar fotovoltaica: Lanzarote”. Memoria para optar al título de Master en tecnologías de la información geográfica, Universidad Complutense de Madrid, España.

IEC, «Electrical Energy Storage - White Paper, » 2011.

INDH (Instituto Nacional de Derechos Humanos). 2012. Mapa de Conflictos Socioambientales en Chile. Recuperado de <https://mapaconflictos.indh.cl/#/> (15 de Marzo del 2019)

Instituto Nacional de Estadística. 2002. XVII Censo de Población y VI de Vivienda.

Instituto Nacional de Estadística. (2018). Proyecciones basadas en el Censo 2007. Recuperado en http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/demograficas_vitales.php. (12 de Diciembre del 2018)

IPCC, 2011. The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Co-Chairs of IPCC Working Group III. Disponible en: <http://srren.ipcc-wg3> (15 de Mayo del 2018)

Jiménez, R., (2012). «Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo. Evaluación conceptual de su aplicación en Chile.» Memoria para optar al título de ingeniero civil, FCFM - UCH, Santiago.

Jerez, S., Thais, F., Tobin, I., Wild, M., Colette, A., Yiou, P., & Vautard, R. (2015). The CLIMIX model: A tool to create and evaluate spatially-resolved scenarios of photovoltaic and wind power development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.041> (Recuperado 02 de Marzo del 2018)

Jiménez Capilla, J. A., Carrión, J. A., & Alameda-Hernandez, E. (2016). Optimal site selection for upper reservoirs in pump-back systems, using geographical information systems and multicriteria analysis. *Renewable Energy*, 86, 429–440. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.035> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Koritarov, V., T. Veselka, J. Gasper, B. Bethke, A. Botterud, J. Wang, M. Mahalik, Z. Zhou, C. Milostan, J. Feltes, Y. Kazachkov, T. Guo, G. Liu, B. Trouille, P. Donalek, K. King, E. Ela, B. Kirby, I. Krad, and V. Gevorgian., (2014). "Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States," Argonne National Laboratory Report ANL/DIS-14/7, Argonne, Illinois.

Margeta, J., & Glasnovic, Z. (2010). Feasibility of the green energy production by hybrid solar + hydropower system in Europe and similar climate areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(6), 1580–1590. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.019> (Recuperado 10 de Abril del 2018)

Margeta, J., & Glasnovic, Z. (2011). Introduction of PV energy into an existing HEP. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(3), 717–727. <https://doi.org/10.1109/TEC.2011.2159305> (Recuperado 10 de Abril del 2018)

Margeta, J., & Glasnovic, Z. (2012). Theoretical settings of photovoltaic-hydro energy system for sustainable energy production. *Solar Energy*, 86(3), 972–982. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.01.007> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Ministerio de Energía., (2014). "Agenda de Energía: un desafío país, progreso para todos". Disponible en: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agendaenergiamayo2014_final.pdf (Recuperado 24 de Marzo del 2018)

Ministerio de Energía., (2015). Política Energetica De Chile (Energía 2050). Disponible en: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf (Recuperado 24 de Marzo del 2018)

Ministerio de Energía de Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ (2014). Energías Renovables en Chile: El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Santiago, Chile. Autor: Christian Santana.

Ministerio de Energía, Potencial hidroeléctrico de Chile, (2016). <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC/>

Monsalve, J., (2016). «Evaluación del beneficio de una unidad de almacenamiento por bombeo en Colbún bajo requerimientos de riego.» Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, FCFM – UCH, Santiago.

Morante, J.R., Flox, C., Skoumal, M., Vives, M., Salom, J., Fuentes, E., . . . Cruz, M. (2014). El almacenamiento de la electricidad. Barcelona: Fundación Gas Natural Fenosa.

Núñez, I. (2014). «Almacenamiento de energía por bombeo (hydro-pumped storage) en el marco regulatorio chileno.» Memoria para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, PUC, Santiago.

Orbita Noticias. (4 de Enero de 2019). Vecinos del Itata se quejan por suspensión de entrega de agua en sectores rurales. *Orbita Noticias*. Recuperado de <http://orbitanoticias.cl/vecinos-del-itata-se-quejan-suspension-entrega-agua-sectores-rurales/>. (Recuperado 15 de Marzo del 2019)

Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586–598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Revista Electricidad. (Diciembre de 2018). Radiografía al proyecto de eficiencia energética. *Electricidad: La revista energética de Chile*, 21-23.

Revista Energía. (3 de Septiembre de 2018). Puente Energético. Obtenido de Sitio web de Revista Energía: <https://www.revistaenergia.com/?p=15656>

Seyboth, K., Eickemeier, P., Matschoss, P., Hansen, G., Kadner, S., Scholomer, S., ... von Stechow, C. (2011). Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio

climatico. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. [https://doi.org/ISBN 978-92-9169-331-3](https://doi.org/ISBN%20978-92-9169-331-3) (Recuperado 15 de Abril del 2018)

Smallbone, A., Jülchb, V., Wardlea, R., Roskillya, A., (2017). “Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies”

Systep. (2 de Octubre de 2018). A diez meses de la unión del SING-SIC. Obtenido de Systep: <http://www.systep.cl/?p=3170> (Recuperado 20 de Abril del 2018)

Tanaka, Hiroshi. Benefits of Pumped Storage: An introduction to Pumped Storage Power Generation. 2005 [en línea] <<http://www.hydropower.org/PSD/Articles/Benefits.html>> [consulta: 29 marzo 2018].

The Wind Power. (4 de Junio de 2018). Fabricantes y aerogeneradores: Siemens SWT-2.3-82 VS. Obtenido de Sitio Web de The Wind Power: [https://www.thewindpower.net/turbine es 21 siemens swt-2.3-82-vs.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_21_siemens_swt-2.3-82-vs.php) (Recuperado 10 de Agosto del 2018)

Valhalla Energía, «Capítulo 1: Descripción de Proyecto EIA Espejo de Tarapacá,» Santiago, 2014.

Varkani, A. K., Daraeepour, A., & Monsef, H. (2011). A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets. Applied Energy, 88(12), 5002–5012. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.043> (Recuperado 25 de Mayo del 2018)

Vestas Group. (Agosto de 2012). Vestas Wind Systems A/S. Obtenido de 3 MW Turbines: <http://www.niko-brno.cz/files/V126-30.pdf> (Recuperado (10 de Agosto del 2018)

7. ANEXOS

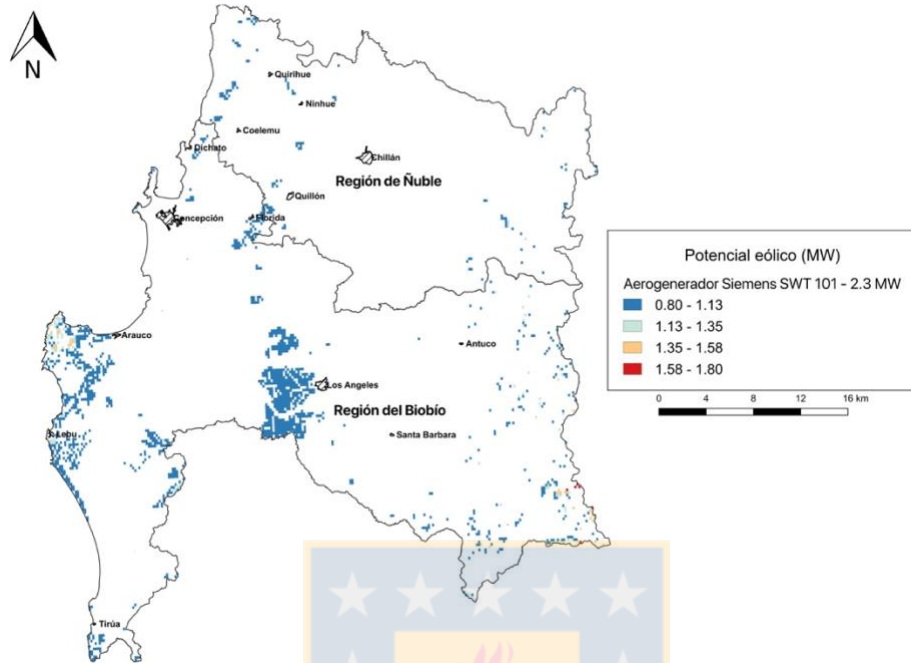


Figura Anexo 1: Potencial eólico del aerogenerador Siemens SWT-101-2.3 MW.

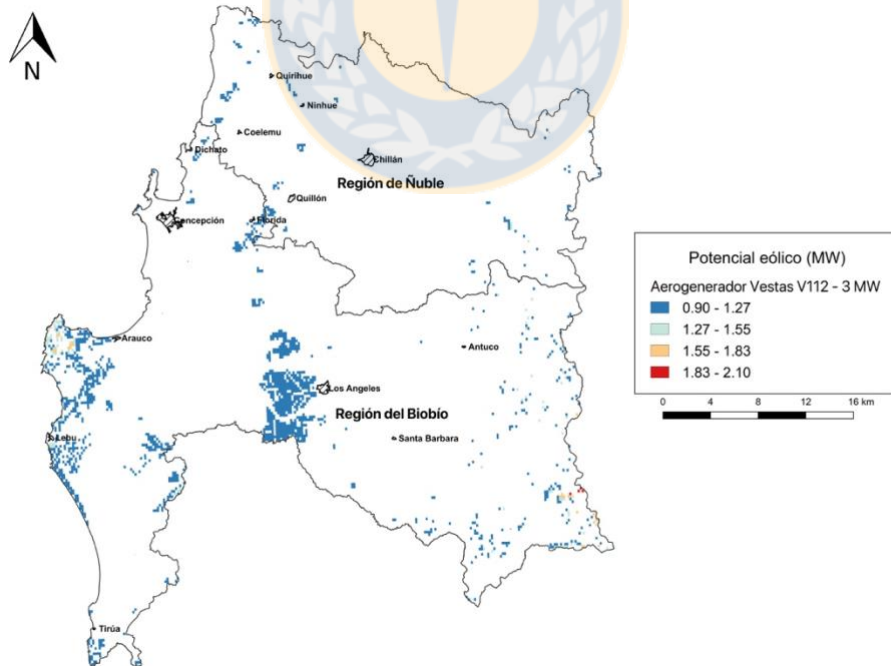


Figura Anexo 2: Potencial eólico de un aerogenerador Vestas V112 - 3 MW.

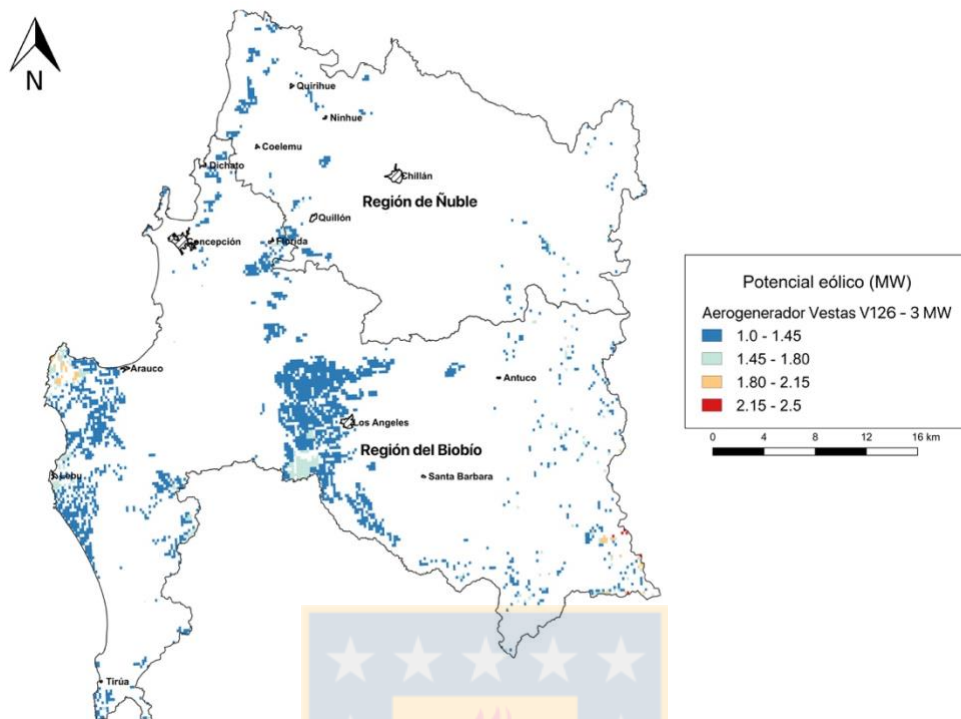


Figura Anexo 3: Potencial eólico de un aerogenerador Vestas V126 - 3 MW.

Tabla Anexo 1: Distribución del potencial eólico por comuna en cada región y según los diferentes modelos de aerogeneradores evaluados.

Región	Comuna	P.E.A. Estándar (MW)	P.E.A. Vestas-V112 (MW)	P.E.A. Siemens SWT-101 (MW)	P.E.A. Vestas V-126 (MW)
Ñuble	Cobquecura	19,58	18,44	20,99	70,24
	Coelemu	7,65	7,19	8,18	15,75
	Ninhue	6,66	6,26	7,12	11,85
	Portezuelo	7,89	7,39	8,41	15,90
	Quirihue	6,37	6,02	6,85	19,76
	Ránquil	5,28	4,92	5,60	15,65
	Trehuaco	7,44	7,04	7,98	13,21
	El Carmen	-	-	-	1,12
	Pemuco	2,86	2,69	3,06	3,66
	Pinto	18,51	17,19	19,57	28,04
	Quillón	19,19	17,74	20,42	59,38
	Yungay	2,81	2,65	3,01	8,19

	Coihueco	1,88	1,77	2,02	4,64
	San Carlos	0,89	0,84	0,96	5,67
	San Fabián	17,21	15,99	18,21	28,68
	San Nicolás	2,87	2,70	3,07	5,93
	Total	127,09	118,83	135,45	307,67
Biobío	Arauco	203,49	108,52	214,60	323,53
	Cañete	53,81	50,10	57,03	96,95
	Contulmo	15,37	14,43	16,42	36,94
	Curanilahue	68,18	64,11	72,98	150,54
	Lebu	175,16	163,58	186,22	301,52
	Los Álamos	58,39	54,53	62,14	155,28
	Tirúa	43,61	40,66	46,29	73,52
	Alto Biobío	129,18	118,77	135,21	186,27
	Antuco	53,27	54,06	61,54	91,49
	Laja	74,22	69,83	79,50	255,35
	Los Ángeles	248,02	232,34	264,50	663,79
	Nacimiento	-	-	-	7,99
	Negrete	120,04	111,26	126,66	162,89
	Quilaco	34,36	31,94	36,36	51,46
	Quilleco	4,14	3,86	4,40	7,51
	Santa Bárbara	20,37	18,94	21,56	30,65
	Tucapel	8,29	7,73	8,80	42,36
	Yumbel	16,42	15,41	17,54	83,77
	Chiguayante	-	-	-	5,71
	Concepción	-	-	-	4,54
	Florida	51,57	48,11	54,76	114,07
	Hualpén	1,79	1,70	1,93	3,44
	Hualqui	-	-	-	2,22
	Penco	6,73	6,32	7,20	11,17
	San Pedro de la Paz	-	-	-	1,10
	Talcahuano	1,82	1,72	1,95	6,86
	Tomé	12,60	11,82	13,46	57,52
	Total	1.400,83	1.229,74	1.491,05	2.928,44