



Universidad de Concepción



**FACULTAD DE CIENCIAS
AMBIENTALES**

**ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE
IMPLEMENTAR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE
BOMBEO COMPLEMENTADAS CON ENERGÍA EÓLICA EN
LA REGIÓN DEL BIOBÍO.**

Habilitación presentada para optar al título de

Ingeniera Ambiental

MAKARENA ROCÍO HENRÍQUEZ ÁVILA

Profesor Guía: M. Sc. Pedro Arriagada Sanhueza

Concepción, Chile

2019



“Análisis técnico, económico y ambiental de implementar centrales hidroeléctricas de bombeo complementadas con energía eólica en la región del Biobío.”

PROFESOR GUÍA: M. Sc. PEDRO ARRIAGADA SANHUEZA
PROFESOR COMISIÓN: Dr. OSCAR PARRA BARRIENTOS
PROFESOR COMISIÓN: Dra. CLAUDIA ULLOA TESSER

CONCEPTO: APROBADO CON DISTINCIÓN MÁXIMA

Conceptos que se indica en el Título

- ✓ Aprobado por Unanimidad : (En Escala de 4,0 a 4,9)
- ✓ Aprobado con Distinción (En Escala de 5,0 a 5,6)
- ✓ Aprobado con Distinción Máxima (En Escala de 5,7 a 7,0)

Concepción, abril 2019



100 AÑOS
DE
DESARROLLO
LIBRE DEL
ESPIRITU



*A mi mamá, papá, abuela, tía, hermanos, amigas,
pololo, profesor guía y a mis pequeños Isa, Locky y al viejo Scott,
quien partió, para desde arriba, iluminar este camino y ser mi luz para siempre.*

ÍNDICE	
ÍNDICE DE TABLAS	ii
ÍNDICE DE FIGURAS	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	vi
1. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	1
1.1. Antecedentes de Energía en el mundo.	1
1.2. Necesidad de almacenamiento de energía.	2
1.3. Centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB).	5
1.3.1. Características generales de las CHB.	5
1.3.2. Clasificación de las CHB.	6
1.3.3. Desarrollo de la tecnología CHB.	8
1.4. CHB complementadas con energía eólica.	10
1.4.1. Desarrollo de las CHB eólicas.	10
1.4.2. Diseño y operación de las CHB eólicas.	11
1.5. Oportunidad de desarrollar CHB eólicas en Chile.	13
1.5.1. Desarrollo de energías renovables en Chile.	13
1.5.2. Geografía y recurso eólico.	16
1.5.3. Oportunidad de implementación de CHB eólicas en la Región del Biobío.	17
1.6. Pregunta de investigación.	18
2. OBJETIVOS	19
2.1. Objetivo general.	19
2.2. Objetivos Específicos.	19
3. METODOLOGÍA	20
3.1. Área de estudio.	20
3.2. Propuesta de modelo conceptual para el pre-diseño de una CHB eólica.	21
3.3. Pre-diseños de CHB eólicas y convencionales.	28
3.3.1. Selección de la ubicación de las CHB.	28
3.3.2. Optimización de la elección de la turbina reversible.	31

3.3.3.	Dimensionamiento de tuberías para CHB.	32
3.4.	Evaluación económica de los pre-diseños.	35
3.4.1.	Costo de inversión inicial.	35
3.4.2.	Parámetros de evaluación.	40
3.4.3.	Estimación de flujos de caja netos.....	40
3.4.4.	Indicadores de rentabilidad.....	44
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	46
4.1.	Modelo conceptual para el pre-diseño de una CHB eólica.....	46
4.2.	Pre-diseños de CHB eólicas y convencionales.	46
4.2.1.	Ubicaciones seleccionadas para el desarrollo de CHB.	46
4.2.2.	Optimización de las CHB eólicas.....	50
4.2.3.	Dimensiones de tuberías para las CHB.....	53
4.3.	Resultados de la evaluación económica.....	54
4.3.1.	Costos de Inversión inicial.....	54
4.3.2.	Indicadores de rentabilidad.....	56
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Ventajas y desventajas de las CHB.	9
Tabla 2.	Zonas de Interés Energético para el desarrollo del Potencial Eólico Regional.	18
Tabla 3.	Modelos de aerogeneradores seleccionados.....	25
Tabla 4.	Costo de las tuberías según sus diámetros.	38
Tabla 5.	Maquinaria y su respectivo costo de arriendo por hora.....	40
Tabla 6.	Tendencias utilizadas en la proyección de los precios medios de mercado.	42
Tabla 7.	Reservorios superiores seleccionados y sus energías acumuladas.	48
Tabla 8.	Superficies con potencial eólico técnico en las áreas de influencia.	49
Tabla 9.	Pre-diseños obtenidos con el modelo conceptual.....	52
Tabla 10.	Dimensiones de tuberías para cada caso.	54
Tabla 11.	Costos de inversión en Millones de dólares (MM US\$).....	55
Tabla 12.	Indicadores de rentabilidad obtenidos para cada pre-diseño.....	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mix de generación eléctrica mundial 1971-2016.	1
Figura 2. Tendencia de costos para algunas tecnologías.	2
Figura 3. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento, según forma de energía utilizada.	3
Figura 4. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía, según potencia, tiempo de descarga y su uso.	4
Figura 5. Capacidad instalada de tecnologías de almacenamiento de energía en el mundo.	5
Figura 6. Esquema simplificado de una central hidroeléctrica de bombeo.	6
Figura 7. Clasificación de CHB según USACE.	7
Figura 8. Clasificaciones de las CHB.	8
Figura 9. Esquema general de una CHB eólica.	12
Figura 10. Evolución de inyección de ERNC en Chile 2010 -2017 en GWh.	14
Figura 11. Capacidad de generación eléctrica neta instalada por tecnología en Chile en el año 2017.	15
Figura 12. Distribución del factor de planta eólica anual sin (Izquierda) y con (centro) restricciones territoriales y, considerando la restricción técnica de un factor de planta mayor a 0,3 (derecha).	17
Figura 13. Región del Biobío.	20
Figura 14. Algoritmo del modelo utilizado para dimensionar una CHB eólica.	22
Figura 15. Curva Q vs H de distintas turbomáquinas.	24
Figura 16. Posibles reservorios para CHB convencionales (arriba) y para CHB costeras (abajo).	29
Figura 17. Áreas de influencia y valoración.	31
Figura 18. Curva caudal, caída bruta y precios para una turbina Francis reversible.	36
Figura 19. Precios medios de mercado históricos (2007-2018). Las líneas de color negro muestran la mejor tendencia ajustada a cada curva.	42
Figura 20. Caso 1: CHB eólica costera, Tirúa, Provincia de Arauco.	46
Figura 21. Caso 2: CHB convencional, Mulchén, Provincia de Bío-Bío.	47
Figura 22. Caso 3: CHB eólica convencional, Quilaco, Provincia de Bío-Bío.	47
Figura 23. Tiempo de almacenamiento versus N° días de bombeo.	50
Figura 24. Tiempo de almacenamiento versus generación eléctrica total anual. .	51

AGRADECIMIENTOS

Como dijo Albert Einstein; *“La vida es una preparación para el futuro; y la mejor preparación para el futuro es vivir como si no hubiera ninguno”*, llegar a la meta y completar el ciclo de mi carrera universitaria es importante, pero aún más el camino que he recorrido para llegar a este momento y las personas que fueron parte de él.

En primer lugar, quisiera agradecer a mi papá y a mi mamá, a quienes realmente admiro mucho, por esforzarse día a día para regalarnos a mí y a mis hermanos, la educación, sin su apoyo y sustento no estaría aquí, pero aún más importante, no sería la persona que soy hoy. Me han enseñado y demostrado con su ejemplo, que en la vida hay que esforzarse, hay que ser personas honestas, responsables e inquietas y que cada día es posible aprender algo nuevo.

En segundo lugar, agradecer a mi profesor guía; Pedro Arriagada, quien además de confiar en mí y creer que yo era capaz de desarrollar un tema innovador y complejo, jamás me dejó de apoyar y guiar. También me entregó enseñanzas y herramientas que no solo sirvieron para desarrollar esta habilitación profesional, sino que sé, me servirán para la vida.

Agradecer a mis amigas y pololo; Kathy, Maca, Cami y Álvaro que estuvieron apoyándome muy de cerca en esta etapa final y compleja de mi carrera y, que han sido personas incondicionales a lo largo de estos años. A mi tía, que ha sido siempre una segunda mamá y amiga para mí y que, en medio de las crisis y el caos, siempre ha estado para regalarme una sonrisa y regalarme como ninguna otra persona en esta vida. A mis hermanos, por entregarme palabras de ánimo y compartir mis logros y alegrías en todo este proceso, además de aguantar y ser comprensivos con mis mañas durante estos meses. A mi abuela Berta (Boli), por entregarme su cariño y su ternura, además del apoyo y entusiasmo en los temas medio ambientales y al abuelito Listz, por dejarme la herencia del amor por la física, a través de mi mamá. A mis pequeños compañeritos Isa y Locky, muy importantes en mi día a día y por

supuesto al viejo Scott, quien desde hace poco es una luz que, desde arriba, ilumina mi camino.

Finalmente, agradecer a la Facultad de Ciencias Ambientales, por ser un segundo hogar, a todos los docentes que tienen vocación de educarnos y entregarnos no solo conocimientos, sino que valores y enseñanzas para enfrentar la vida, a todos los funcionarios; administrativos, secretarias y auxiliares, por ser las personas que, con su trabajo, hacen funcionar la facultad y siempre tienen la disposición para ayudarnos. A todos y todas los/las estudiantes con quienes compartí, al tremendo Centro de Estudiantes 2018, con quienes tuve el honor y la alegría de trabajar y a todas y todos mis amigas/os de la Universidad, en especial a quienes me uní en esta lucha en equilibrio, en esta búsqueda de equidad social, de justicia y de liberación.

A todas las personas que mencioné, les prometo seguir esforzándome día a día para ser una mejor versión de mí. Agradezco al universo y a la vida por haberlas puesto en mi camino.

Agradecimientos especiales a Enrique, que me ayudó con la elaboración de la primera parte del algoritmo y al parque eólico Cuel, de Aela Energía, que me recibieron en sus instalaciones, aclarando todas mis dudas, en especial a Javier, quien fue el encargado de guiar la visita en terreno y explicarme el funcionamiento del parque eólico y sus aerogeneradores.

RESUMEN

En Chile el desarrollo de energías renovables de fuente variable (ERFV), como la solar y eólica, es cada vez mayor, pero debido a la naturaleza intermitente de estas fuentes, es decir, que presentan fluctuaciones estacionales, mensuales, diarias y/o horarias en la producción de electricidad, es que surge la necesidad de desarrollar tecnologías de almacenamiento en el país que puedan aportar a la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico nacional.

Diversos autores coinciden en que las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) son la tecnología más adecuada y rentable para el almacenamiento a gran escala, necesaria para el respaldo de las ERFV. Además, la versatilidad que presenta esta tecnología para completarse con la generación solar y eólica, ha provocado un importante desarrollo en la última década.

La Región del Biobío presenta condiciones climáticas favorables para el desarrollo de energía eólica y, además, una geografía con importantes diferencias de elevación y disponibilidad del recurso hídrico, que permite la instalación de energía hidroeléctrica. Por esta razón, en este estudio se evalúa técnica y económicamente la posibilidad de implementar centrales hidroeléctricas de bombeo en complemento con energía eólica (CHB eólicas) en la región, considerando criterios socio-ambientales.

Para determinar la viabilidad técnica de la implementación de CHB eólicas, se generó un modelo programado en el software MATLAB, que permitió generar pre-diseños y estimar la producción eléctrica anual de esta tecnología. Para ello se utilizó la disponibilidad de viento a escala horaria, obtenidas desde el explorador eólico del Ministerio de Energía; diferencias de altura, obtenidas desde modelos de elevación digital de la NASA; y criterios socio-ambientales, obtenidos desde el Plan Energético Regional de la región del Biobío. La evaluación económica consistió en valorizar los pre-diseños generando flujos de caja netos que permitieron evaluar la

rentabilidad de las alternativas comparando los indicadores económicos VAN, TIR, IVAN y PRI (“*pay back*”).

Se evaluaron 9 pre-diseños de CHB en 3 casos de estudio en la región del Biobío, donde la mayor generación eléctrica se obtuvo mediante una CHB eólica costera (296,3 GWh/año), utilizando un tiempo de almacenamiento de 2 días, una turbina reversible de 56 MW y 37 aerogeneradores del modelo Vestas V112. Además, la zona analizada para este proyecto presenta un bajo riesgo de presentar conflictos socio-ambientales. Finalmente, los indicadores económicos mostraron que la CHB eólica más rentable corresponde al caso costero, con un VAN de 344,1 MM US\$, una TIR de 23% y un PRI de 4,5 años.

El presente estudio, demostró que la implementación de CHB eólicas en la región, es una alternativa atractiva para impulsar y respaldar el desarrollo del recurso eólico disponible en la zona, representando una contribución al aumento de la inyección de energías renovables a la red y un aporte en el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica chilena. De esta manera el país podrá avanzar hacia las metas fijadas en la política energética 2050, asegurando la seguridad y estabilidad de la red.

1. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

1.1. Antecedentes de Energía en el mundo.

La energía eléctrica es un servicio fundamental, ya que mejora la calidad de vida de las personas y otorga una serie de beneficios, tales como permitir el funcionamiento de la infraestructura y entregar la energía necesaria para el uso de aparatos eléctricos y electrónicos, utilizados en hogares, oficinas, establecimientos educacionales, etc. (Naciones Unidas, 2017), sin embargo, la generación actual depende principalmente de combustibles fósiles (Figura 1), lo que ha contribuido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) acelerando el cambio climático actual que enfrenta nuestro planeta. Lo anterior ha provocado que instituciones y gobiernos a nivel mundial establezcan metas de descarbonización de las matrices eléctricas que ayuden a mitigar los efectos del cambio climático (IPCC, 2014).

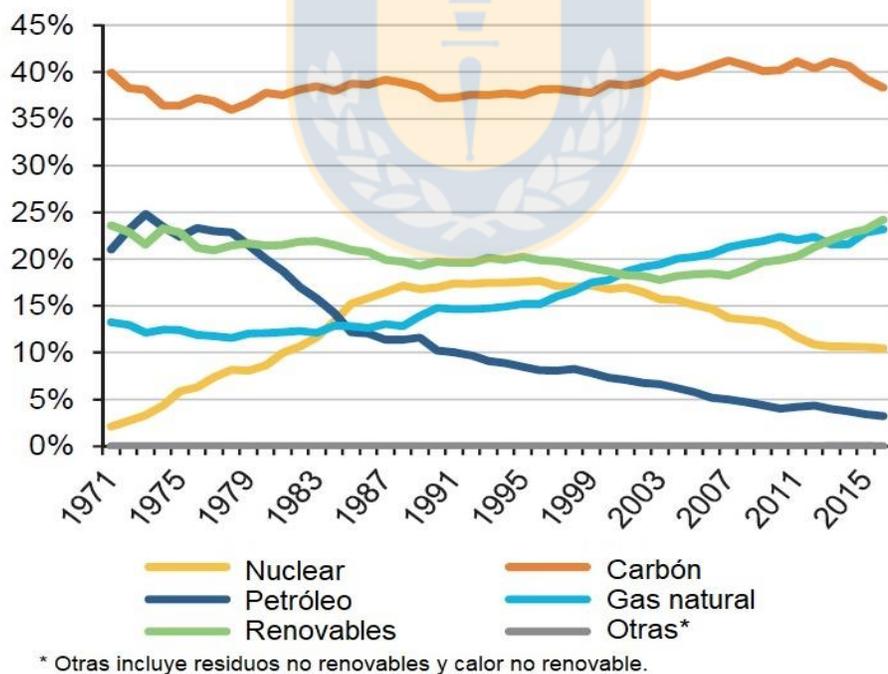


Figura 1. Mix de generación eléctrica mundial 1971-2016.

Fuente: International Energy Agency, 2016.

Las energías renovables (ER) son una alternativa para lograr la descarbonización del suministro eléctrico, debido a su importante potencial para reducir las emisiones de GEI (IPCC, 2014), siendo la energía hidroeléctrica la que ha tenido el mayor desarrollo histórico a nivel mundial. Sin embargo, en los últimos años se han registrado importantes expansiones de otras fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica y térmica, eólica y geotérmica (International Energy Agency, 2018).

A pesar del actual desarrollo de ER, sólo una pequeña fracción del potencial renovable disponible ha sido aprovechada (IPCC, 2014). Además, el fuerte desarrollo tecnológico de las ER, que ha permitido reducir los costos de inversión y operación (Figura 2), ha generado que estas tecnologías sean una alternativa altamente viable para mitigar los efectos del cambio climático.

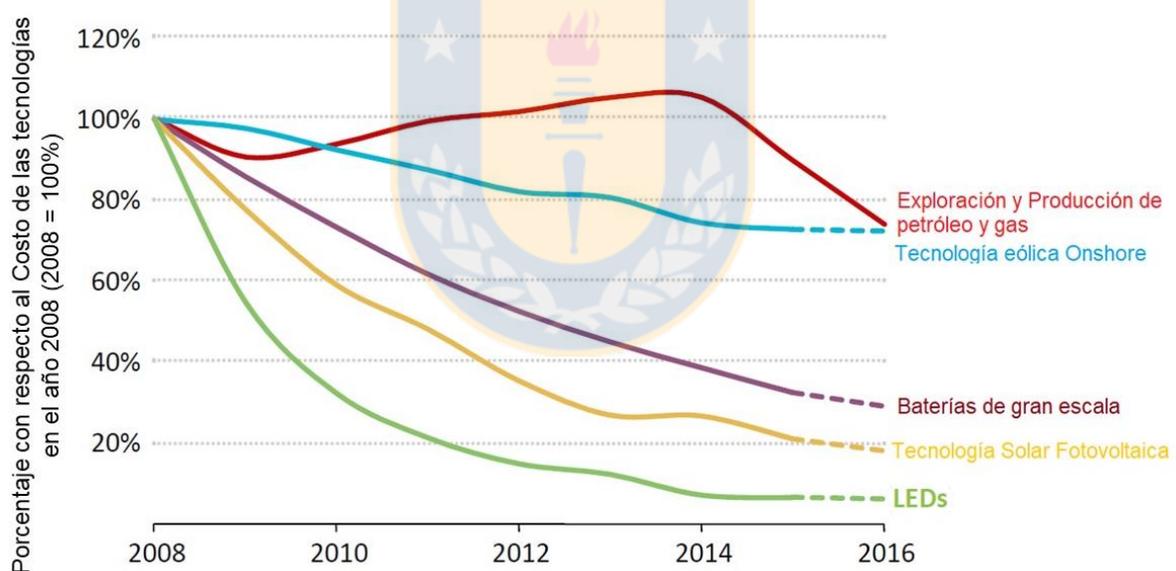


Figura 2. Tendencia de costos para algunas tecnologías.

Fuente: International Energy Agency, 2016.

1.2. Necesidad de almacenamiento de energía.

Usualmente las fuentes de energías renovables son de naturaleza intermitente, es decir, que presentan variabilidad no controlable, son parcialmente impredecibles y

fuertemente dependientes de las condiciones climáticas, por lo cual no pueden proveer electricidad de manera continua (Clerc, 2015; Pica et al., 2015).

La intermitencia tiene un efecto adverso en la producción de electricidad, ya que los usuarios requieren de un suministro regular e ininterrumpido, además, de estabilidad en la red frente a oscilaciones de tensión inesperadas (Rehman et al., 2015).

Una opción para afrontar estos problemas, son las tecnologías de almacenamiento. Éstas permiten acumulación de energía cuando la producción excede el consumo. Luego cuando el consumo excede la producción se utiliza la energía almacenada, permitiendo suministro constante de electricidad (Morante, 2014).

Las tecnologías existentes se pueden clasificar según la forma de energía utilizada para el almacenamiento (Figura 3) o según la potencia y el tiempo de descarga requerido (Figura 4).

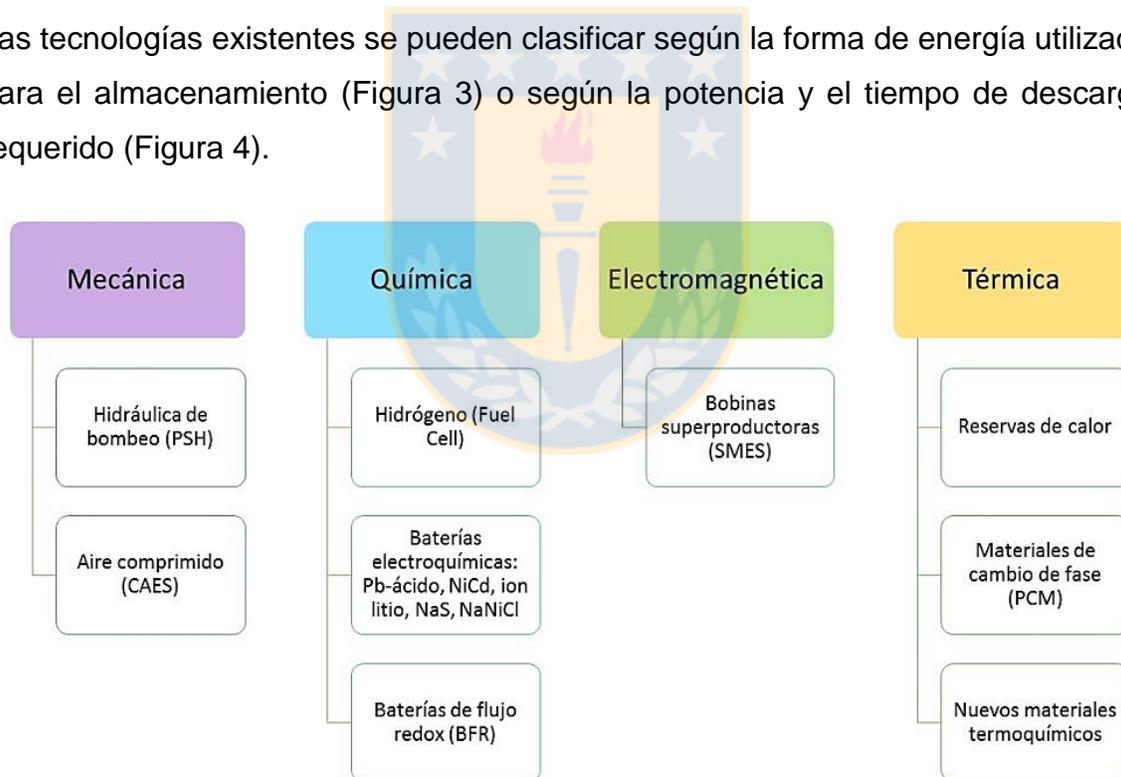


Figura 3. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento, según forma de energía utilizada.

Fuente: Adaptado de Argyrou et al., 2018.

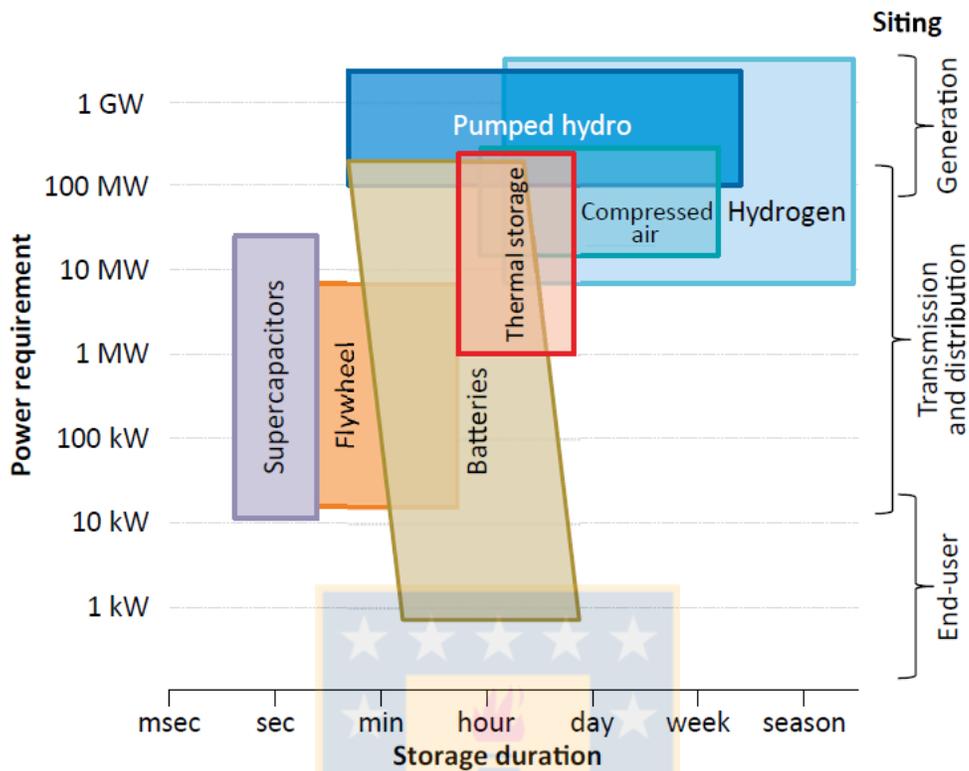


Figura 4. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía, según potencia, tiempo de descarga y su uso.

Fuente: International Energy Agency, 2016.

La selección del tipo de tecnología de almacenamiento a utilizar, depende de la escala del tiempo para el almacenamiento deseado, la potencia y el uso requerido. De las tecnologías actualmente desarrolladas, las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) es una de las de mayor capacidad (Figura 4), con un 96% de la potencia instalada total en el mundo (Figura 5) y, por lo tanto, presenta una importante madurez tecnológica (Argyrou et al., 2018.)

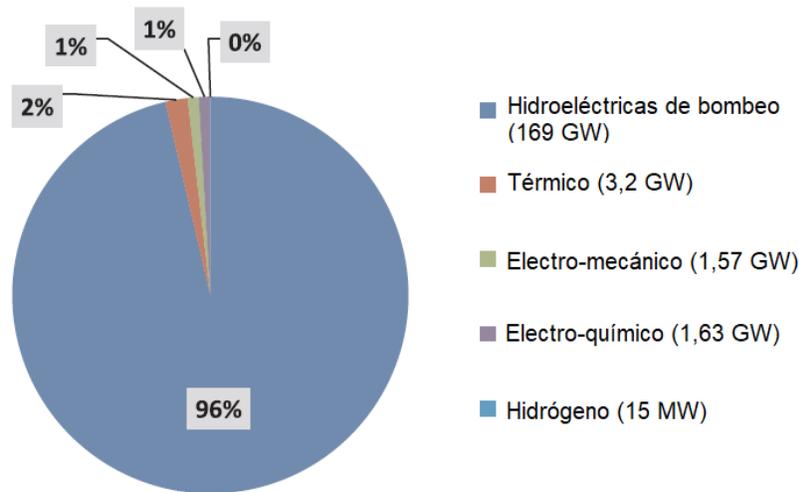


Figura 5. Capacidad instalada de tecnologías de almacenamiento de energía en el mundo.

Fuente: Adaptado de Argyrou et al., 2018.

Para afrontar la intermitencia de parques eólicos o solares se debe utilizar una tecnología que permita el almacenamiento a gran escala, distintos autores coinciden en que las CHB son la tecnología más adecuada y rentable para el almacenamiento masivo de energía (Ardizzon et al., 2014; Morante, 2014; Rehman et al., 2015; Lu X. y Wang S., 2017; Argyrou et al., 2018).

1.3. Centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB).

1.3.1. Características generales de las CHB.

El principio de las CHB es el almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía potencial hidráulica. Son necesarios dos reservorios o embalses, uno superior y otro inferior. El almacenamiento de energía se realiza mediante el bombeo de agua desde el embalse inferior al superior y la generación eléctrica a través del proceso inverso utilizando una turbina (Deane et al., 2010).

El concepto original en el que se basó el desarrollo de estas centrales fue la conversión de energía de bajo costo a alto costo (MWH, 2009), es decir, el bombeo

se realiza en periodos de menor demanda energética y por ende los precios de la electricidad son bajos, mientras que, la generación se realiza cuando la demanda y los precios son altos. El bombeo y la generación pueden seguir un ciclo diario, semanal e incluso estacional (Deane et al., 2010).

Los principales elementos que componen una CHB son; dos reservorios con diferencia de elevación, un sistema de conexión entre ellos (tuberías), maquinarias hidráulicas y eléctricas, tales como; bombas, turbinas, un motor generador y transformadores, una subestación de transmisión y líneas de transmisión (MWH, 2009). En la Figura 6 se presenta el esquema clásico de una CHB.

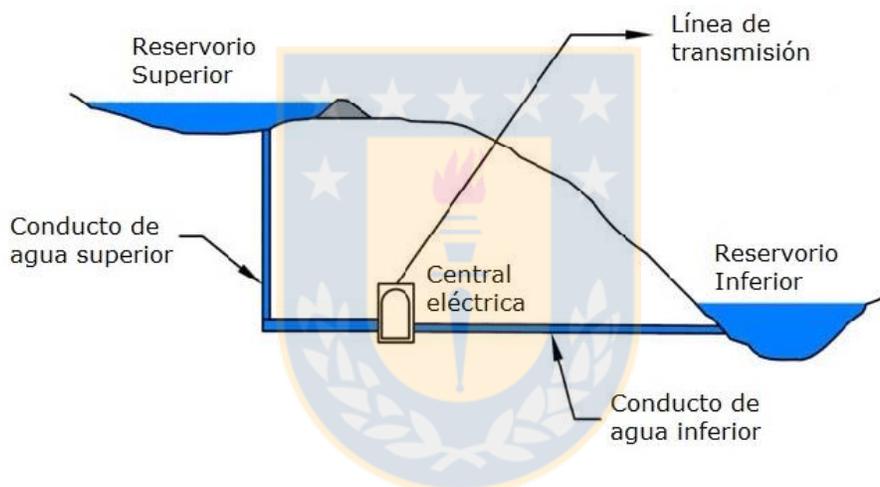


Figura 6. Esquema simplificado de una central hidroeléctrica de bombeo.

Fuente: Adaptado de MWH, 2009.

1.3.2. Clasificación de las CHB.

Las CHB se pueden clasificar según la ubicación del reservorio inferior, según el tipo de circuito (si reciben o no aportes de afluentes hídricos), según la configuración de las máquinas utilizadas o según la variabilidad de la velocidad (Monsalve y Moreno, 2016).

Según la ubicación del reservorio inferior se encuentran las CHB convencionales, que utilizan como un lago, laguna o un embalse artificial como reservorio inferior,

CHB que utilizan aguas subterráneas para el sistema y CHB de agua de mar o costeras, donde el mar es utilizado como reservorio inferior (Monsalve y Moreno, 2016).

La clasificación según el tipo de circuito, utilizada por el “United States Army Corps of Engineers” (USACE), define dos tipos de CHB; pura y mixta. Las centrales puras consisten en un “circuito cerrado” entre los dos reservorios de agua, es decir, que no reciben el aporte de un afluente hídrico. Las centrales mixtas, son de “circuito abierto” ya que utilizan una combinación entre el flujo de agua bombeada desde el reservorio inferior al superior y un flujo natural de agua. En la Figura 7 se muestra al lado izquierdo una CHB pura y en el lado derecho una mixta (Deane et al., 2010).

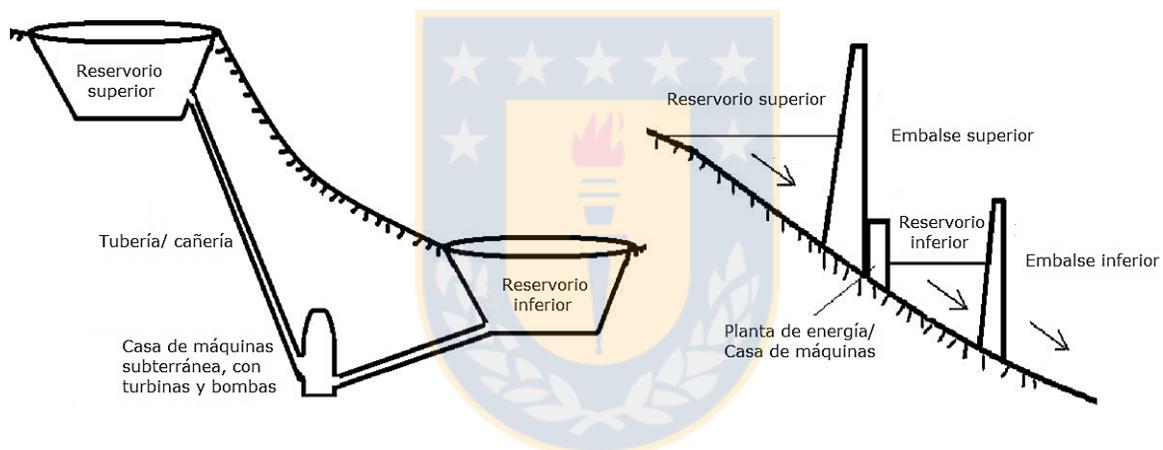


Figura 7. Clasificación de CHB según USACE.

Fuente: Adaptado de (Deane et al., 2010).

La clasificación según la configuración de las máquinas utilizadas hace referencia a la disposición de las turbinas, las bombas y los generadores (Jiménez y Jorquera, 2012) y la clasificación según la variabilidad de la velocidad, utiliza como criterio, si la CHB utiliza un sistema de bomba/turbina de velocidad fija o de velocidad variable (Monsalve y Moreno, 2016).

La Figura 8 muestra un esquema que resume todas las clasificaciones de CHB.

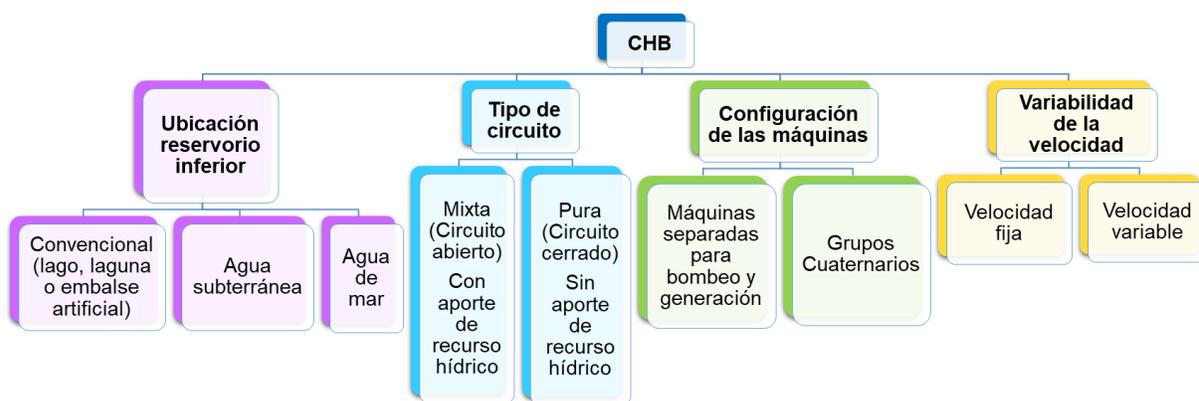


Figura 8. Clasificaciones de las CHB.

Fuente: Adaptado de (Monsalve y Moreno, 2016).

1.3.3. Desarrollo de la tecnología CHB.

Las primeras CHB en el mundo se desarrollaron en la década de 1890 en Suiza, Austria e Italia, con diseños que utilizaban bombas y turbinas por separado. Luego en la década de 1950, comenzó a predominar el diseño con turbinas reversibles. La principal función de las CHB era, en ese entonces, complementar la energía nuclear (Rehman et al., 2015); pero también se desarrollaron en lugares sin generación nuclear, como Austria, para mejorar la operación y eficiencia de grandes centrales hidroeléctricas existentes (Deane et al., 2010).

En la década de los noventa decae el desarrollo de esta tecnología, debido a la saturación de las ubicaciones más rentables disponibles, a la disminución del desarrollo de energía nuclear y a precios más bajos en otras tecnologías de generación, como las turbinas a gas. Posteriormente, en la década del 2000 surge un nuevo auge por las CHB, debido a la posibilidad de complementarlas con energías intermitentes. Actualmente presentan el desafío de generar diseños que permitan optimizar la gestión y operación de las centrales, así como incorporar equipos de generación más eficientes. En los nuevos diseños de las CHB predominan las turbinas reversibles de velocidad variable, que han logrado mayores eficiencias (Deane et al., 2010; Rehman et al., 2015).

En el mundo hay más de 300 centrales que suman una potencia instalada de 169 GW. La CHB más grande está ubicada en Virginia, Estados Unidos, con una capacidad instalada de 3 GW y 10 horas de almacenamiento (Argyrou et al., 2018). Además, existe una gran cantidad de centrales híbridas (que combinan diferentes fuentes de generación de energía; eólica-hídrica o solar-hídrica) en desarrollo, con la finalidad de maximizar la inclusión de energías de origen intermitente a la red. Las estrategias de diseño y operación de éstas centrales son el nuevo desafío para esta tecnología, siendo un parámetro clave en el diseño el tiempo de almacenamiento de la CHB (Rehman et al., 2015).

Diversos autores han estudiado y analizado las experiencias mundiales y el desarrollo de las CHB a lo largo de los años, coincidiendo en una serie de ventajas y desventajas, las cuales se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las CHB.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Madurez tecnológica • Tecnología de almacenamiento a gran escala más rentable • Costos de operación y mantenimiento bajos • Larga vida útil • Alta eficiencia • Tiempo de respuesta rápida • Posibilidad de una gran capacidad de potencia • Largo periodo de almacenamiento • Es libre de combustibles • Permite aumentar la inclusión de energías renovables intermitentes a la red 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones geográficas para la selección de sitios • Inversión inicial muy elevada • Largo plazo de ejecución del proyecto • Grandes extensiones de territorio a utilizar • Implicaciones ambientales y sociales por la construcción de embalses

Fuente: Ardizzon et al., 2014; Morante, 2014; Rehman et al., 2015; Lu y Wang, 2017; Argyrou et al., 2018.

1.4. CHB complementadas con energía eólica.

1.4.1. Desarrollo de las CHB eólicas.

Se ha estimado que la inclusión de energía eólica en la red eléctrica, puede alcanzar hasta el 20% de la producción total de energía, de manera factible y sin causar problemas técnicos en la red, pero es posible aumentar este porcentaje mediante la utilización de tecnologías de almacenamiento (Ardizzon *et al.*, 2014). Por otro lado, aunque se logren importantes avances en la electrónica de las turbinas de viento, no es posible que una turbina siga produciendo energía cuando el viento deja de soplar, lo cual reafirma la necesidad de complementar la energía eólica con tecnologías de almacenamiento para que así esta sea compatible con la red (McDowall, 2006).

Desde el año 2000 se han analizado los sistemas eólicos hidráulicos, en especial para su implementación en islas. Kaldellis (2002) propone la implementación de CHB eólicas en tres islas griegas del archipiélago del Egeo, concluyendo que la solución propuesta es favorable según los balances de energía realizados. Bakos (2002) analiza la opción de reemplazar los sistemas de generación autónoma a partir de diésel de la Isla Griega Icaria, que poseen altos costos de operación, por un sistema híbrido eólico-hídrico y obtiene resultados favorables en la disminución de los costos de la energía. Jaramillo *et al.* (2004) propone dos casos en México, para producir un constante suministro de energía a la red y se obtuvieron costos de producción de energía competitivos en comparación a tecnologías de generación convencionales.

En los últimos años, varios autores han realizado análisis técnicos y económicos, para optimizar los diseños y la operación de las CHB eólicas (Castronuovo, 2004; Bueno *et al.*, 2005a; Anagnostopoulos *et al.*, 2007; Benitez *et al.*, 2008; Kapsali *et al.*, 2010; Caralis *et al.*, 2012; Dinglin *et al.*, 2012; Portero *et al.*, 2015; Bayón *et al.*,

2016), lo cual indica que estas centrales se seguirán desarrollando y con mayor frecuencia a medida que vaya aumentando la generación de energía eólica en el mundo.

Como experiencia concreta, en el año 2014 se inaugura la “Central hidroeólica de El Hierro”, en la isla Canaria de El Hierro, gestionada por la sociedad Gorona del Viento El Hierro S.A. en colaboración con el Cabildo de El Hierro, el Gobierno de Canarias y Endesa. Los resultados hoy, son alentadores, ya que la central abastece casi la totalidad de la demanda eléctrica, siendo la primera isla con esta característica. La empresa pública que gestiona la central, afirma que su implementación no solo es técnicamente viable, sino que es rentable desde el punto de vista económico, lo cual se sustenta en que, transcurridos 3 años desde la explotación comercial del sistema energético, la empresa logró cancelar sus préstamos bancarios (Gonora del viento S.A., 2019).

1.4.2. Diseño y operación de las CHB eólicas.

Una CHB eólica está compuesta por tres subsistemas: (i) unidades de energía renovable (aerogeneradores), (ii) almacenamiento y (iii) unidades convencionales; la unidad central de acondicionamiento y control de potencia; y en ocasiones una fuente de generación de respaldo. La unidad de control central es el "cerebro" de un sistema híbrido y el subsistema de almacenamiento es su "corazón" (Theodoropoulos et al., 1998). En la Figura 9 se muestra el esquema general de una CHB eólica.

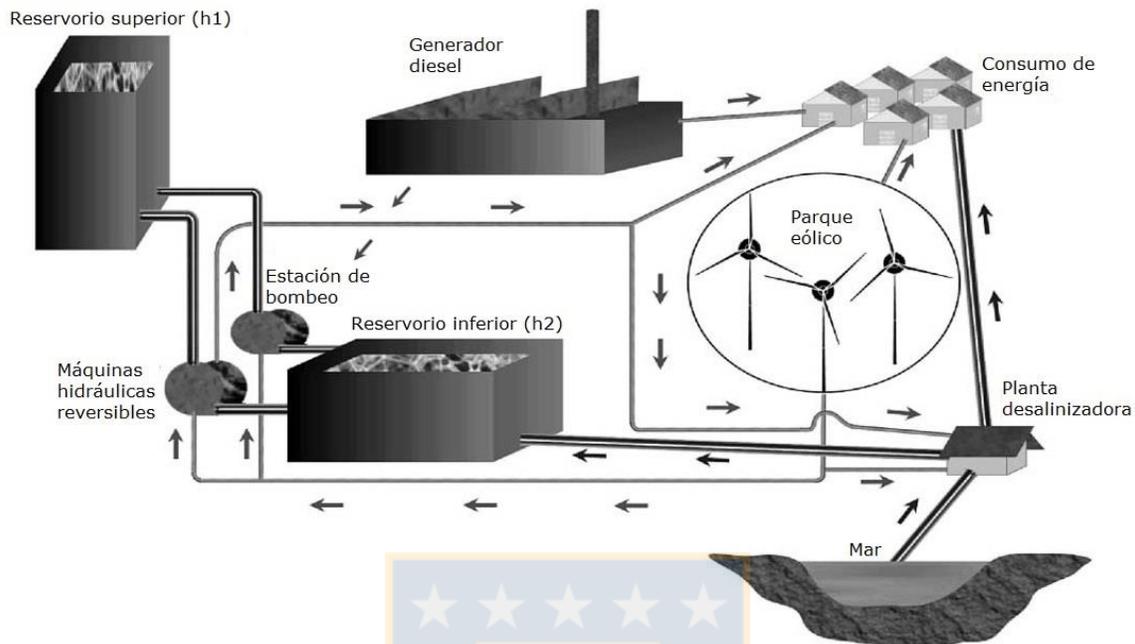


Figura 9. Esquema general de una CHB eólica.

Fuente: Adaptado de Kaldellis, 2002.

En los distintos análisis técnicos mencionados, se destaca la importancia de algunos factores en los diseños de las centrales, tales como; el potencial eólico local (específico del sitio de emplazamiento), la eficiencia de las turbinas eólicas, el tamaño de los reservorios, el tiempo de almacenamiento y la eficiencia de bombas y turbinas, los cuales son determinantes a la hora de evaluar si una CHB eólica es factible o no.

Kaldellis (2002) y Bakos (2002) definen situaciones operacionales de las CHB eólicas, las cuales explican su funcionamiento. Éstas se detallan a continuación:

1. La energía eólica producida es mayor que la demanda de energía del sistema, por lo tanto, la energía excedente se almacena mediante el bombeo de agua desde el depósito inferior al depósito superior.

2. La energía eólica producida es mayor que la demanda de energía del sistema, sin embargo, la parte superior el depósito está llena, por lo tanto, el excedente de energía se envía a otros usos alternativos.

3. La demanda de energía eléctrica es más alta que la salida del parque eólico, por lo tanto, se activan las turbinas hidráulicas para cubrir déficit de generación.

4. La demanda de energía eléctrica es más alta que la salida del parque eólico, pero el depósito superior está casi vacío. En este caso se deben activar instalaciones auxiliares de generación (por ejemplo, generadores diésel).

Las distintas situaciones operacionales de una CHB eólica, dependerán de la configuración y planificación de la central. En general, las configuraciones propuestas consideran la conexión y entrega de energía de los aerogeneradores directamente a la red, además, de las bombas. Por otro lado, en la operación, el bombeo y la generación no se dan de manera simultánea. Finalmente, la operación dependerá de las condiciones de viento, del nivel de agua del reservorio superior y de la demanda de energía (Portero et al., 2015).

1.5. Oportunidad de desarrollar CHB eólicas en Chile.

1.5.1. Desarrollo de energías renovables en Chile.

En Chile, los combustibles fósiles representan alrededor de un 70% de participación en la matriz energética primaria, siendo en su mayoría importados (Ministerio de Energía, 2015a). A su vez el sector de producción de energía representa una alta contribución a las emisiones de GEI del País (Ministerio del Medio Ambiente, 2016), por lo cual, al igual que en el mundo, sus políticas energéticas apuntan hacia las energías renovables. La meta es que para el 2050 el 70% del mix eléctrico tenga su origen en fuentes renovables (OCDE, 2018).

El respaldo de políticas públicas como la Ley Chilena 20.257 de Energías renovables no convencionales (ERNC) del año 2008, modificada por la Ley 20.698

en el 2012 y otros instrumentos políticos como la Agenda Energética 2014, han potenciado el desarrollo de las energías renovables en el país. En la Figura 10 se puede ver que la evolución de la inyección de ERNC es positiva y no solo da cumplimiento a la Ley 20.257, si no que se superan ampliamente los valores de energía establecidos en ésta (línea celeste en Figura 10).

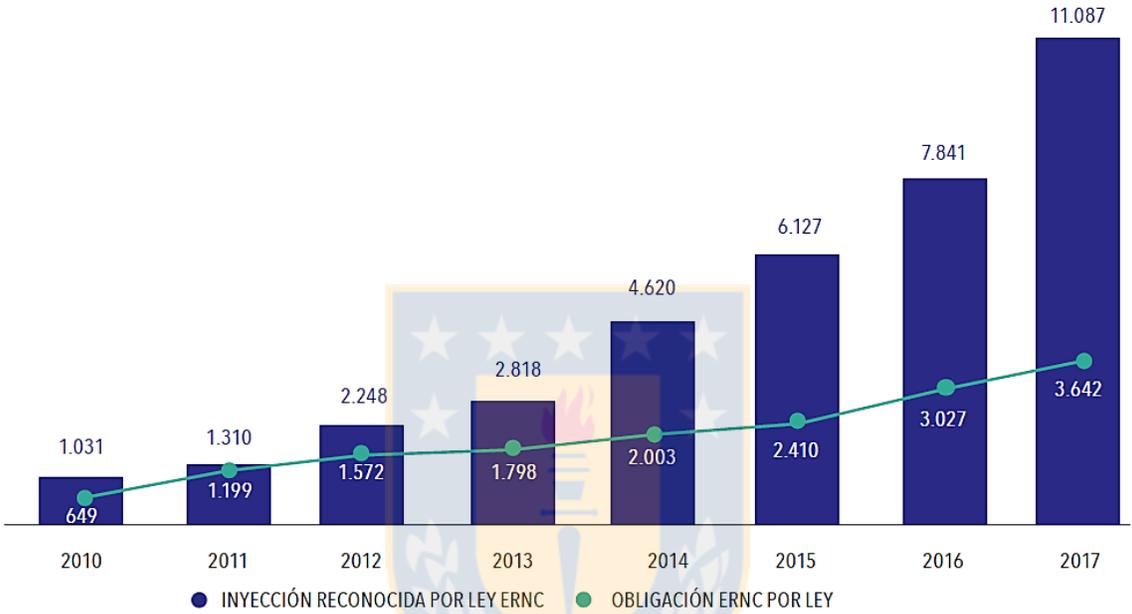


Figura 10. Evolución de inyección de ERNC en Chile 2010 -2017 en GWh.

Fuente: Comisión Nacional de energía, 2018.

En el año 2017, la capacidad instalada de generación eléctrica neta en Chile era de 22.580 MW, de los cuales un 55% corresponde a termoelectricidad, 27% a hidroelectricidad convencional y 18% a ERNC, dentro de las cuales la solar fotovoltaica, eólica y pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW) son las con mayor desarrollo (Figura 11).

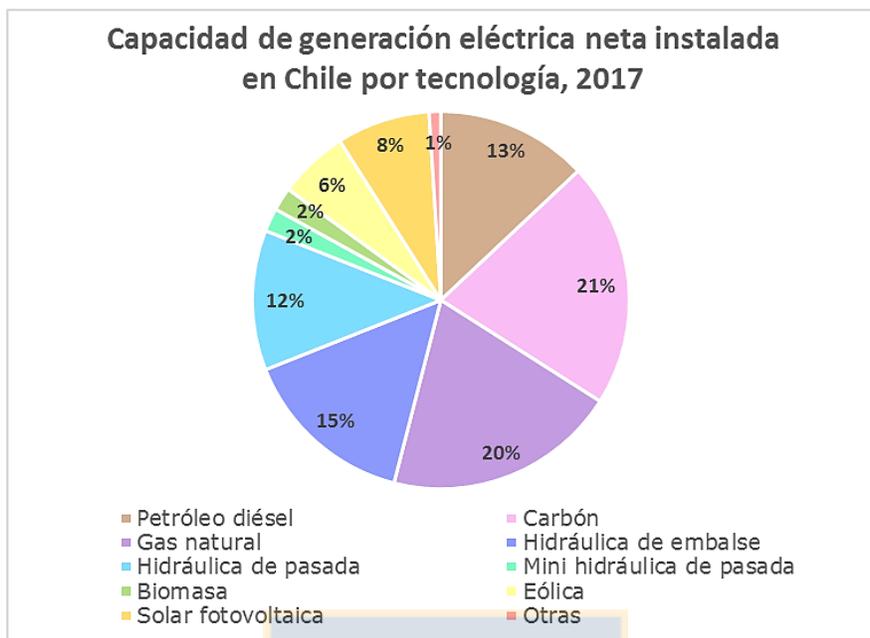


Figura 11. Capacidad de generación eléctrica neta instalada por tecnología en Chile en el año 2017.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2017.

Con 4064 MW de capacidad instalada de ERNC en el año 2017, Chile utiliza tan solo un 0,3% aproximadamente, de su potencial de ERNC (Ministerio de Energía, 2015b), por lo cual el aprovechamiento de las grandes cantidades de recursos renovables que posee el país se ha convertido en un desafío para la tecnología e innovación en este sector.

Los desafíos actuales y en los que se encuentra trabajando el Ministerio de Energía del país son, además, de la descarbonización de la matriz a partir de la inclusión de energías renovables, la flexibilidad de ésta. Para poder lograr que el sistema admita energías renovables de fuente variable (ERFV) como la solar y eólica, es necesario que éste sea más flexible, para lo cual se requiere de tecnologías de almacenamiento como CHB o centrales a gas de rápida respuesta (Revista energética de Chile, 2019).

1.5.2. Geografía y recurso eólico.

Para el desarrollo de CHB eólicas hay tres factores determinantes de los sitios en los cuales se desean instalar estas centrales; que la geografía del terreno presente importante diferencias de elevación, cercanía a cuerpos de agua y que exista un importante potencial eólico.

El relieve de Chile está formado por cuatro unidades; las planicies litorales, la Cordillera de la Costa, la Depresión Intermedia y la Cordillera de los Andes. En la Cordillera de los Andes se encuentran terrenos con grandes diferencias de elevación cercanos a la red hídrica, siendo éstos los preferidos para el actual desarrollo de centrales hidroeléctricas en el país (Central Energía, 2019). Por otro lado, en el Norte y en la Zona Central, las planicies litorales son estrechas e interrumpidas por acantilados pertenecientes a la Cordillera de la Costa, lo que genera terrenos cercanos a la mar con importantes diferencias de elevación (Biblioteca del Congreso Nacional, 2019a).

Por otro lado, las características geográficas de Chile (largo litoral, valles y cordilleras) crean múltiples sitios con un potencial eólico significativo (Watts et al., 2016). El Ministerio de Energía de Chile, en el año 2014, publicó en el estudio “Energías Renovables en Chile, El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, el cual presenta las zonas con potencial eólico posible de desarrollar (Figura 12), siendo las Regiones de Arica y Parinacota, de los Lagos y del Biobío las que presentan los mayores potenciales. Además, en la Figura 12 es posible ver que las zonas más atractivas, es decir, que poseen un factor de planta igual o superior a 0,3, se concentran principalmente en la Cordillera de la Costa y en menor cantidad en la Cordillera de los Andes.

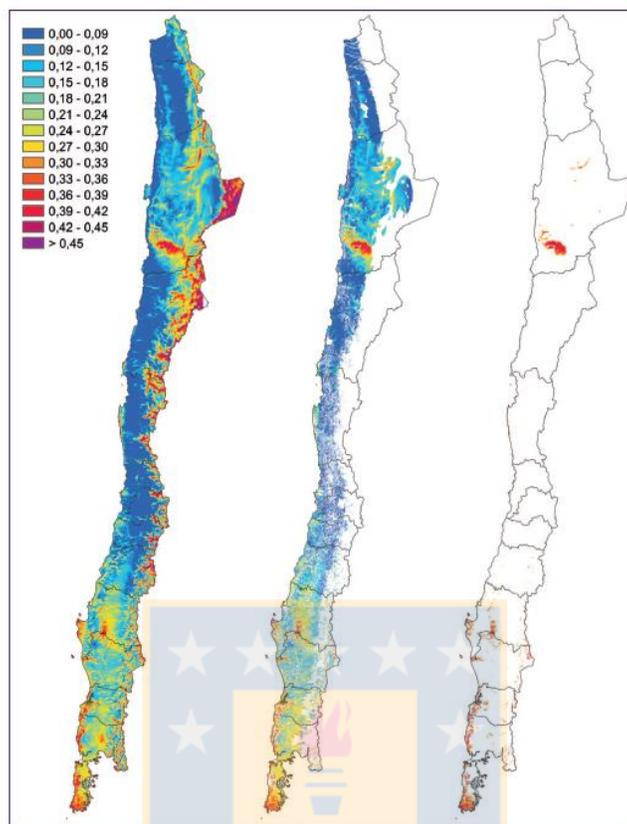


Figura 12. Distribución del factor de planta eólica anual sin (Izquierda) y con (centro) restricciones territoriales y, considerando la restricción técnica de un factor de planta mayor a 0,3 (derecha).¹

Fuente: Ministerio de Energía, 2014.

1.5.3. Oportunidad de implementación de CHB eólicas en la Región del Biobío.

El potencial eólico técnico de la Región del Biobío corresponde a una superficie de 1.732 km², equivalentes al 4,3 % del territorio regional y a 5.773 MW de potencia nominal (PER, 2019). Esta superficie se puede agrupar en 3 categorías; (i) zonas restringidas, en las cuales no es posible el desarrollo de proyectos eólicos, (ii) zonas condicionadas, las cuales presentan objetos de valoración territorial (OdVT)

¹ El factor de planta considerado corresponde al de un aerogenerador de 3 MW de potencia, a una altura de 100 m sobre el nivel del suelo.

naturales, culturales y productivos, por lo tanto, el desarrollo de proyectos eólicos presentará ciertos riesgos ambientales, territoriales y/o sociales y (iii) zonas no condicionadas, que presentan los menores riesgos para el desarrollo de parques eólicos (Tabla 2).

Tabla 2. Zonas de Interés Energético para el desarrollo del Potencial Eólico Regional.

Zonas	Superficie (km ²)	Potencial Técnico (MW) ¹	% del Potencial Técnico
Restringidas	25,4	84,7	1,5
Condicionadas ²	1.487	4.958,7	85,9
No Condicionadas	218,8	729,6	12,6
Total	1.731,2	5.773	100,0

(1) Aplicando un factor de caracterización de 30 Ha/ MW; (2) Zonas condicionadas por OdVT Valorados (Naturales, Culturales y Productivos)

Fuente: PER, 2019.

Martínez (2019), identificó la ubicación de posibles reservorios para implementar CHB con energía eólica en la región del Biobío. Identificó 18 CHB convencionales (que utilizan agua dulce para el bombeo) concentrados en las cercanías de la localidad de Santa Bárbara, con una energía acumulada total de 126 GWh, además, de 21 CHB costeras (que utilizan agua salada para el bombeo) ubicadas principalmente entre Arauco y Lebu, con 32 GWh. Siendo un desafío pendiente el generar diseños para estas centrales que permitan realizar una evaluación económica de esta tecnología.

1.6. Pregunta de investigación.

Frente al actual incremento de generación eléctrica eólica, la necesidad de almacenamiento para flexibilizar la operación del sistema eléctrico nacional y las condiciones geo-climáticas presentes en la región del Biobío ¿Es técnica, económica y ambientalmente factible implementar centrales hidroeléctricas de bombeo completadas con energía eólica en la región?

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general.

- ❖ Analizar la viabilidad técnico - económica de implementar centrales hidroeléctricas de bombeo complementadas con energía eólica en la Región del Biobío, considerando criterios socio-ambientales.

2.2. Objetivos Específicos.

- ❖ Diseñar un modelo conceptual para el pre-diseño de una CHB eólica.
- ❖ Generar pre-diseños de CHB eólicas y convencionales.
- ❖ Comparar los pre-diseños seleccionados de CHB bajo criterios económicos.



3. METODOLOGÍA

3.1. Área de estudio.

La Región del Biobío (Figura 13), forma parte de la zona central de Chile y se ubica entre las coordenadas 36° 26' y los 38° 29' de latitud sur. Limita al norte con la Región del Ñuble, al sur con la Región de la Araucanía, al este con la República Argentina y al oeste con el Océano Pacífico (Biblioteca del Congreso Nacional, 2019b). Su superficie es de 24.021 km², representando el 3,2% del territorio chileno y su población según el censo del 2017 es de 1.556.805 habitantes, con una densidad de 64,8 habitantes por km² (Instituto Nacional de Estadísticas, 2018).

En el área se incluyen las principales unidades de relieve del país, reconociéndose el cordón andino, la pre-cordillera, el valle o depresión Central y las planicies litorales. Con respecto al clima, existe una transición entre el clima templado cálido con estación seca y lluviosa y templado lluvioso, lo cual permite el desarrollo de una vegetación muy particular y diferente a las de otras regiones (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias, 2018).

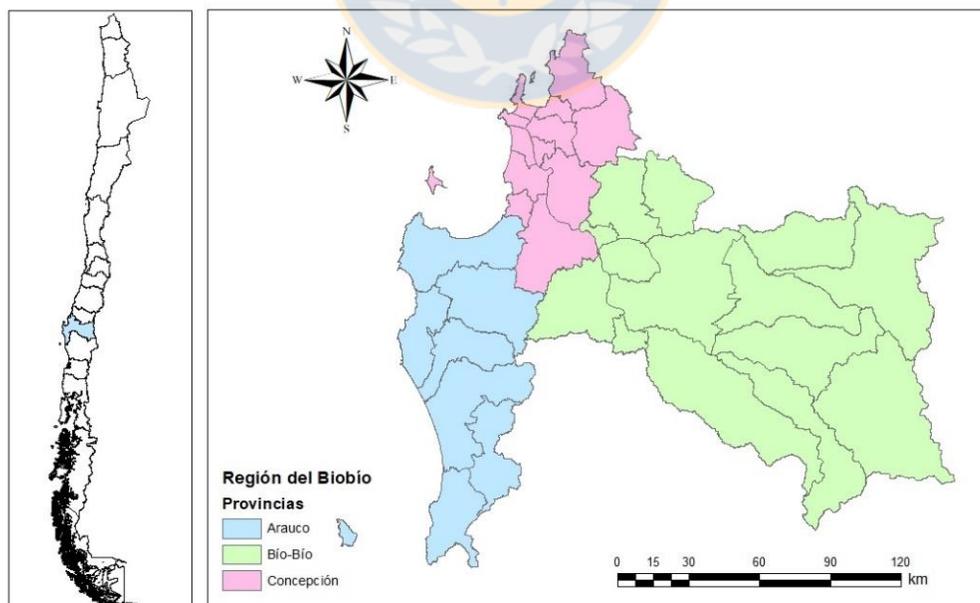


Figura 13. Región del Biobío.

La región es una de las principales del país, debido a que concentra importantes actividades económicas, destacándose la siderurgia, agricultura tradicional, industria de la celulosa, actividad forestal y generación de electricidad, siendo la región con la segunda mayor capacidad instalada. (Biblioteca del Congreso Nacional, 2019b; Ministerio de Energía, 2019).

3.2. Propuesta de modelo conceptual para el pre-diseño de una CHB eólica.

El modelo conceptual para diseñar una CHB eólica, se basó en la capacidad de la energía eólica (específica de cada sitio), para abastecer el sistema de bombeo, sistema que se define según el volumen y tiempo de almacenamiento de energía del reservorio superior.

El parque eólico estará conectado al sistema eléctrico nacional (SEN) y, además, a una turbina reversible. Cuando las condiciones de viento sean suficientes para abastecer la turbina, se elevará agua (dulce o salada) hacia el reservorio superior. Luego, cuando la energía del viento sea insuficiente se generará electricidad, mediante la misma turbina reversible, con el flujo de agua en sentido contrario, para luego ser enviada al SEN.

En el caso de existir excesos de energía eólica, además del bombeo, se despachará la electricidad al SEN. Lo mismo ocurrirá cuando el reservorio superior se encuentre en su máximo nivel.

Para dimensionar la CHB eólica y determinar si la energía eólica es suficiente para abastecer el sistema de bombeo, se desarrolló un modelo en el software Matlab (algoritmo mostrado en Figura 14), que se compone de tres funciones principales:

- a. Función para el cálculo de la potencia y energía bruta de la CHB y del caudal de la central.
- b. Función para dimensionar el parque eólico y estimar la producción de energía eléctrica en el lugar.

- c. Función que compara la energía necesaria para el sistema de bombeo con la producida en el parque eólico utilizando como parámetro las horas de operación de la CHB eólica.

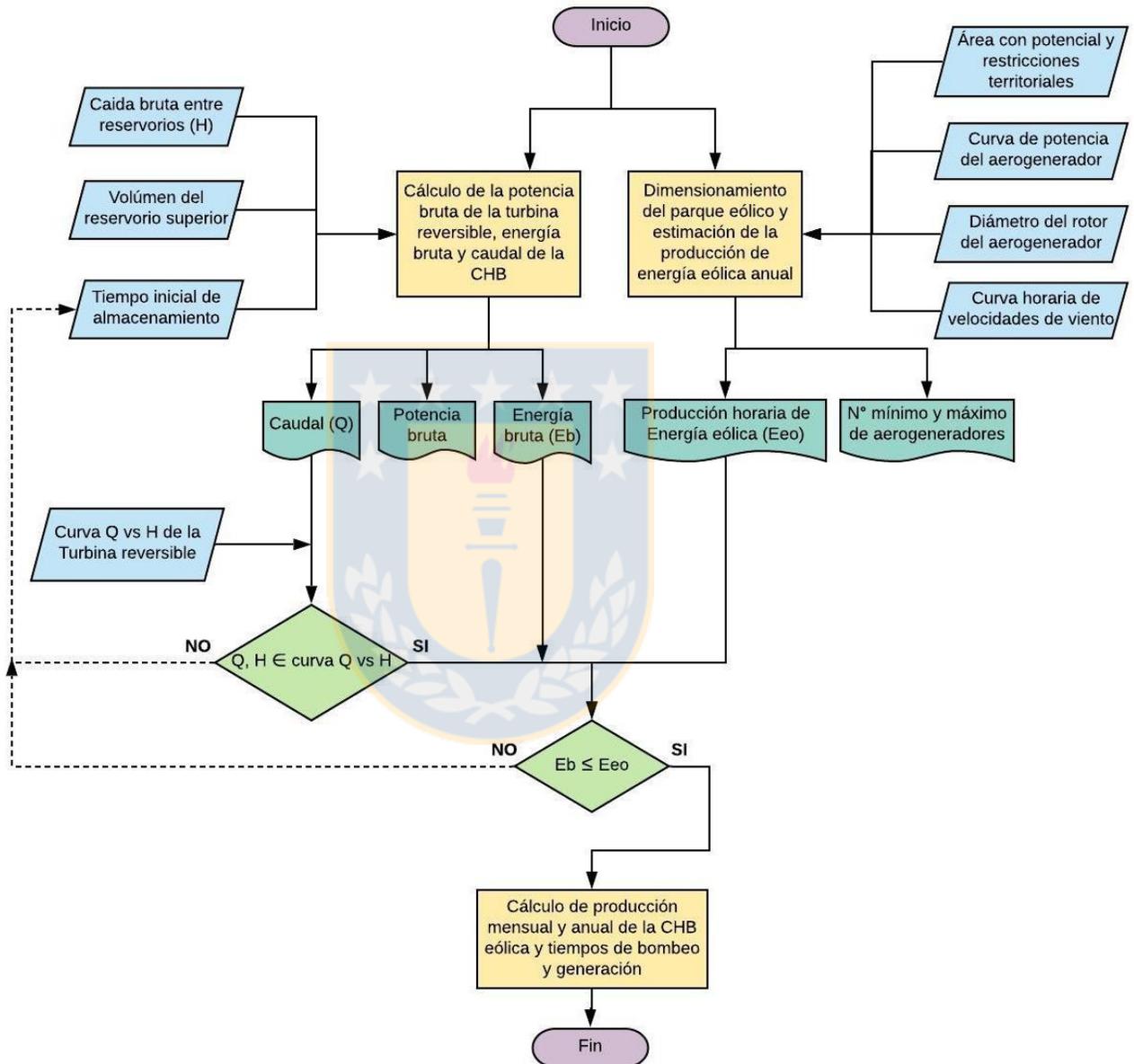
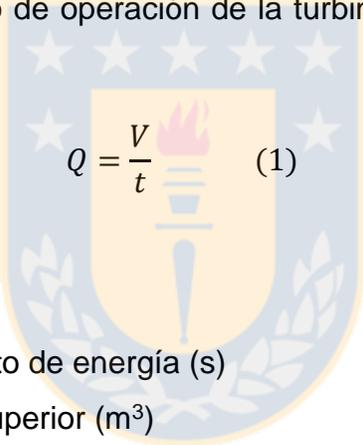


Figura 14. Algoritmo del modelo utilizado para dimensionar una CHB eólica.

(a) Cálculo del caudal, potencia bruta y energía bruta de la CHB.

Para el modelo generado, se seleccionó una turbina Francis reversible, la cual es la mayormente utilizada en el mundo para este tipo de centrales, debido al amplio rango de caudal y caída bruta en los que opera esta turbina (Electric Mountain, 2019; Dominion Energy, 2019). Algunos ejemplos de centrales que utilizan este modelo de turbina son: Bath County (2880 MW), Estados Unidos; Dinorwig (1780 MW), Reino Unido; Aguayo (1000 MW), España, con turbinas de 500, 300 y 250 MW respectivamente.

Para determinar el caudal máximo de cada central, se utilizó la ecuación (1). Luego se evaluó si el caudal resultante, junto a la caída bruta entre reservorios, se encontraba dentro del rango de operación de la turbina Francis reversible (Figura 15).


$$Q = \frac{V}{t} \quad (1)$$

Donde

Q : Caudal (m^3/s)

t : Tiempo de almacenamiento de energía (s)

V : Volumen del reservorio superior (m^3)

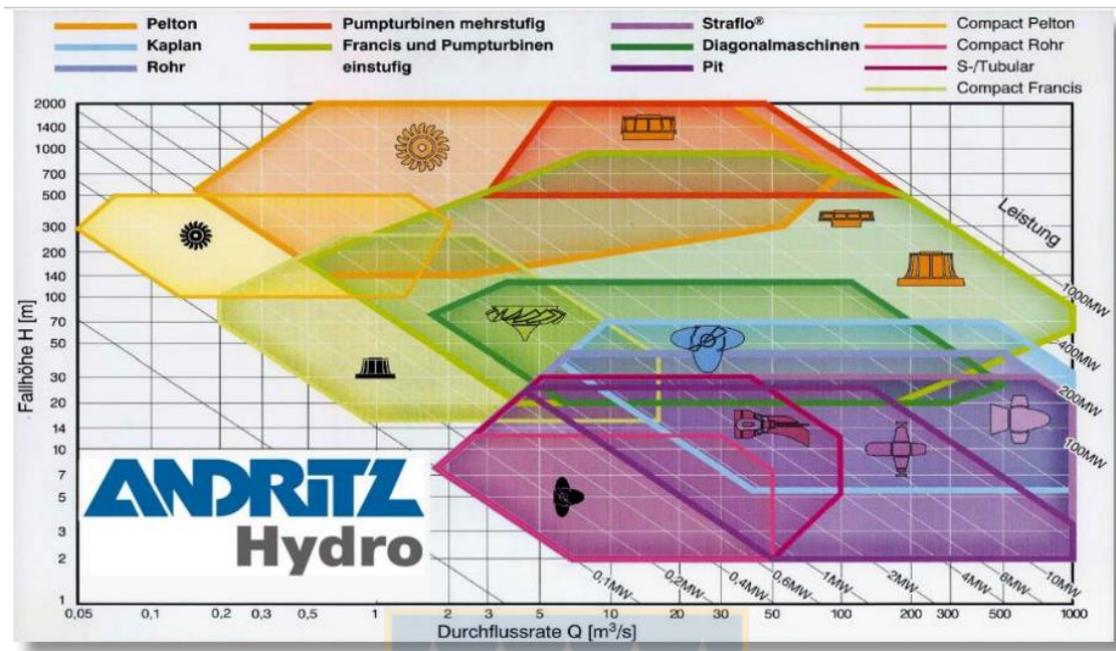


Figura 15. Curva Q vs H de distintas turbomáquinas.

Fuente: Wasser Fisch Natur AG, 2016.

La potencia bruta de la turbina reversible, se calculó con la ecuación (2):

$$P_b = \rho \times g \times Q \times H \quad (2)$$

Donde

P_b : Potencia bruta de la turbina reversible (MW)

ρ : Densidad del fluido (kg/m^3) (1000 kg/m^3 para el agua dulce en CHB convencionales y 1025 kg/m^3 para el agua de mar en CHB costeras)

g : Aceleración de gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$)

H : Caída bruta entre reservorios (m)

Luego la energía bruta (E_b) se calculó con:

$$E_b = P_b \times t \quad (3)$$

Se utilizó un t igual a 1 hora, ya que el modelo trabaja en escala horaria.

(b) Dimensionamiento del parque eólico y estimación de la producción eléctrica.

Para el cálculo de la producción eólica se requiere conocer el potencial técnico disponible del área cercana al reservorio, para ello se utilizó la superficie con potencial eólico técnico estimada en la base de datos del Plan energético regional (PER, 2019), procesadas mediante del software ArcGIS v10.3. Estas superficies se subdividen en tres grupos: valoración alta, media y baja. La valoración expresa los riesgos de instalar parques eólicos en un determinado terreno en base a objetos de valoración territorial (OdVT). Los OdVT se dividen en siete categorías: naturales, culturales, productivos, amenazas y riesgos, planificación, infraestructura y gestión (PER, 2019). Por lo tanto, un área con valoración alta implica un importante riesgo de conflictos socio-ambientales en alguna o varias de las categorías mencionadas al momento de instalar aerogeneradores.

Por otro lado, para el dimensionamiento del parque eólico se requiere conocer el diámetro del rotor de un modelo específico de aerogenerador. Se seleccionaron 3 modelos de aerogenerador con distintas potencias (Tabla 3), para así realizar un análisis comparativo en cada central. La selección se realizó según una revisión de los modelos que utilizan los parques eólicos actualmente operativos en Chile (The wind power, 2019), seleccionando las marcas Goldwind, Gamesa y Vestas, las cuales presentan la mayor penetración en el mercado nacional e internacional (Energías renovables, 2017; El periódico de la energía, 2017).

Tabla 3. Modelos de aerogeneradores seleccionados.

ID	Modelo	Potencia	Diámetro del rotor	Altura de torre	Proyecto de referencia
1	Goldwind GW82/1500	1,5 MW	82 m	100 m	PE Cuel, PE Negrete
2	Gamesa G114/2000	2 MW	114 m	100 m	PE Las Peñas
3	Vestas V112/3000	3 MW	112 m	100 m	PE Taltal

Con los datos anteriores se determinó la cantidad mínima y máxima de aerogeneradores que se pueden instalar en un lugar, según las ecuaciones (4) y (5):

$$n_{\text{mín}} = \frac{A_{eo}}{5d \times 9d} \quad (4)$$

$$n_{\text{máx}} = \frac{A_{eo}}{3d \times 5d} \quad (5)$$

Donde

A_{eo} : Área eólica disponible que cuenta con potencial eólico, ya sea con valoración alta, media o baja (m^2)

d : Diámetro del rotor del modelo de aerogenerador (m)

$n_{\text{mín}}$: Número mínimo de aerogeneradores

$n_{\text{máx}}$: Número máximo de aerogeneradores

El denominador representa la separación recomendada entre turbinas eólicas que permite disminuir las pérdidas en la producción eléctrica debido a la turbulencia generada por cada aerogenerador. Se utilizan separaciones de 3 a 5 diámetros del rotor en la dirección perpendicular al viento dominante y de 5 a 9 diámetros del rotor en la dirección de la velocidad predominante del viento. (Centro de Energías Renovables, 2013).

Luego se estimó la generación eólica horaria (E_{eo}) utilizando las curvas de potencia de cada aerogenerador y la curva de velocidades del viento horaria del sitio específico, obtenidas del Explorador Eólico del Ministerio de Energía (Explorador eólico, 2019). La generación eólica horaria se obtuvo aplicando la ecuación (6), considerando un valor 0,85 para la eficiencia global del sistema aerogenerador (Centro de Energías Renovables, 2013).

$$E_{eo} = P(v) \times t \times \eta \quad (6)$$

Donde

$P(v)$: Potencia del aerogenerador, en función de la velocidad del viento (MW)

t : Tiempo (h)

η : Eficiencia global del sistema aerogenerador

Posteriormente se estimó la producción eólica total anual (Eeo_{TA}) en cada central, utilizando las ecuaciones (7) y (8), para la mínima ($n_{mín}$) y máxima ($n_{máx}$) cantidad de aerogeneradores respectivamente. Se asumió que la variación espacial del viento es despreciable en todos los puntos donde se instalen los aerogeneradores.

$$Eeo_{TA_{mín}} = \sum_{i \leq r} Eeo_i \cdot n_{mín} \quad (7)$$

$$Eeo_{TA_{máx}} = \sum_{i \leq r} Eeo_i \cdot n_{máx} \quad (8)$$

Con r , el número total de horas en un año (8760 horas).

(c) Comparación entre la energía necesaria para el sistema de bombeo y la energía entregada por el parque eólico.

Se realizó una comparación hora a hora entre la energía de bombeo bruta necesaria y la energía eólica. Se distinguen 3 casos:

- (1) La energía eólica es mayor a la energía de bombeo bruta: es posible la operación de la bomba, con un límite de 12 horas al día y, además, el excedente de energía eólica se vende al sistema eléctrico nacional.
- (2) La energía eólica es igual a la energía de bombeo bruta: es posible la operación de la bomba y no existen excedentes de energía eólica.
- (3) Energía eólica es menor que la energía de bombeo bruta: no es posible operar la bomba, pero la energía eólica producida se vende al sistema eléctrico nacional.

Finalmente, la producción de energía anual de la CHB eólica, que incluye la generación eléctrica de la turbina y del parque eólico, se calculó mediante la ecuación (9), (10) y (11), considerando para la producción eléctrica de la CHB (ecuación 10) un valor 0,80 para la eficiencia de las turbinas Francis reversibles (Portero et al., 2015; Bayón et al., 2016).

$$E_{TA} = E_{CHB} + E_{eo_{ex}} \quad (9)$$

$$E_{CHB} = (Pb \times t \times \eta) \quad (10)$$

$$E_{eo_{ex}} = \begin{cases} \sum_{i \leq r} (E_{eo_i} \times n) - Eb_i, & SI (E_{eo_i} \times n) > Eb_i \\ 0 & , SI (E_{eo_i} \times n) = Eb_i \\ \sum_{i \leq r} (E_{eo_i} \times n) & , SI (E_{eo_i} \times n) < Eb_i \end{cases} \quad (11)$$

Donde

E_{TA} : Generación eléctrica total anual entregada por la CHB eólica (GWh/año)

E_{CHB} : Generación eléctrica total anual entregada por la CHB (GWh/año)

$E_{eo_{ex}}$: Generación eléctrica total anual entregada por el parque eólico (GWh/año)

Pb : Potencia bruta de la turbina reversible (MW)

t : Tiempo de operación de la central en modo generación (h)

η : Eficiencia de la turbina Francis reversible

3.3. Pre-diseños de CHB eólicas y convencionales.

3.3.1. Selección de la ubicación de las CHB.

Martínez (2019), Identificó 18 CHB convencionales y 21 CHB costeras en la región del Biobío (Figura 16). De todos los reservorios identificados, se seleccionaron 3 casos de estudio: (1) CHB eólica costera, (2) CHB convencional y (3) CHB eólica

convencional. Los criterios para la selección de los casos fueron: (i) similar energía acumulada de los reservorios superiores y (ii) disponibilidad de potencial eólico técnico.

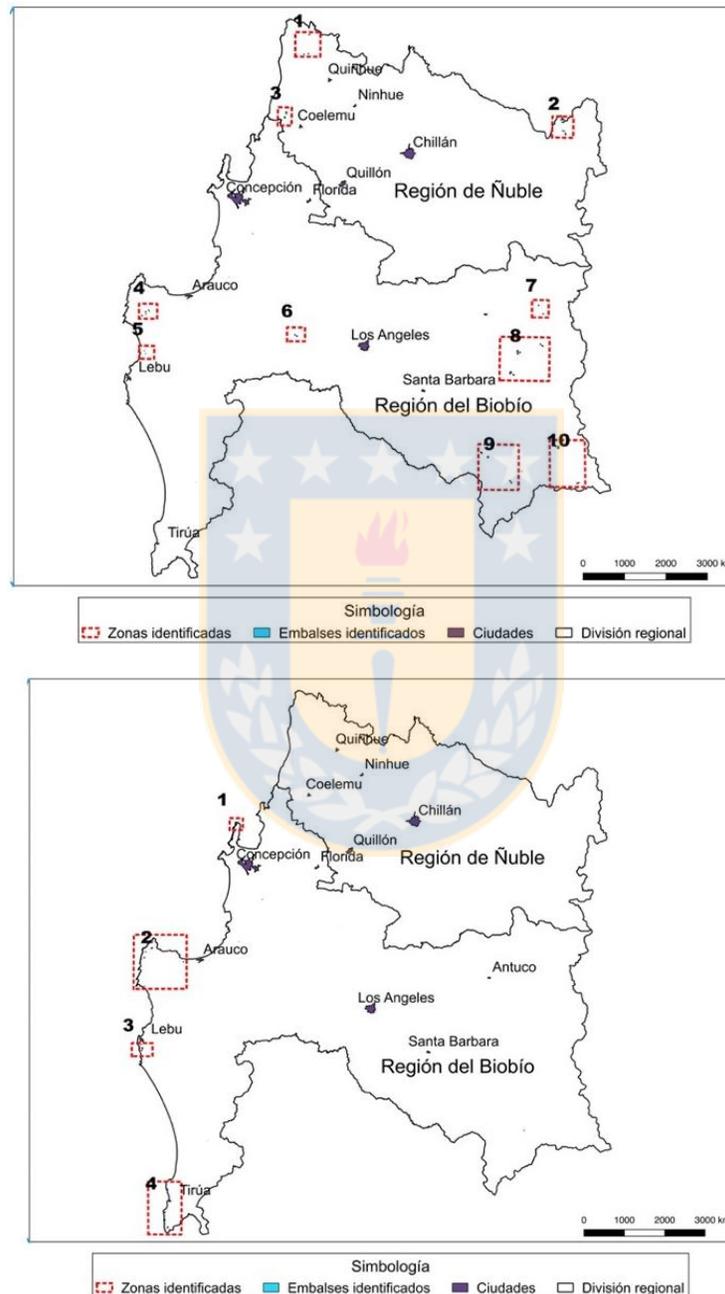


Figura 16. Posibles reservorios para CHB convencionales (arriba) y para CHB costeras (abajo).

Fuente: Martínez, 2019.

(i) Energía acumulada de los reservorios superiores.

Para cada uno de los reservorios superiores entregados por Martínez (2019), se calculó la energía acumulada con la ecuación (12) (Hermosin y Sanz, 2016). Luego los reservorios se agruparon en 3 categorías de similar energía.

$$Ea = \frac{Va \times H \times \rho \times g \times 10^{-3}}{3600} \text{ (kWh)} \quad (12)$$

Donde

Va: Volumen total de almacenamiento del reservorio superior (m³)

H: Caída bruta entre reservorios (m)

ρ: Densidad del fluido (kg/m³) (1000 kg/m³ para el agua dulce en CHB convencionales y 1025 kg/m³ para el agua de mar en CHB costeras)

(ii) Disponibilidad de potencial eólico técnico.

Para cada reservorio se realizó un análisis de la superficie cercana al embalse con potencial eólico técnico disponible. Se consideraron radios de influencia cada 500 m desde el centroide de los embalses, hasta un límite de 3000 m. Las áreas consideradas incluyeron diferentes categorías de valoración (alta, media y baja), y el proceso se realizó utilizando el software ArcGIS v10.3 (Figura 17). Se estableció un radio de influencia máximo de 3000 metros, ya que éste genera una superficie similar al mayor parque eólico instalado en Chile (Parque Eólico San Juan), correspondiente a 3000 hectáreas (Parque San Juan, 2019).

El criterio de disponibilidad de potencial eólico técnico permitió descartar los grupos de CHB en los que no existe posibilidad de desarrollar los 3 casos de estudio. Luego para generar los pre-diseños se seleccionó el grupo de mayor energía acumulada, obtenidas en (i).

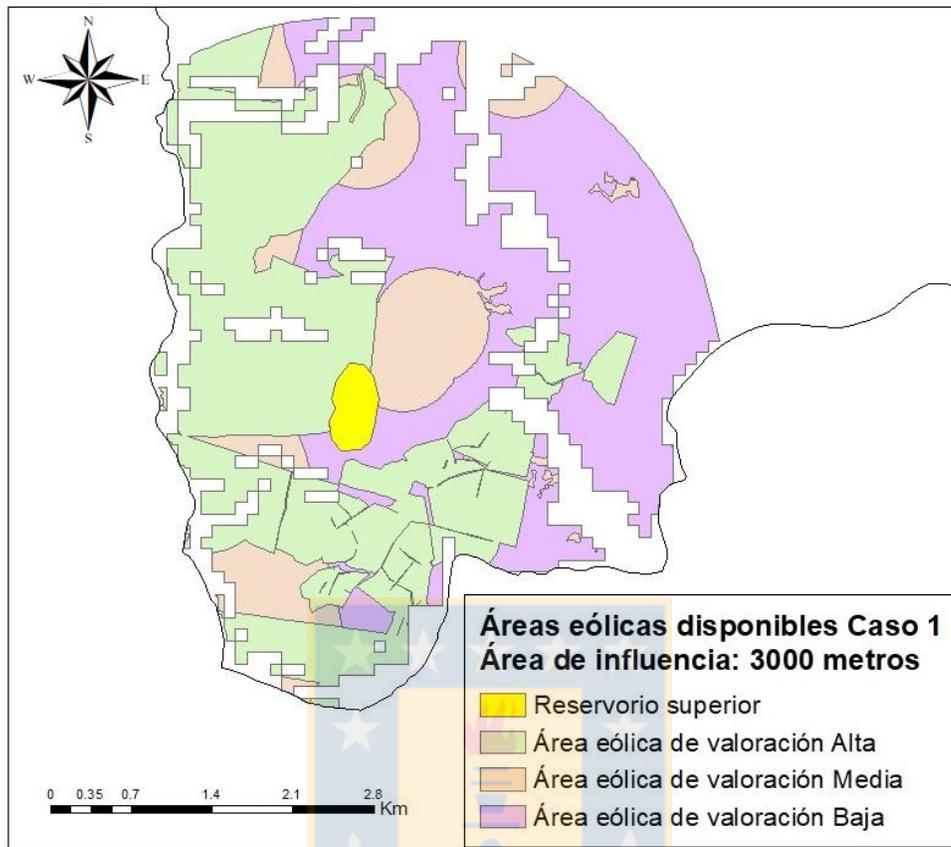


Figura 17. Áreas de influencia y valoración.

Finalmente, para el desarrollo de los pre-diseños de las CHB eólicas, se seleccionó el mayor potencial eólico técnico con la menor valoración posible.

3.3.2. Optimización de la elección de la turbina reversible.

La potencia bruta de la turbina reversible se calcula según la ecuación (2), en la cual, a mayor caudal, se obtiene una potencia mayor. El caudal a su vez, es inversamente proporcional al tiempo de almacenamiento (t) y, además, la potencia bruta de la turbina reversible está limitada por la generación eléctrica eólica, lo que limita el tiempo que opera la bomba y, por lo tanto, el tiempo de almacenamiento de la CHB. Por lo anterior, es que para dimensionar la bomba es necesario optimizar

el tiempo de almacenamiento en función de la producción eólica y el caudal de bombeo, para así maximizar la generación eléctrica de la central.

Para las CHB eólicas (caso 1 y 3), se aplicaron las 3 funciones del modelo conceptual, utilizando $t = 1, 2, \dots, 7$ días para la función a. y los tres modelos de aerogenerador para la función b. Se generaron curvas de tiempo de almacenamiento versus la cantidad de días en que operar la CHB eólica y curvas de tiempo de almacenamiento versus la generación eléctrica total anual (E_{TA}). Luego se seleccionó la potencia de la turbina reversible con el t que maximiza la producción eléctrica de la CHB eólica.

Finalmente, para el caso 2, se generaron centrales convencionales de igual potencia de turbina reversible, que las obtenidas en los casos eólicos, aplicando solo la función a. del modelo conceptual.

3.3.3. Dimensionamiento de tuberías para CHB.

El diámetro de las tuberías de las CHB se estimó utilizando el balance de energía de Bernoulli, donde sólo se consideraron las pérdidas de carga regulares en el sistema (ecuación 13).

$$Z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + \Omega_R \quad (13)$$

Siendo,

Z : Elevación de cada reservorio (m)

P : Presión (N/m²)

γ : Peso específico del fluido (N/m³)

V : Velocidad del fluido (m/s)

g : Aceleración de gravedad (9,81 m/s²)

Ω_R : Pérdidas regulares en la tubería (m)

La pérdida de carga regular se estimó a través de la ecuación (14):

$$\Omega_R = f x \frac{l}{D} x \frac{V^2}{2g} \quad (14)$$

Donde

f : Coeficiente de fricción

l : Largo de la tubería (m)

D : Diámetro de la tubería (m)

El largo de la tubería se estimó mediante el software ArcGIS v10.3 considerando las distancias entre el reservorio superior e inferior y la caída bruta. Por otro lado, como en flujo en las tuberías corresponde a un régimen turbulento, el coeficiente de fricción (f) depende de la rugosidad (ε) el cual varía según el material de cada tubería. Se seleccionó polietileno de alta densidad (HDPE) para las CHB convencionales y eólicas convencionales ($\varepsilon = 0,0015mm$), ya que es uno de los materiales más utilizados actualmente para la confección de tuberías en centrales hidroeléctricas, por su bajo coeficiente de rugosidad, que permite reducir en gran parte las pérdidas de carga (Hermosin y Sanz, 2016). Para las CHB costeras se seleccionó plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP) ($\varepsilon = 0,01 mm$), que es más resistente a la corrosión que otros materiales (Portero et al., 2015).

Cabe mencionar que para la construcción de las CHB costeras es necesario que tanto tuberías como turbomáquinas, estén construidas a partir de materiales resistentes a la corrosión y que eviten la incrustación biológica (Portero et al., 2015).

Además, f depende del número de Reynold (ecuación 15), el diámetro de la tubería, la velocidad del flujo y la viscosidad cinemática ($1,000 \times 10^{-6} m^2/s$ para el agua dulce y $1,082 \times 10^{-6} m^2/s$ para el agua de mar). La velocidad de flujo puede ser estimada en función del caudal y el diámetro de la tubería (ecuación 16). Finalmente, el

coeficiente de fricción se estima mediante la ecuación de Colebrook (ecuación 17), la cual corresponde a un método iterativo.

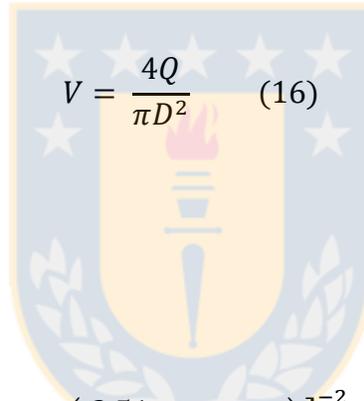
$$Re = \frac{V \times D}{\nu} \quad (15)$$

Donde

Re : Número de Reynold

V : Velocidad del fluido (m/s)

ν : Viscosidad cinemática (m²/s)



$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (16)$$

Siendo

Q : Caudal (m³/s)

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{f}} + \frac{\varepsilon}{3,71 D} \right) \right]^{-2} \quad (17)$$

Donde

ε : Rugosidad absoluta de la tubería (m)

Finalmente, se calculó la relación L/H en cada pre-diseño, donde L es la longitud de la tubería y H la caída bruta entre reservorios, que se utiliza para medir la viabilidad inicial de un proyecto de almacenamiento por bombeo. Si L/H es inferior a 10, el proyecto es atractivo en términos económicos y los costos unitarios del proyecto (\$/kW) se reducen a medida que decrece este indicador (MWH, 2009).

3.4. Evaluación económica de los pre-diseños.

3.4.1. Costo de inversión inicial.

El costo de inversión inicial (C_I) de cada pre-diseño, se calculó a partir de la ecuación (18).

$$C_I = C_{TR} + C_{AG} + C_{emb} + C_{gm} + C_{tub} + C_{MO} + C_{maq} \quad (18)$$

Donde

C_{TR} : Costo de la turbina reversible (US\$)

C_{AG} : Costo total de los aerogeneradores (US\$)

C_{emb} : Costo del embalse (US\$)

C_{gm} : Costo de la geomembrana (US\$)

C_{tub} : Costo de las tuberías (US\$)

C_{MO} : Costo de la mano de obra (US\$)

C_{maq} : Costo por arriendo de maquinaria (US\$)

- (i) Costo de la turbina reversible (C_{TR}).

El costo de cada turbina reversible se obtuvo a través de la curva caudal, caída bruta y precios (Figura 18). Además, se incluyen en esta curva los costos de equipos eléctricos y mecánicos (reguladores, válvulas, generadores, transformadores, etc.) asociados a la instalación y operación de la turbina.

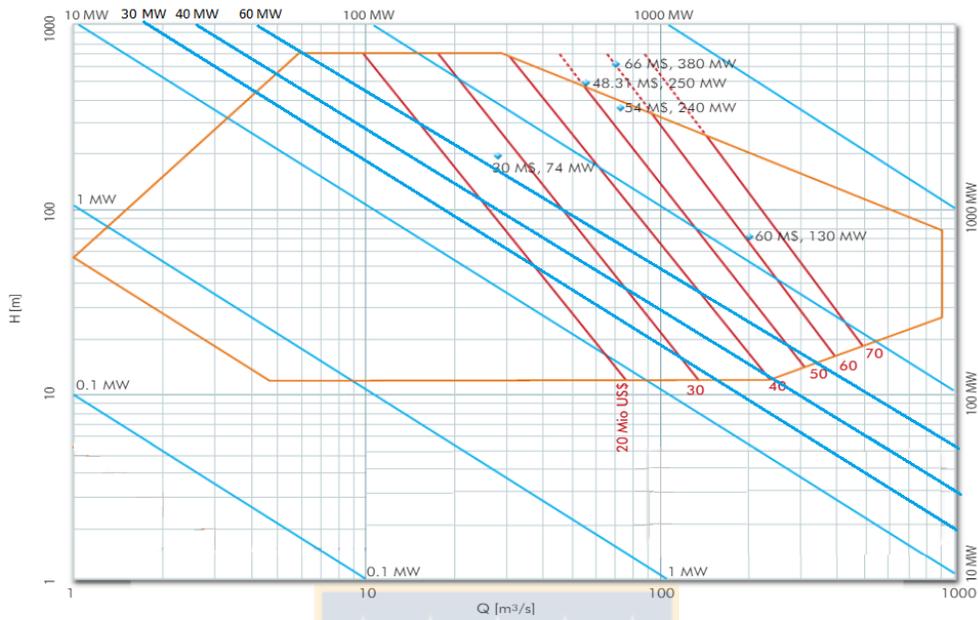


Figura 18. Curva caudal, caída bruta y precios para una turbina Francis reversible.²

Fuente: Adaptado de (Ancieta, 2009).

(ii) Costo total de los aerogeneradores (C_{AG}).

El costo total de los aerogeneradores, se estimó utilizando la ecuación (19), considerando un valor de 1,5 Millones de US\$/MW por aerogenerador (Conserve Energy Future, 2019).

$$C_{AG} = n \times Pot_{AG} \times 1,5 \times 10^6 \frac{US\$}{MW} \quad (19)$$

Donde

n : Número de aerogeneradores

Pot_{AG} : Potencia nominal del modelo de aerogenerador (MW)

² El costo incluye turbinas, reguladores, válvulas, sistemas de agua de refrigeración y drenaje, generadores, transformadores, equipos de control, sistemas de telecomunicaciones y sistemas auxiliares entre otros.

(iii) Costo del embalse (C_{emb}).

El costo del embalse se estimó con la ecuación (20), considerando un valor de 0,11 US\$/m³ (Agthe *et al.*, 2003).

$$C_{emb} = (V_{sup} + V_{inf}) \times 0,11 \frac{US\$}{m^3} \quad (20)$$

Donde

V_{sup} : Volumen del reservorio superior (m³)

V_{inf} : Volumen del reservorio inferior (m³)

(iv) Costo de la geomembrana (C_{gm}).

El costo de las geomembranas, utilizadas para impermeabilizar el suelo y minimizar la infiltración de aguas, se estimó mediante la ecuación (21), considerando un valor unitario de 3,0 US\$/m² (Wan Tong, 2019)³.

$$C_{gm} = S_{rs} \times N^{ors} \times 3,0 \frac{US\$}{m^2} \quad (21)$$

Donde

S_{rs} : Superficie del reservorio (m²)

N^{ors} : Cantidad de reservorios (dos para las CHB convencionales y uno para las CHB costeras)

³ Corresponde al costo por metro cuadrado de geomembrana de HDPE con 2,5 mm de espesor.

(v) Costo de las tuberías (C_{tub}).

El costo de las tuberías se estima según la ecuación (22), en base a los costos de la Tabla 4, el diámetro y largo de las tuberías.

$$C_{tub} = l \times C(D) \quad (22)$$

Donde

l : Largo de la tubería (m)

$C(D)$: Costo dependiente del diámetro (US\$/m)

Tabla 4. Costo de las tuberías según sus diámetros.

Diámetro (m)	Costo (US\$/m)
1,2	340
1,3	370
1,4	400
1,5	425
1,6	453

Fuente: Adaptado de Hermosin y Sanz, 2016.

(vi) Costo de la mano de obra (C_{MO}).

Para el cálculo de la mano de obra y maquinaria se consideró un plazo de construcción de 6 años (Moreno y Dávila, 2012) y se realizó el supuesto de que es igual para todos los pre-diseños. Cabe aclarar que el plazo de construcción es específico de cada proyecto, dependiendo de las condiciones del emplazamiento, de la cantidad de mano de obra que se contrate, de factores climáticos, entre otras variables.

Se estimó la cantidad de mano de obra necesaria para el parque eólico (en el caso de las CHB eólicas) y para la CHB por separado. Ambas estimaciones se realizaron

considerando un valor promedio entre los proyectos eólicos e hidroeléctrico con similar potencia, ingresados al servicio de evaluación ambiental (SEA), hasta el año 2018.

Luego se utilizó la ecuación (23) para estimar el costo de la mano de obra, considerando el valor 5890 US\$/año por trabajador (ONDAC, 2017)⁴.

$$C_{MO} = (MO_{PE} + MO_{CHB}) \times PC \times 5890 \frac{US\$}{año} \quad (23)$$

Donde

MO_{PE} : Mano de obra requerida para el parque eólico.

MO_{CHB} : Mano de obra requerida para la CHB.

PC : Plazo de construcción de la central (años)

(vii) Costo del arriendo de maquinaria (C_{maq}).

El costo de arriendo de maquinaria se obtuvo con la ecuación (24), considerando las principales maquinarias utilizadas en obras civiles de este tipo (Tabla 5). Se realizó el supuesto de que la maquinaria será igual en todos los pre-diseños.

$$C_{maq} = \sum C_{maqxhr} \times h_T \quad (24)$$

Donde

C_{maqxhr} : Costo de cada maquinaria por hora (US\$/h)

h_T : Horas totales de la construcción (h)⁵

⁴ Valor medio ponderado para un trabajador de una obra civil en un año, considerando 2025 horas de trabajo.

⁵ Se consideran 2025 horas de utilización de las maquinarias al año (12.150 horas totales para los 6 años).

Tabla 5. Maquinaria y su respectivo costo de arriendo por hora.

Maquinaria	Costo (US\$/hora)
Bulldozer	69,06
Cargador frontal	21,20
Motoniveladora	37,86
Retroexcavadora	21,20
Rodillo compactador	37,86
Camión aljibe	34,18
Camión tolva	19,08
Camión plano	18,17
Grúa	5,60

Fuente: Adaptado de Espejo de Tarapacá, 2014 y ONDAC, 2017.

3.4.2. Parámetros de evaluación.

Para la evaluación económica se utilizó una tasa de descuento del 8% valor ampliamente utilizado a nivel mundial (Anagnostopoulos y Papantonis, 2007; Kapsali y Kaldellis, 2010; Caralis et al., 2012; L. Dinglin et al., 2012; Portero et al., 2015; Hermosin y Sanz, 2016).

Además, las evaluaciones económicas se realizaron en dólares americanos (US\$), utilizando un factor de conversión de 0,0015US\$/CLP (peso chileno), para los precios reportados en la moneda nacional.

3.4.3. Estimación de flujos de caja netos.

Los flujos de caja netos (FCN), consideraron solo los ingresos y egresos de la operación de las CHB. No se consideraron los costos asociados a operación y mantenimiento.

El horizonte de evaluación corresponde a la vida útil de cada pre-diseño. En las CHB eólicas costeras, su vida útil se puede ver afectada por la corrosión que provoca la salinidad sobre sus materiales, sin embargo, Katsaprakakis et al. (2013) demostró que una CHB costera puede alcanzar un periodo de vida de 50 hasta 100 años, realizando las mantenciones necesarias, por lo cual la duración del proyecto queda determinada por los aerogeneradores. Se definió un horizonte de evaluación de 30 años para las CHB eólicas y de 50 años para las CHB convencionales, en base a la vida útil de parques eólicos (Las peñas, Lebu Norte, Calama) y centrales hidroeléctricas (Trupán, Nancagua, Cayucupil, Butamalal, El Diuto) de Chile, ingresados al servicio de evaluación ambiental (SEA).

Las CHB convencionales buscan convertir la electricidad de bajo costo a electricidad de alto costo, por lo cual, para estimar los FCN en estas centrales, se utilizó la tarifa eléctrica flexible (THR plus), que tiene un valor diferenciado del kilowatt-hora, dependiendo de la hora del día. Esta tarifa tiene un 30% de descuento en el precio del suministro eléctrico en la noche (de 22:00 a 08:00 horas), un 30% de recargo en las horas punta (18:00 a 22:00 horas) y el resto del día una tarifa normal (CGE y Enel, 2017)⁶. Para las CHB eólicas, se utilizó la tarifa normal (horario día).

Para proyectar los precios de la energía en la vida útil de los proyectos, se ajustaron diferentes líneas de tendencia a los precios medios de mercado históricos (2007-2018) reportados por la CNE, considerando la tasa de recargo y de descuento, como se muestra en la Figura 19. La Tabla 6 muestra las mejores tendencias encontradas para cada precio de la electricidad y el coeficiente de determinación (R^2) que evalúa el desempeño del ajuste (valor máximo teórico de R^2 es 1).

⁶ El recargo del 30% se aplica solo en periodo de invierno (Abril – Septiembre), y solo de lunes a viernes, pero para efectos de cálculo, se aplicó el supuesto de que el recargo ocurre durante los 365 días del año.

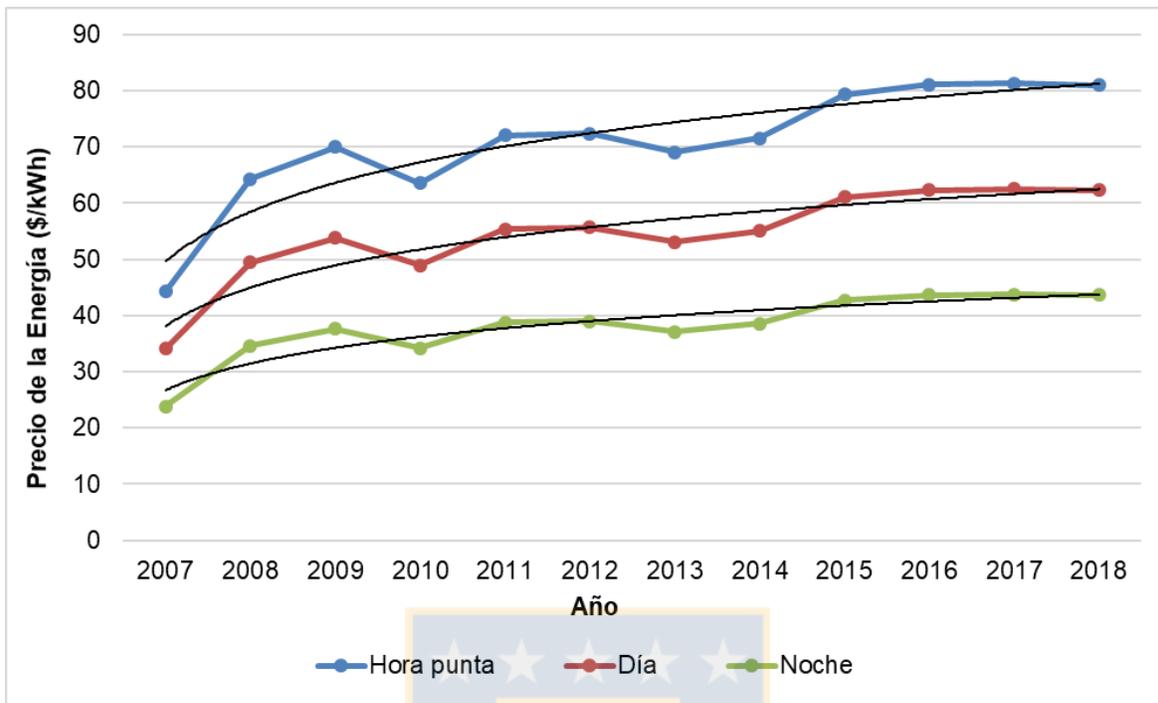


Figura 19. Precios medios de mercado históricos (2007-2018). Las líneas de color negro muestran la mejor tendencia ajustada a cada curva.

Fuente: Datos obtenidos de CGE y Enel (2017) y Comisión Nacional de Energía, (2019).

Tabla 6. Tendencias utilizadas en la proyección de los precios medios de mercado.

Horario	Rango de horas	Función	R ²
Día	08:00 – 18:00	$Y = 9,779 x \ln(X) + 38,17$	0,8504
Hora punta	18:00 - 22:00	$Y = 12,713 x \ln(X) + 49,621$	0,8504
Noche	22:00 - 08:00	$Y = 6,8453 x \ln(X) + 26,719$	0,8504

En cada función obtenida, el valor “Y” corresponde al precio de la energía (\$/kWh) en un año “X”.

(i) Ingresos anuales

Para las CHB eólicas los ingresos anuales se estimaron mediante la ecuación (25), considerando la venta de excedentes de energía eólica (Exc) al sistema interconectado.

$$Ingreso\ anual = Ea \times PE_{día}(x) + Exc \quad (25)$$

Donde

Ea : Producción de energía anual de las CHB eólicas (kWh)

$PE_{día}$: Precio medio de la electricidad en horario día (US\$/kWh) proyectado en el año x .

Para las CHB convencionales se utilizó la ecuación (26), considerando 12 horas de operación en modo generación, de las cuales 4 son en horario punta y 8 en el horario de día.

$$Ingreso\ anual = (P_{TR} \times h_{punta} \times PE_{punta}(x)) + (P_{TR} \times h_{día} \times PE_{día}(x)) \quad (26)$$

Donde

P_{TR} : Potencia de la turbina reversible (kW)

h_{punta} : Cantidad de horas de operación en horario punta (h)

PE_{punta} : Precio medio de la electricidad en horario punta proyectado en el año x (US\$/kWh)

$h_{día}$: Cantidad de horas de operación en horario día (h)

$PE_{día}$: Precio medio de la electricidad en horario día proyectado en el año x (US\$/kWh)

(ii) Egresos anuales

Los egresos se consideraron nulos para las CHB eólicas, debido a que no se analizaron costos de operación y mantenimiento. En el caso de las CHB convencionales, se consideró una operación de 12 horas en modo de bombeo, de las cuales 2 son en el horario día y 10 en el horario noche. Se utilizó la ecuación (27) para el cálculo:

$$Egreso\ anual = (P_{TR} \times h_{día} \times PE_{día}(x)) + (P_{TR} \times h_{noche} \times PE_{noche}(x)) \quad (27)$$

Donde

h_{noche} : Cantidad de horas de operación en horario de noche (h)

PE_{noche} : Precio medio de la electricidad en horario noche proyectado en el año x (US\$/kWh)

(iii) FCN

Finalmente, los Flujos de caja neto (FCN) se calcularon mediante la diferencia entre ingresos y egresos.

3.4.4. Indicadores de rentabilidad.

Se utilizaron cuatro indicadores de rentabilidad; Valor actual neto (VAN), Índice de valor actual neto (IVAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el plazo de recuperación de la inversión (PRI o comúnmente conocido "pay-back"). Los primeros tres indicadores se calcularon según las ecuaciones (28) (29) y (30) respectivamente. El PRI corresponde al tiempo en que los FCN acumulados igualan a la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FCN_t}{(1+i)^t} - C_i \quad (28)$$

Donde

FCN_t : Flujo de caja neto en un año t (US\$)

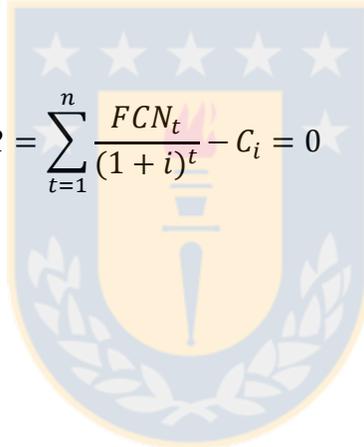
n : Horizonte de evaluación del proyecto (años)

i : Tasa de descuento (8%)

C_i : Costo de inversión inicial del proyecto

$$IVAN = \frac{VAN}{Ci} \quad (29)$$

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{FCN_t}{(1+i)^t} - C_i = 0 \quad (30)$$



4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Modelo conceptual para el pre-diseño de una CHB eólica.

El modelo conceptual presentado en la Figura 14 (sección 3.2) permitió dimensionar una CHB eólica teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento de los reservorios superiores, las diferencias de elevación (caída bruta) entre reservorios, el tiempo de almacenamiento, las áreas con potencial eólico técnico disponibles, las curvas de potencia y los diámetros del rotor de un modelo específico de aerogenerador.

La ventaja de utilizar el modelo conceptual propuesto, es que integra las principales variables que afectan a la generación eléctrica de una CHB eólica, permitiendo generar múltiples pre-diseños técnicamente factibles, de manera rápida y sencilla, que posteriormente pueden ser utilizados para la toma de decisiones a la hora de desarrollar una central de este tipo.

4.2. Pre-diseños de CHB eólicas y convencionales.

4.2.1. Ubicaciones seleccionadas para el desarrollo de CHB.

Los 3 casos de estudio seleccionados se muestran en las Figuras 20 a la 22, con sus respectivas ubicaciones.

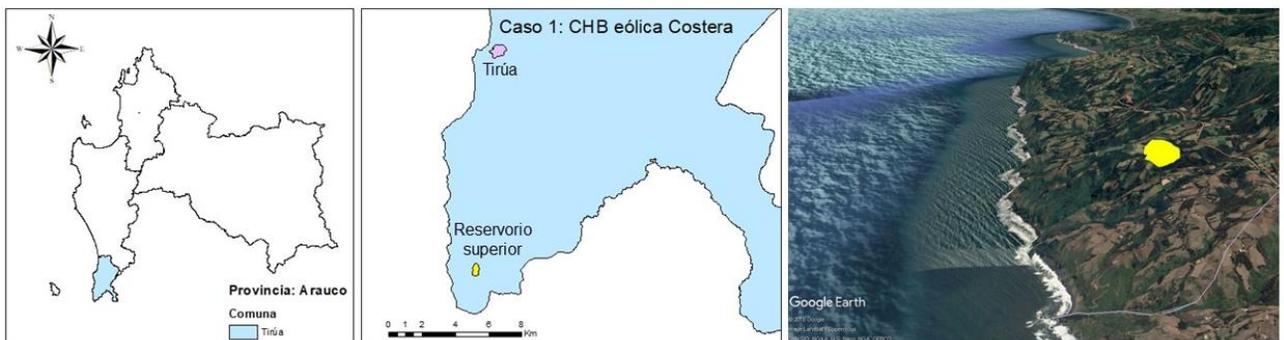


Figura 20. Caso 1: CHB eólica costera, Tirúa, Provincia de Arauco.

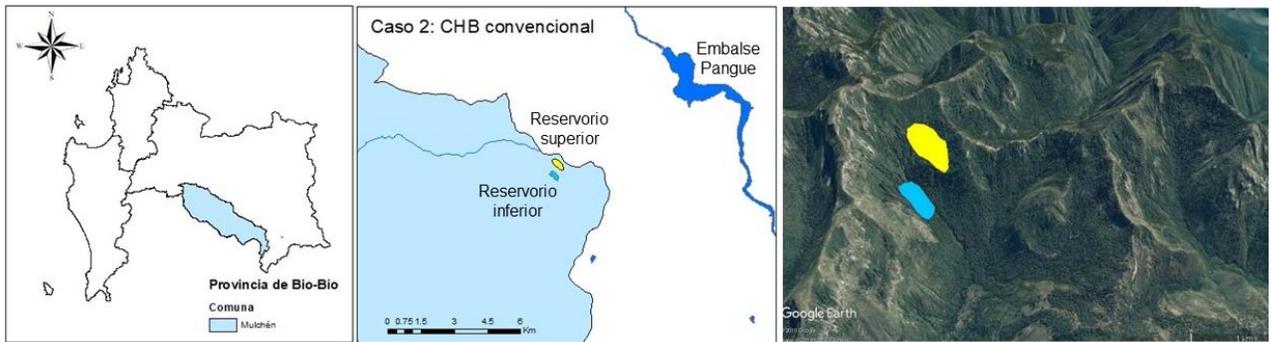


Figura 21. Caso 2: CHB convencional, Mulchén, Provincia de Bío-Bío.



Figura 22. Caso 3: CHB eólica convencional, Quilaco, Provincia de Bío-Bío.

La CHB eólica costera (caso 1) está ubicada en la comuna de Tirúa (Figura 20), a 13 km de la Ciudad de Tirúa y cercana al límite con la Región de la Araucanía. A 2 km, se encuentra un importante atractivo turístico de la comuna; la playa Punta Casa de Piedra, que forma parte del borde costero de la comuna de Tirúa, el cual corresponde a una zona de conservación de la naturaleza (PER, 2019).

La CHB convencional (caso 2) se ubica en la comuna de Mulchén (Figura 21), a 56 km de la Ciudad de Mulchén. A 6 km, en el río Biobío, se encuentra el embalse de la central hidroeléctrica Pangué, perteneciente a la empresa Enel. Además, a 5 km está la Reserva Nacional Altos de Pemehue.

La CHB eólica convencional (caso 3) tiene lugar en la comuna de Quilaco (Figura 22), a 58 km de la ciudad de Quilaco y 60 km de la ciudad de Santa Bárbara.

A 8 km está el embalse de la central hidroeléctrica Ralco en el río Biobío, propiedad de la empresa Enel y a 24 km la Reserva Nacional Ralco.

Existen comunidades indígenas cercanas a los tres casos de estudio, pero ningún reservorio se emplaza sobre un Área de Desarrollo indígena (ADI) (PER, 2019). Cabe destacar que la cercanía a las comunidades indígenas, a las reservas nacionales y a la zona de conservación de la naturaleza mencionadas, que forman parte de los objetos de valoración territorial (OdVT), implican realizar una evaluación ambiental detallada y con participación de las comunidades, a la hora de desarrollar un proyecto energético, para así evitar conflictos socio-ambientales.

La Tabla 7 muestra las principales características de cada caso de estudio. Se puede ver que a pesar que los volúmenes embalsados y las caídas brutas son diferentes, sus energías acumuladas son similares, permitiendo la comparación de los casos. Por ejemplo, el reservorio del caso 1 tiene 60% menos volumen que el reservorio del caso 3, pero a la vez, su caída bruta es 54% mayor y la energía acumulada resultante en ambos casos es aproximadamente 2,7 GWh.

Tabla 7. Reservorios superiores seleccionados y sus energías acumuladas.

Caso de estudio	Tipo de central	Provincia	Comuna	Latitud	Longitud	Volumen embalsado (Mm ³)	Caída bruta (m)	Energía Acumulada (GWh)
1	CHB eólica costera	Arauco	Tirúa	-73,5211	-38,4279	4,13	232	2,68
2	CHB convencional	Bío-Bío	Mulchén	-71,7040	-37,9402	6,30	158	2,71
3	CHB eólica convencional	Bío-Bío	Quilaco	-71,6642	-37,9592	6,60	151	2,70

La Tabla 8 muestra las superficies con potencial eólico técnico obtenidas con los radios de influencia aplicados (de 500 m a 3000 m) para los tres casos de estudio.

Tabla 8. Superficies con potencial eólico técnico en las áreas de influencia.

Caso de estudio	Valoración del territorio	Radio de influencia					
		500 m	1000 m	1500 m	2000 m	2500 m	3000 m
		Superficie (ha)					
1	Alta	87	297	514	657	747	778
	Media	42	101	165	194	212	243
	Baja	38	73	196	336	531	706
2	Alta	0	0	0	0	0	0
	Media	0	0	0	0	0	0
	Baja	0	0	0	0	0	0
3	Alta	0	0	0	0	0	0
	Media	58	132	191	238	278	356
	Baja	0	0	0	0	0	0

Se puede ver en la Tabla 8 que el caso 1, definido como una CHB eólica costera, es el que presenta mayor disponibilidad del recurso eólico y el único caso en el que existen superficies con valoración baja, por lo tanto, es posible implementar centrales con menor riesgo de conflictos socio-ambientales.

El caso 2 no presenta áreas de influencia con potencial eólico técnico, razón por la que esta ubicación se seleccionó para generar diseños de una CHB convencional.

Para la CHB eólica convencional (caso 3), solo hay potencial eólico técnico con valoración media, es decir, con un riesgo medio de conflictos socio-ambientales. Además, las superficies son considerablemente menores a las obtenidas en el caso 1, lo cual indica que existe menor disponibilidad del recurso eólico.

A partir de los resultados de la Tabla 8, se utilizó el radio de influencia de 3000m para el caso 1 y 3, que corresponde a una superficie de 778 y 356 ha, considerando una valoración baja y media, respectivamente.

4.2.2. Optimización de las CHB eólicas.

La optimización de las CHB eólicas se realizó maximizando la producción eléctrica anual en función del tiempo de almacenamiento para los casos 1 y 3. La Figura 23 muestra el tiempo de almacenamiento versus la cantidad de días de operación al año de la CHB eólica en modo bombeo.

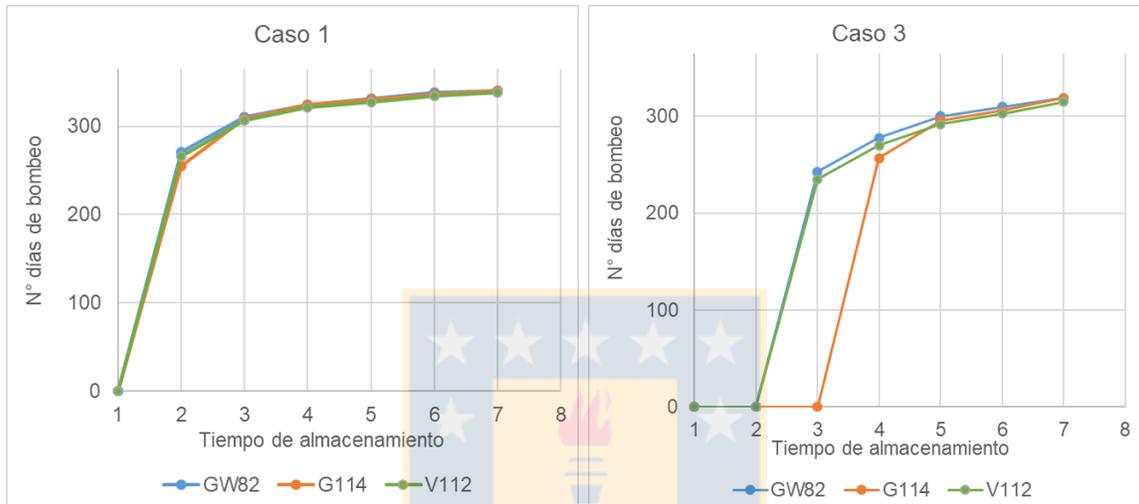


Figura 23. Tiempo de almacenamiento versus N° días de bombeo.

En la Figura 23 se puede ver que a mayor tiempo de almacenamiento (t), mayor cantidad de días de bombeo, comportamiento que se repite en ambos casos. Esto se debe a que a mayor t es menor la potencia de la turbina reversible, por lo tanto, se requiere una menor cantidad de energía eólica y se puede operar durante más días la central en modo bombeo. Además, existen t en los cuales no es posible el bombeo, ya que la exigencia de la energía de la bomba es mayor a la que el recurso eólico puede entregar. Por ejemplo con $t = 3$ días, en el caso 1, es posible operar en modo bombeo las CHB con los tres modelos de aerogenerador, en cambio para el caso 3, solo es posible el bombeo con los modelos Goldwind y Vestas.

Se puede ver que el caso 1 presenta condiciones más favorables de viento, ya que siempre para un mismo t la cantidad de días de bombeo al año es mayor que en el caso 3.

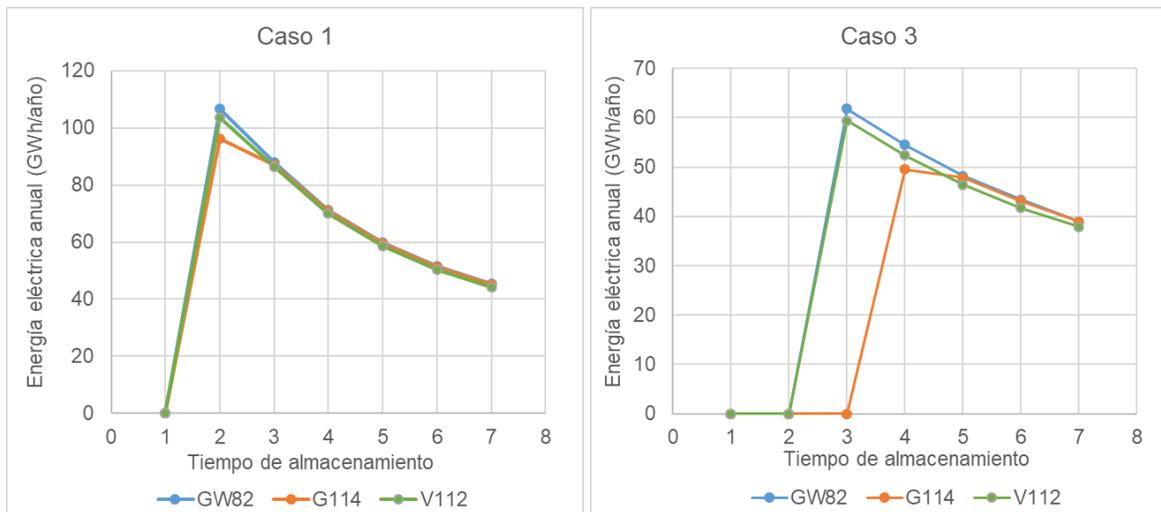


Figura 24. Tiempo de almacenamiento versus generación eléctrica total anual.

La Figura 24 muestra el tiempo de almacenamiento versus la generación eléctrica total anual. Se observa que no existe una relación directa entre los días de operación de la central y la producción eléctrica, sino que existe un t óptimo en el cual se maximiza la generación de electricidad.

En el caso 1 los t óptimos coinciden para los tres modelos de aerogenerador, siendo éste de dos días, razón por la cual, los 3 pre-diseños resultantes tienen la misma potencia de turbina reversible. Por el contrario en el caso 3, los modelos Goldwind y Vestas, la máxima generación eléctrica se alcanza con tres días de almacenamiento, en cambio con el modelo Gamesa, el t óptimo es de cuatro días. Debido a lo anterior, el pre-diseño que utiliza el modelo Gamesa tiene una potencia de turbina reversible menor a la de los otros dos pre-diseños.

Finalmente, la Tabla 9 muestra los nueve pre-diseños generados para los 3 casos de estudio. 6 de estos pre-diseños corresponden a CHB eólicas, en las cuales se consideraron los t óptimos y sus respectivos aerogeneradores (AG). Los otros 3 pre-diseños corresponden a CHB convencionales y se generaron a partir de las potencias de turbina reversible obtenidas en las CHB eólicas.

Tabla 9. Pre-diseños obtenidos con el modelo conceptual.

N° caso	Tipo de central	N° Pre-diseño	Modelo de AG	t (días)	Potencia turbina reversible (MW)	Cantidad de AG	Generación eléctrica CHB anual (GWh)	Generación eléctrica parque eólico anual (GWh)	Generación eléctrica total anual (GWh)
1	CHB eólica costera	1	Goldwind GW82	2	55,6	69	106,7	179,7	286,4
		2	Gamesa G114	2	55,6	36	96,3	125,2	221,5
		3	Vestas V112	2	55,6	37	103,7	192,6	296,3
2	CHB convencional	4	-	2	56,4	-	246,2	-	246,2
		5		3	37,6	-	164,1	-	164,1
		6		4	28,2	-	123,1	-	123,1
3	CHB eólica convencional	7	Goldwind GW82	3	37,6	35	61,8	76,8	138,6
		8	Gamesa G114	4	28,2	18	49,6	56,7	106,3
		9	Vestas V112	3	37,6	18	59,4	79,5	138,9

Los tiempos de almacenamiento obtenidos (2 a 4 días, Tabla 9), son similares a los tiempos óptimos que se encuentran en literatura: Kaldellis (2002) obtuvo que el mejor comportamiento en el balance de energía de una CHB-Eólica se logra con dos días de almacenamiento; Bakos (2002), en su estudio de factibilidad de un sistema híbrido eólico-hidráulico, obtiene tres días de almacenamiento en la simulación.

En el caso 1, la máxima generación se alcanza con 69 aerogeneradores del modelo Goldwind GW82 (296,3 GWh), sin embargo, con una menor cantidad de aerogeneradores (37), el modelo Vestas V112 produce una generación anual (286,4 GWh) similar. Este comportamiento se repite en el caso 3 y se debe a que el diámetro de rotor del modelo Goldwind, es 30 m más pequeño que el del modelo Vestas. La cantidad de aerogeneradores Gamesa y Vestas, son similares en los

casos 1 y 3, lo cual se atribuye a la similitud entre sus diámetros de rotor (114 y 112 m respectivamente).

La generación eléctrica anual es superior en las CHB convencionales (caso 2), porque éstas contemplan 12 horas de operación en modo generación, en cambio para las CHB eólicas las horas de generación están sujetas a la disponibilidad de viento y van de 3 a 9 horas. Cabe mencionar que para la operación en modo de bombeo de las CHB convencionales, es necesario comprar energía al sistema eléctrico nacional (SEN), en cambio las CHB eólicas no tienen ese costo de operación asociado.

Los pre-diseños 3 y 4 (CHB eólica costera y CHB convencional) poseen la misma potencia, sin embargo, la generación eléctrica total anual del pre-diseño 3 es superior, debido a los excedentes de energía eólica. Caso contrario ocurre en los pre-diseños 5 y 7 (CHB convencional y CHB eólica convencional), ambos de igual potencia, pero la generación eléctrica es superior en la CHB convencional, al igual que en los pre-diseños 6 y 8, lo que se explica por una menor disponibilidad de vientos en la cordillera de los andes.

Los pre-diseños 1, 2, 3 y 4 tienen mayor generación eléctrica total anual, demostrando que para generar y almacenar energía a partir de CHB en la Región del Biobío, es más favorable el desarrollo de CHB eólicas costeras que las CHB convencionales.

4.2.3. Dimensiones de tuberías para las CHB.

En la Tabla 10, se muestra el largo y diámetro de cada tubería obtenidos para cada pre-diseño.

Tabla 10. Dimensiones de tuberías para cada caso.

N° caso	Tipo de central	N° Pre-diseño	Potencia turbina reversible (MW)	Caudal máximo (m ³ /s)	Largo de la tubería (m)	Caída bruta (m)	Relación L/H	Diámetro de la tubería (m)
1	CHB eólica costera	1	55,6	23,9	1798	232	7,7	1,6
		2	55,6	23,9	1798	232	7,7	1,6
		3	55,6	23,9	1798	232	7,7	1,6
2	CHB convencional	4	56,4	36,4	687	158	4,3	1,6
		5	37,6	24,3	687	158	4,3	1,4
		6	28,2	18,2	687	158	4,3	1,2
3	CHB eólica convencional	7	37,6	25,4	1229	151	8,1	1,4
		8	28,2	19,0	1229	151	8,1	1,6
		9	37,6	25,4	1229	151	8,1	1,4

En la Tabla 10 se observa que los nueve pre-diseños, presentan una relación L/H inferior a 10, por lo cual son económicamente atractivos (MWH, 2009). Los pre-diseños del caso 2, presentan el menor valor de L/H y el caso 3 el indicador más alto.

4.3. Resultados de la evaluación económica.

4.3.1. Costos de Inversión inicial.

En la Tabla 11 se muestran los costos de inversión inicial de cada pre-diseño de CHB.

Tabla 11. Costos de inversión en Millones de dólares (MM US\$).

N° Pre-diseño	Turbina Reversible (MM US\$)	AG (MM US\$)	Embalse (MM US\$)	Geo - membrana (MM US\$)	Tuberías (MM US\$)	Mano de obra (MM US\$)	Arriendo de maquinaria (MM US\$)	Costo Inversión inicial (MM US\$)
1	25	155,3	0,7	1,5	0,8	12,0	19,3	214,6
2	25	108,0	0,7	1,5	0,8	4,4	19,3	159,7
3	25	166,5	0,7	1,5	0,8	5,7	19,3	219,4
4	30	0,0	1,4	1,9	0,3	1,4	19,3	54,3
5	23	0,0	1,4	1,9	0,3	1,4	19,3	47,3
6	19	0,0	1,4	1,9	0,2	1,4	19,3	43,2
7	23	78,8	0,9	2,1	0,5	4,4	19,3	128,9
8	19	54,0	0,9	2,1	0,6	3,5	19,3	99,4
9	23	81,0	0,9	2,1	0,5	3,5	19,3	130,3

En la tabla 11 se puede ver que el costo de inversión inicial de cada pre-diseño depende principalmente del costo de los aerogeneradores y las turbinas reversibles. Además, son cercanos a los costos de inversión de parques eólicos de Chile, por ejemplo, el Parque eólico Arauco tiene un costo de inversión de 235 MM US\$, los Parques eólicos Calama y Lomas de Duqueco, de 200 MM US\$. Por otro lado, la Central Hidroeléctrica Trupán, con una potencia instalada similar a la de las CHB convencionales (pre-diseños 4, 5 y 6), tiene un monto de inversión de 42 MM US\$ (SEA, 2019), siendo semejante a los obtenidos en este análisis.

En algunos estudios, se propone que el 40% de la inversión de las CHB eólicas provenga de un subsidio público (Anagnostopoulos y Papantonis, 2007; Kapsali y Kaldellis, 2010) y así los proyectos sean más atractivos para los inversionistas. Esta opción se sustenta en que los estados tienen el compromiso de impulsar la

generación a partir de energías renovables y, además, el desafío de asegurar la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Siendo una interesante línea de investigación para futuros trabajos.

4.3.2. Indicadores de rentabilidad.

La Tabla 12 muestra los cuatro indicadores de rentabilidad (VAN, IVAN, TIR y PRI) obtenidos para los nueve pre-diseños.

Tabla 12. Indicadores de rentabilidad obtenidos para cada pre-diseño.

Pre-diseño	VAN (MM US\$)	IVAN	TIR (%)	PRI (años)
1	330,2	1,54	22%	4,5
2	261,6	1,64	23%	4,5
3	344,1	1,57	23%	4,5
4	123,8	2,28	27%	3,5
5	41,9	0,89	15%	6,5
6	75,7	1,75	22%	4,5
7	134,6	1,04	18%	5,5
8	102,7	1,03	18%	5,5
9	133,9	1,03	18%	5,5

Se puede observar en la Tabla 12, que todos los pre-diseños resultaron ser económicamente rentables ya que su VAN es positivo, su TIR es mayor a la tasa de descuento (8%) y además su PRI es menor a la vida útil.

Para comparar los indicadores VAN y TIR, los proyectos deben tener el mismo horizonte de evaluación, como es el caso de las CHB eólicas (pre-diseños 1, 2, 3, 7, 8 y 9). Para este caso, las CHB eólicas costeras presentan mayor rentabilidad económica que las CHB eólicas convencionales, con mayores valores de VAN y TIR y, además, sus PRI son menores. El proyecto que entrega mayores beneficios

económicos es el pre-diseño 3, que utiliza 37 aerogeneradores del modelo Vestas V112 y tiene la mayor generación eléctrica de los 9 pre-diseños (296,3 GWh/año). En segundo lugar, el pre-diseño 1, que utiliza 69 aerogeneradores del modelo Goldwind GW82 y presenta la segunda mayor generación eléctrica (286,4 GWh/año). Se observa también en la Tabla 12, que los pre-diseños que utilizan el modelo Gamesa G114 (2 y 8) son aquellos que obtienen los indicadores más desfavorables, debido a que con este modelo se obtiene la menor producción de energía total anual de cada caso de estudio.

Por otro lado, al comparar los indicadores económicos de las CHB convencionales, se obtiene que el pre-diseño más rentable es el 4, con la mayor generación eléctrica (246 GWh/año) de las CHB de su tipo. Cabe destacar que el pre-diseño 4, posee el menor PRI de todos los pre-diseños (3,5 años), por lo cual, es el proyecto en el cual se recupera más rápido la inversión inicial.

Para comparar CHB eólicas con CHB convencionales, se utiliza el IVAN, que, tal como muestra la Tabla 12, indica que los pre-diseños más rentables corresponden a CHB convencionales (4 y 6), sin embargo, estos diseños requieren comprar continuamente electricidad desde el sistema interconectado y, por lo tanto, quedan sujeto a las fluctuaciones de los precios, lo cual no ocurre en las CHB eólicas.

En base a los indicadores de rentabilidad obtenidos, se demuestra que la implementación de CHB eólicas y convencionales en la región del Biobío es económicamente rentable, en especial las CHB eólicas costeras. Este tipo de tecnología permite la inclusión de energías renovables de fuente variable a la red, representado una tecnología interesante para su investigación y desarrollo en mayor detalle, no solo en la Región del Biobío, sino que a lo largo de la costa del país.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se logró diseñar un modelo conceptual para el pre-diseño de CHB eólicas, el cual integra y analiza múltiples parámetros y criterios de diseño, tales como volumen embalsado del reservorio superior, caída bruta, potencial eólico técnico, curva horaria de velocidades de viento, entre otras. Lo que permitió analizar la viabilidad técnica de implementar esta tecnología en la región del Biobío.

Se identificó que el tiempo de almacenamiento es un parámetro de diseño fundamental para dimensionar una CHB eólica, debido a que controla la potencia de la central, el tamaño del parque eólico y la generación eléctrica total de la CHB.

Se evaluaron 9 pre-diseños de CHB en 3 casos de estudio en la región del Biobío, donde la mayor generación eléctrica se obtuvo mediante una CHB eólica costera (296,3 GWh/año), utilizando un tiempo de almacenamiento de 2 días, una turbina reversible de 56 MW y 37 aerogeneradores del modelo Vestas V112. Además, la zona analizada para este proyecto presenta un bajo riesgo de presentar conflictos socio-ambientales.

Los indicadores económicos mostraron que la CHB eólica más rentable corresponde al caso costero, con un VAN de 344,1 MM US\$, una TIR de 23% y un PRI de 4,5 años. En el caso de una CHB convencional, la más rentable corresponde al pre-diseño 4 que genera 246 GWh/año, con un VAN de 123,8 MM US\$, una TIR de 27% y un PRI de 3,5 años.

El análisis de viabilidad técnica y rentabilidad económica realizado, demuestra que para almacenar energía y generar electricidad a partir de CHB en la Región del Biobío, es más favorable el desarrollo de CHB eólicas costeras y menos favorable el desarrollo de CHB eólicas convencionales, sin embargo, todos los casos analizados son técnicamente viables y económicamente factibles.

En el marco de la sustentabilidad de proyectos energéticos, se recomienda realizar estudios más detallados de los potenciales impactos ambientales de esta tecnología, para así poder mitigar posibles efectos adversos sobre el medio ambiente.



6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agthe D.E., Billings R.B and Buras N. (2003). Managing urban water supply. Water science and technology library. Recuperado de https://books.google.cl/books?id=f86oILRUaz8C&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ViewAPI&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false el 9 de Marzo del 2019.

Anagnostopoulos, J. S. and Papantonis, D. E. (2007) "Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant," *Energy Conversion and Management*, 48(11), pp. 3009–3017. doi: 10.1016/j.enconman.2007.07.015.

Ancieta, C. A. (2009) "International water power & dam construction," (August).

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(July), pp. 804–821. doi: 10.1016/j.rser.2018.06.044.

Bakos, G. C. (2002) "Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low-cost electricity production," *Applied Energy*, 72(3–4), pp. 599–608. doi: 10.1016/S0306-2619(02)00045-4.

Bayón, L. *et al.* (2016) "A comparative economic study of two configurations of hydro-wind power plants," 112, pp. 8–16. doi: 10.1016/j.energy.2016.05.133.

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

Biblioteca del Congreso Nacional (2019a). Relieve. Chile Nuestro País. Recuperado de <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/relieve.htm> el 10 de Enero del 2019.

Biblioteca del Congreso Nacional (2019b). Región del Bío Bío. Chile Nuestro País. Recuperado de <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/nuestropais/region8/> el 10 de Enero, 2019.

Bueno, C. and Carta, J. A. (2005) "Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: Model development," *Solar Energy*, 78(3), pp. 382–395. doi: 10.1016/j.solener.2004.08.006.

Caralis, G., Papantonis, D. and Zervos, A. (2012) "The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system,"

Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd, 16(5), pp. 2558–2565. doi: 10.1016/j.rser.2012.01.068.

Castronuovo, E. D. (2004) “Optimal operation and hydro storage sizing of a wind – hydro power plant,” 26, pp. 771–778. doi: 10.1016/j.ijepes.2004.08.002.

Central Energía (2019). Mapa de centrales. Recuperado de <http://www.centralenergia.cl/centrales/mapa-centrales-operacion/> el 20 de Febrero del 2019.

Centro de Energías Renovables (2013) “Guía de desarrollo de pequeños y medianos proyectos de Energía Eólica.” *Ministerio de Energía*.

CGE (2019). Tarifas. Información importante sobre las tarifas de nuestros servicios. Recuperado de <http://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/> el 14 de Marzo del 2019.

CGE and Enel (2017) “Tarifas de Suministro Eléctrico,” p. 1. Available at: <http://www.cgedistribucion.cl/wp-content/uploads/descargables/tarifas-hogar/CGE-D/tarifa-de-suministro/2016/Tarifas-de-Suministro-CGED-2016-01-01.pdf>.

Clerc, J. (2015) “Los costos reales de la generación intermitente.” Available at: <https://www.dii.uchile.cl/wp-content/uploads/2015/04/28-BREVES-DE-ENERGIA-Los-costos-reales-de-la-generacion-intermitente-Jacques-Clerc.pdf>.

Comisión Nacional de Energía (2019). Precio Medio de Mercado. Recuperado de <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/> el 6 de Marzo del 2019.

Conserve Energy Future (2019). Cost of Wind Energy. Recuperado de <https://www.conserve-energy-future.com/windenergycost.php> el 5 de Marzo del 2019.

Deane, J. P., Ó Gallachóir, B. P. and McKeogh, E. J. (2010) “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), pp. 1293–1302. doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.

Dinglin, L. *et al.* (2012) “Economic evaluation of wind-powered pumped storage system,” *Systems Engineering Procedia*, 4(2011), pp. 107–115. doi: 10.1016/j.sepro.2011.11.055.

Dinglin, L. I. *et al.* (2012) “Engineering Economic evaluation of wind-powered pumped storage system,” 4(2011), pp. 107–115. doi: 10.1016/j.sepro.2011.11.055.

Dominion Energy (2019). Bath County Pumped Storage Station. Recuperado de <https://www.dominionenergy.com/about-us/making-energy/renewable-generation/water/bath-county-pumped-storage-station> el 7 de Enero del 2019.

Electric Mountain (2019). Dinorwig Power Station. Recuperado de <https://www.electricmountain.co.uk/Dinorwig-Power-Station> el 7 de Enero del 2019.

El periódico de la energía (2017). Siemens Gamesa superó a Vestas como principal fabricante mundial de equipos eólicos en 2017. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/siemens-gamesa-supero-a-vestas-como-principal-fabricante-mundial-de-equipos-eolicos-en-2017/> el 26 de Febrero del 2019.

Energías renovables (2017). Siemens-Gamesa se consolida como segundo proveedor mundial de turbinas eólicas. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/eolica/siemensgamesa-se-consolida-como-segundo-proveedor-mundial-20180406> el 26 de Febrero del 2019.

Espejo de Tarapacá (2014) “EIA Espejo de Tarapacá, Capítulo 1: Descripción de Proyecto,” pp. 1–165. Available at: http://seia.sea.gob.cl/archivos/Cap_01_Descripcion_de_Proyecto_20140730.pdf.

Explorador eólico (2019). Explorador de energía eólica. Ministerio de Energía. Recuperado de <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/> el 13 de Febrero del 2019.

Gonora del viento S.A. (2019). Belén Allende defiende la rentabilidad económica de la Central Hidroeléctrica de El Hierro. Recuperado de <http://www.goronadelviento.es/> el 6 de Febrero del 2019.

Hermosin, A. and Sanz, Í. (2016) “Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera.” Available at: <https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/578f28a3bd4d3.pdf>.

Instituto Nacional de Estadísticas (2018) “Síntesis de resultados. Censo 2017.” *Chile*. doi: 10.1007/BF00533140.

International Energy Agency (2016) “World Energy Outlook 2016,” *World Energy Outlook 2016*. doi: 10.1787/weo-2016-en.

IPCC (2014) “Cambio Climático Implicaciones para el Sector Energético.,” p. 16. Available at: www.worldenergy.org.

Jaramillo, O. A., Borja, M. A. and Huacuz, J. M. (2004) “Using hydropower to complement wind energy: A hybrid system to provide firm power,” *Renewable Energy*, 29(11), pp. 1887–1909. doi: 10.1016/j.renene.2004.02.010.

Jiménez, R. and Jorquera, A. (2012) “Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (Technical and economic factors that conditionate the installation of pump-storage in Chile).”

Kaldellis, J. K. (2002) “Parametrical investigation of the wind – hydro electricity production solution for Aegean Archipelago,” 43, pp. 2097–2113.

Kapsali, M. and Kaldellis, J. K. (2010) “Combining hydro and variable wind power generation by means of pumped-storage under economically viable terms,” *Applied Energy*. Elsevier Ltd, 87(11), pp. 3475–3485. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.05.026.

Katsaprakakis, D. Al *et al.* (2013) “Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems,” *Energy*. Elsevier Ltd, 55, pp. 619–630. doi: 10.1016/j.energy.2013.01.031.

Lu, X. and Wang, S. (2017) “A GIS-based assessment of Tibet’s potential for pumped hydropower energy storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(October 2016), pp. 1045–1054. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.089.

Martínez (2019). Análisis técnico para implementar centrales hidroeléctricas de bombeo complementadas con energía solar o eólica, en las regiones de Ñuble y del Biobío.

McDowall, J. (2006) “Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids,” *Journal of Power Sources*, 162(2 SPEC. ISS.), pp. 959–964. doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.06.034.

Ministerio de Energía (2014) *Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.*

Ministerio de Energía (2015a) “Balance nacional de energía 2015,” p. 184.

Ministerio de Energía (2015b) “Hoja de Ruta 2050,” *Ministerio de Energía*, p. 25.

Ministerio de Energía (2019). REGIÓN DEL BIOBÍO. Energía en tu Región. Recuperado de <http://www.energia.gob.cl/region/region-del-biobio> el 10 de Enero, 2019.

Ministerio del Medio Ambiente (2016) *Segundo informe bienal de actualización de Chile sobre el cambio climático.*

Monsalve, J. and Moreno, R. (2016) “Evaluación Del Beneficio De Una Unidad De Almacenamiento Por Bombeo En Colbún Bajo Requerimientos De Riego.”

Morante, J. R. (2014) *El almacenamiento de electricidad.*

Moreno Haya, F. and Dávila, J. M. (2012) “Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro,” p. 2012.

MWH (2009) “Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest Final Report U . S . Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center,” (August).

Naciones Unidas (2017) “Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2017,” *Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2017*. doi: 10.18356/70388b69-es.

OCDE (2018) “Estudios Económicos de la OCDE,” *Estudios Económicos de la OCDE*, 1, p. 72. Available at: <http://www.oecd.org/eco/surveys/Chile-2018-OECD-economic-survey-Spanish.pdf>.

Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (2018) “Región del Biobío. Información regional 2018,” *Ministerio de Agricultura*, pp. 1–15. Available at: <http://www.energia.gob.cl/tu-region/region-del-biobio>.

ONDAC (2017) “Manual de costos materiales y actividades para la construcción.”

Parque San Juan (2019). PARQUE EÓLICO SAN JUAN. Recuperado de <http://www.parquesanjuan.com/parque-eolico-san-juan/> el 27 de Febrero del 2019.

PER (2019). Informe Final Plan Energético Regional. Propuestas de Construcción de una Planificación Energético- Regional para la Región del Biobío.

Pica, A. and Sauma, E. (2015) “Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes,” *Temas de Agenda Pública*, 10(81), p. Retrieved from: <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/wp->. Available at: <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/wp-content/uploads/2015/09/N°-81-Los-desafíos-de-la-utilización-de-energías-renovables-no-convencionales-intermitentes.pdf>.

Portero, U., Velázquez, S. and Carta, J. A. (2015) “Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands,” *Energy Conversion and Management*. Elsevier Ltd, 106, pp. 1251–1263. doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.054.

Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M. and Alam, M. M. (2015) “Pumped hydro energy storage system: A technological review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, pp. 586–598. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.

Revista energética de Chile (2019). La hoja de ruta del Ministerio de Energía en 2019 estará marcada por tres proyectos de ley. Recuperado de <http://www.revistaeci.cl/2019/01/23/la-hoja-ruta-del-ministerio-energia-2019-estara-marcada-tres-proyectos->

[ley/?utm_source=Newsletter+Grupo+Editorial+EDITEC&utm_campaign=c4b14ab1e6-EMAIL_CAMPAIGN_2019_01_23_10_53&utm_medium=email&utm_term=0_24864427d2-c4b14ab1e6-61170781#](https://www.sea.gob.cl/?utm_source=Newsletter+Grupo+Editorial+EDITEC&utm_campaign=c4b14ab1e6-EMAIL_CAMPAIGN_2019_01_23_10_53&utm_medium=email&utm_term=0_24864427d2-c4b14ab1e6-61170781#) el 20 de Febrero del 2019.

SEA (2019). Servicio de Evaluación Ambiental. Recuperado de <https://www.sea.gob.cl/> el 8 de Marzo del 2019.

Theodoropoulos, P., Zervos, A. and Betzios, G. (1998) “Hybrid systems using pump-storage implementation in ikaria island.”

The wind power (2019). The Wind Power is a comprehensive database of detailed raw statistics on the rapidly growing sphere of wind energy and its supporting markets. Recuperado de www.thewindpower.net el 26 de Febrero del 2019.

Wan Tong (2019). Taian Wantong Composite Material Co., Ltd. Recuperado de https://es.made-in-china.com/co_chinageomembrane/product_China-Factory-Fish-Farm-Pond-Liner-PVC-Price-HDPE-Geomembrane_engregrhy.html el 5 de Marzo del 2019.

Wasser Fisch Natur AG (2016) “Fischpassage durch die Turbinen.”

Watts, D., Oses, N. and Pérez, R. (2016) “Assessment of wind energy potential in Chile: A project-based regional wind supply function approach,” *Renewable Energy*, 96, pp. 738–755. doi: 10.1016/j.renene.2016.05.038.