



UNIVERSIDAD
Finis Terrae

UNIVERSIDAD FINIS TERRAE
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA IMPLEMENTAR LAS
PLATAFORMAS X1 WIND PARA BRINDAR SUMINISTRO
ENERGÉTICO A LA COMUNA DE CHONCHI, REGIÓN DE LOS
LAGOS, CHILE**

MARÍA IGNACIA OLIVIERA PARRA

Trabajo de título presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Finis Terrae, para
optar al Título de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía: Francisco Herrera Garrido

Santiago, Chile
2025

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	4
ABSTRACT	5
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 Planteamiento del problema	6
1.2 Solución propuesta	6
1.3 Objetivos	9
1.3.1 Objetivo General	9
1.3.2 Objetivos Específicos	9
1.4 Alcances y limitaciones	9
2. ESTADO DEL ARTE	10
2.1 Proyectos realizados por X1 Wind	10
2.1.1 Prueba de concepto y validación de tecnologías eólicas flotantes	10
2.1.2 Proyecto PivotBuoy: prototipo a escala parcial en Canarias	11
2.1.3 Acelerador X1	13
3. MARCO TEÓRICO	14
3.1 Demanda energética	14
3.2 Análisis de velocidad de vientos	15
3.3 Factor de planta	15
3.4 Cantidad de plataformas necesarias	17
3.5 Producción Anual de Energía (AEP)	17
3.6 Factor de Capital Recuperable (FCR)	17
3.7 Costo Nivelado de Energía (LCOE)	18
4. METODOLOGÍA	19
5. DESARROLLO	20
5.1 Descripción de la situación actual	20
5.2 Funcionamiento e información técnica de las plataformas eólicas flotantes	23
5.2.1 Tecnología	23
5.3 Comportamiento de los vientos en la zona	25
5.4 Ubicación geográfica para la implementación de la subestación de distribución eléctrica	29
5.4.1 Factores Técnicos	29
5.4.2 Factores Ambientales	31
5.4.3 Factores Sociales y Legales	31
5.5 Porcentaje de eficiencia estacional	33
5.5.1 Factor de planta año 2019	38
5.5.2 Factor de planta año 2020 (año bisiesto)	38
5.5.3 Factor de planta año 2021	39
5.5.4 Factor de planta año 2022	39
5.5.5 Factor de planta año 2023	39
5.5.6 Factor de planta promedio	40
5.6 Evaluación técnica y económica de la solución	40
5.6.1 Evaluación técnica	41
5.6.1.1 Caracterización del sitio	41
5.6.1.2 Tecnología X1 WIND	42

5.6.2 Evaluación económica	42
5.6.2.1 Estimación de inversión (CAPEX)	43
5.6.2.2 Costos operacionales (OPEX)	44
5.6.2.3 Producción Anual de Energía (AEP)	44
5.6.2.4 Factor de Capital Recuperación (FCR)	45
5.6.2.5 Costo Nivelado de Energía (LCOE)	46
6. CONCLUSIONES	48
6.1 Discusión	49
6.2 Recomendaciones	49
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51

ÍNDICE DE TABLAS E ILUSTRACIONES

Figura 1. Plataforma X1 Wind.	8
Figura 2. Modelo de prueba a escala 1:50.	11
Figura 3. Prototipo X30 instalado en Canarias.	12
Figura 4. Escalabilidad de las plataformas desde el prototipo X30 hasta las plataformas comerciales X90 y X150.	13
Ecuación 1. Demanda eléctrica total.	14
Ecuación 2. Factor de planta.	15
Ecuación 3. Energía Generada Real.	16
Ecuación 4. Energía Generada Real.	16
Ecuación 5. Factor de planta.	16
Ecuación 6. Número de plataformas necesarias.	17
Ecuación 7. Producción Anual de Energía.	17
Ecuación 8. Factor de Capital Recuperable.	18
Ecuación 9. Costo Nivelado de Energía.	18
Tabla 1. Viviendas sin energía y sin energía con proyecto, por región.	20
Tabla 2. Comunas con mayor número de viviendas sin energía, en la Región de los Lagos.	21
Figura 5. Stakeholder map.	22
Figura 6. Rotación de la plataforma X30 sobre el sistema SPM según la dirección del viento.	24
Figura 7. Ilustración del diseño submarino del prototipo X30: Tecnología TLP y SPM.	24
Gráfico 1. Velocidad promedio del viento por mes en cada periodo [m/s]	26
Gráfico 2. Velocidad máxima del viento por mes en cada periodo [m/s]	26
Tabla 3. Comparativa de viento promedio y máximo por periodo, desde junio hasta agosto.	27
Mapa 1. Distancia desde Playa las Piedras hasta 50 metros de profundidad.	28
Mapa 2. Visualización de la zona entre Chonchi y Playa las Piedras.	30
Mapa 3. Posibles ubicaciones para la subestación eléctrica.	30
Tabla 4. Análisis de vientos por mes, año 2019.	34
Tabla 5. Análisis de vientos por mes, año 2020.	35
Tabla 6. Análisis de vientos por mes, año 2021.	35
Tabla 7. Análisis de vientos por mes, año 2022.	36
Tabla 8. Análisis de vientos por mes, año 2023.	37
Tabla 9. CAPEX estimado por MW - Caso base 6 MW	43
Tabla 10. OPEX estimado por MW/año - Caso base 6 MW	44

RESUMEN

La presente investigación evalúa la viabilidad técnica, económica y ambiental de implementar las plataformas eólicas flotantes de la empresa X1 WIND en la comuna de Chonchi, Región de Los Lagos, Chile. Esta zona presenta un alto índice de viviendas sin acceso a energía eléctrica, lo que se agrava por su geografía insular y dispersión territorial. Ante ello, se propone el uso de tecnología offshore flotante como solución viable para suministrar energía limpia y sustentable.

Se realiza un análisis del recurso eólico basado en datos históricos de la estación meteorológica de Mocopulli, abarcando cinco años de registro entre 2019 y 2023. A partir de estos datos se determina un factor de planta promedio de 77,26%, calculado en base a la información de velocidad del viento registrada en dicho periodo (Dirección Meteorológica de Chile, 2024). Este valor permite estimar la Producción Anual de Energía (AEP) y dimensionar la cantidad de plataformas necesaria. Se consideran además aspectos técnicos como el diseño de anclaje tipo TLP y la orientación pasiva del sistema PivotBuoy, propios del prototipo X30 de X1 WIND.

Desde el punto de vista económico, se estiman los costos CAPEX y OPEX a partir de valores referenciales, obteniendo un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de 50,41 CLP/kWh, lo que lo posiciona como una opción competitiva frente a otras fuentes renovables. Finalmente, se proponen posibles ubicaciones para la subestación eléctrica y se evalúan los impactos ambientales y sociales de la intervención. Los resultados sugieren que el proyecto es técnicamente factible y económicamente atractivo, con oportunidades reales de mejorar la cobertura energética en sectores vulnerables.

Palabras clave

Energía eólica flotante - X1 Wind - Plataforma offshore - Chonchi - Acceso energético

ABSTRACT

This research evaluates the technical, economic, and environmental feasibility of implementing X1 WIND's floating wind platforms in the municipality of Chonchi, Los Lagos Region, Chile. This area has a high rate of homes without access to electricity, which is exacerbated by its insular geography and territorial dispersion. In response, the use of floating offshore technology is proposed as a viable solution to supply clean and sustainable energy.

An analysis of wind resources is carried out based on historical data from the Mocopulli weather station, covering five years of records between 2019 and 2023. From this data, an average plant factor of 77.26% is determined, calculated based on wind speed information recorded during that period (Chilean Meteorological Directorate, 2024). This value allows for the estimation of Annual Energy Production (AEP) and the determination of the number of platforms required. Technical aspects such as the TLP anchor design and the passive orientation of the PivotBuoy system, specific to the X30 prototype from X1 WIND, are also considered.

From an economic standpoint, CAPEX and OPEX costs are estimated based on reference values, resulting in a Levelized Cost of Energy (LCOE) of 50.41 CLP/kWh, which positions it as a competitive option compared to other renewable sources. Finally, possible locations for the electrical substation are proposed and the environmental and social impacts of the intervention are evaluated. The results suggest that the project is technically feasible and economically attractive, with real opportunities to improve energy coverage in vulnerable sectors.

Keywords

Floating wind energy - X1 Wind - Offshore platform - Chonchi - Energy access

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Chile es un país con una importante capacidad de generación de energía; sin embargo, existen sectores donde el acceso a la electricidad es limitado, lo que genera situaciones de vulnerabilidad energética. Este fenómeno se debe a factores tales como la falta de infraestructura eléctrica, altos costos de conexión, geografía compleja, ubicación remota (como zonas insulares o montañosas), baja densidad poblacional y desigualdad en el acceso a servicios básicos (Ministerio de Energía, 2022).

A pesar de contar con una matriz energética diversificada y recursos renovables, existen desigualdades en el acceso a la electricidad y la energía. Si bien ha habido esfuerzos por diversificar la matriz energética, se sigue dependiendo en gran medida de importaciones de combustibles fósiles, como el gas natural y carbón, sobre todo cuando ciertos periodos del año o condiciones climáticas afectan la generación de energías renovables. Esta dependencia externa expone al país a vulnerabilidades frente a fluctuaciones en los precios internacionales de los combustibles.

La falta de cobertura energética en zonas rurales y remotas se ve agravada por fenómenos migratorios recientes, que han generado nuevos asentamientos en regiones previamente desatendidas o de difícil acceso. Estos movimientos de población han incrementado la demanda de energía en sectores que carecen de la infraestructura necesaria para su suministro, lo que representa un desafío adicional para la planificación energética del país (Ministerio de Energía, 2022). De acuerdo con los datos del Censo 2017, la migración interna ha producido cambios significativos en la distribución territorial, trasladando a personas desde áreas urbanas a comunas rurales, muchas de las cuales presentan limitaciones estructurales para satisfacer esta nueva demanda (Instituto Nacional de Estadísticas, 2017)

1.2 Solución propuesta

Según una publicación del Departamento de Geofísica de la Universidad de Concepción (2021), basada en una investigación de Cristian Mattar, la energía eólica marina presenta un alto potencial en el mar territorial chileno. El autor estima que hacia el año 2054 el Costo Nivelado de Energía (LCOE) podría variar entre 24 y 2.000 USD/MWh,

dependiendo de las condiciones locales y de los escenarios tecnológicos considerados, destacando que en el 80% del mar nacional los resultados proyectados son favorables y que este tipo de energía enfrenta menos conflictos territoriales que los parques eólicos terrestres. La investigación, financiada por Fondecyt, vincula estos costos futuros con escenarios climáticos y de explotación eólica marina, proyectando que gran parte de la zona norte de Chile incrementará su potencial hacia 2054. Asimismo, resalta que el avance tecnológico está reduciendo progresivamente los costos de instalación, los cuales son críticos en la fase inicial de los proyectos (Departamento de Geofísica, Universidad de Concepción, 2021).

Chile cuenta con una gran ventaja energética cuando se trata de energías renovables, lo que lo posiciona en una potencia en este campo a nivel mundial. Dentro de sus privilegios energéticos se encuentra la energía solar al contar con el desierto de Atacama, el cual es considerado como el más árido del mundo proporcionando altos niveles de radiación solar. Es por esto, que se considera un lugar ideal para la instalación de centrales fotovoltaicas (Ministerio de Energía, 2022). La zona sur del país otorga grandes recursos eólicos al contar con una excelente velocidad de viento que permite la instalación de parques eólicos.

Dado el potencial energético del país en cuanto a energía eólica es que se propone el uso de las plataformas eólicas de la empresa catalana X1 Wind, en específico el prototipo X30 (X1 Wind, s.f.). Estas consisten en plataformas flotantes con una estructura ligera y un diámetro de rotor de 30 metros, que tienen integrado un sistema que permite una rotación auto orientable en favor de la dirección del viento (ver Figura 1). Además, cuenta con una turbina más liviana y aspas flexibles con el objetivo de no tener que luchar contra el viento. Estas plataformas tienen también la capacidad de poder estar instaladas en zonas con mayor profundidad y de esta forma lograr captar una mayor cantidad de energía, ya que se estima que al no poder poner los aerogeneradores en zonas muy profundas se desperdician hasta 7.000 GW (Siemens Gamesa, 2023).



Figura 1. Plataforma X1 Wind.

Fuente: X1 Wind.

El proceso de generación de energía es igual en parques onshore (terrestres) que en parques offshore (marítimos). La principal diferencia radica en el proceso de cimentación, ya que los parques offshore requieren un proceso de ingeniería más complejo al tener que cimentarse en el fondo del mar, lo que a su vez conlleva una mayor inversión. Sin embargo, el prototipo X30 es una plataforma flotante por lo que no requiere de un proceso de cimentación, ya que esta presenta un sistema de anclaje TLP¹. Estos son tendones verticales anclados al fondo marino, que se mantienen bajo tensión por la flotabilidad de la plataforma.

Este tipo de parques presenta una mayor ventaja en la capacidad para generar energía, dado que el recurso eólico en el mar es entre 30 y 50% superior (Grupo forma t, 2023). Adicionalmente, el impacto visual y acústico es menor, junto con la facilidad de traslado en el mar de los diferentes componentes de la instalación. El proceso de instalación del prototipo X30 inicia en el puerto, en donde las partes son soldadas hasta obtener la estructura en su totalidad, posteriormente es transportado por remolcadores, que son embarcaciones pequeñas (no superan los 20 a 30 metros) utilizadas para maniobrar otras embarcaciones, principalmente en puertos. Además su tamaño y peso ligero facilita aún más su proceso de traslado.

¹ TLP: Tension Leg Platform, es un método de anclaje que utiliza cables de acero llamados tendones, diseñados para profundidades entre 150 y 800 metros.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar de manera técnica y económica un proyecto eólico off-shore para el suministro de 74.250 kWh mensuales de energía eléctrica a la comunidad de Chonchi, Región de Los Lagos, con sistema aerogeneradores eólicos flotantes.

1.3.2 Objetivos Específicos

1.3.2.1 Estudiar el funcionamiento e información técnica de las plataformas eólicas flotantes.

1.3.2.2 Investigar el comportamiento de los vientos en la zona.

1.3.2.3 Determinar la ubicación geográfica para la implementación de la subestación de distribución eléctrica.

1.3.2.4 Determinar el porcentaje de eficiencia estacional.

1.3.2.5 Realizar una evaluación técnica y económica de la solución.

1.4 Alcances y limitaciones

La construcción o implementación de un proyecto de este nivel, es decir, poner en marcha la instalación de las plataformas, construcción de la subestación de distribución, cableado y todo lo necesario para suministrar la energía, puede ser posible sólo por el estado o un privado. Sin embargo, es posible realizar un análisis técnico y económico de la implementación de las plataformas flotantes y así poder definir la viabilidad del proyecto, lo que significa determinar si las plataformas pueden suplir la demanda energética. Para ello, se realiza una investigación sobre las plataformas, los vientos de la zona, la ubicación para la estación de distribución, un análisis económico, entre otros factores asociados a la búsqueda de los resultados.

Por otro lado, una de las mayores limitaciones es la escasa información sobre las plataformas y sus resultados, ya que es una empresa relativamente nueva por lo que no llevan muchos proyectos y aún están estudiando el funcionamiento y escalabilidad de los prototipos. Dado que aún se encuentra en fase de prototipo, no existe información detallada sobre los costos reales de fabricación e instalación de las plataformas. Aún así es posible realizar una estimación de costos con proyectos relacionados y datos que ya están normados, como el costo del kWh en Chile.

2. ESTADO DEL ARTE

La adopción de parques eólicos flotantes ha aumentado significativamente en los últimos años, impulsada por las mejores condiciones del recurso eólico en el mar. La velocidad del viento y su frecuencia son más altas y estables en entornos marinos, debido a la ausencia de obstáculos que limiten su recorrido (Iberdrola, s.f.). Además, al situarse lejos de la costa, se reduce el impacto visual sobre las comunidades costeras. En el pasado, la instalación de aerogeneradores en agua profundas era más limitada por la necesidad de cimentar las estructuras en el fondo marino; sin embargo, las plataformas flotantes han superado esa barrera, permitiendo el desarrollo de proyectos en zonas con mayor profundidad y potencial energético (Iberdrola, s.f.).

2.1 Proyectos realizados por X1 Wind

La empresa española X1 Wind ha podido llevar a término 3 de sus 6 proyectos propuestos, pero tienen otros dos proyectos actualmente en desarrollo. A continuación, se detalla los que ya están en fase de término.

2.1.1 Prueba de concepto y validación de tecnologías eólicas flotantes

Este proyecto fue desarrollado entre 2018 y 2019 en la escuela de ingenieros École Centrale de Nantes ubicada en la ciudad de Nantes, Francia. Por medio de dos campañas de prueba de tanques en las primeras etapas del desarrollo se validaron los beneficios de la solución a favor del viento y feedback para el proceso de diseño.

Durante el primer periodo se llevó a cabo la primera prueba, con modelos a escala 1:64 en el canal de olas del CIEMLAB de la Universidad Politécnica de Catalunya. El modelo fue sometido a diversas condiciones de oleaje, con el fin de determinar los coeficientes hidrodinámicos críticos de la plataforma y ajustar el modelo de simulación.

En el segundo periodo se realizó la segunda campaña en el tanque de ingeniería hidrodinámica y oceánica de ECN. Para estas pruebas se utilizó un modelo a escala 1:50 del flotador y turbina a escala NREL de 5 MW en una configuración a favor del viento. Este modelo tuvo simulaciones con condiciones reales de vientos y oleajes, incluyendo condiciones de tormenta extrema, con el fin de validar el sistema de amarre PivotBuoy (ver Figura 2).

Las pruebas demostraron un resultado satisfactorio en el desempeño del flotador bajo las distintas condiciones a las se enfrentó. Además de confirmar que los movimientos y aceleraciones de la plataforma bajaban a medida que se reducía el peso en comparación con otros sistemas.

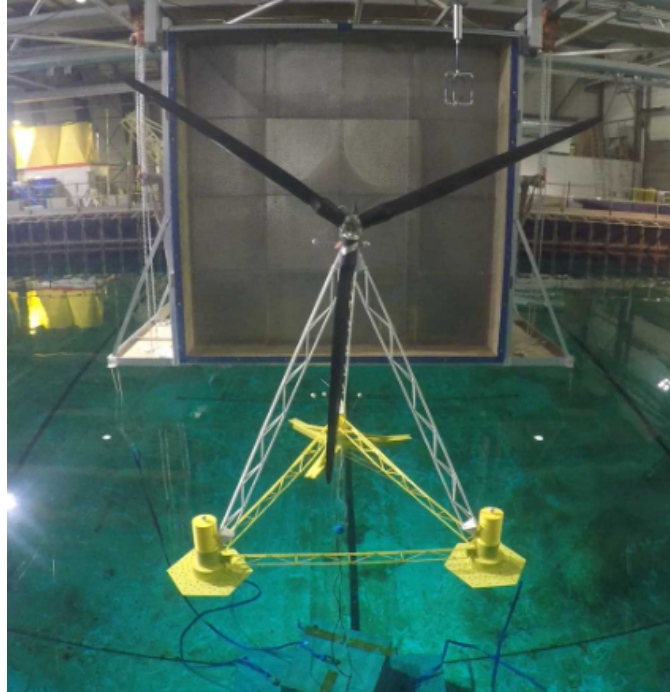


Figura 2. Modelo de prueba a escala 1:50.

Fuente: XI Wind.

2.1.2 Proyecto PivotBuoy: prototipo a escala parcial en Canarias

Desarrollado durante 2019 y 2023, el proyecto PivotBuoy incluyó el diseño, fabricación y pruebas del flotador X30 en las Islas Canarias, España. Fue la primera plataforma que la empresa desplegó en mar abierto. Consistió en un prototipo a escala parcial (1:3 comparado con el X90, ver Figura 4), que integraba el sistema de amarre PivotBuoy, una turbina V29 adaptada para la configuración a favor del viento y todos los sistemas de control necesarios (ver Figura 3).

Se observa una innovación en el sistema de amarre PivotBuoy, que combina ventajas de un amarre de un solo punto (SPM) junto con pequeño sistema de amarre TLP, permitiendo que la plataforma pueda llegar a aguas más profundas, minimizando la huella y el impacto en el lecho marino. Dentro de sus características también se encuentra un flotador liviano y estable, que puede ser remolcado fácilmente por embarcaciones locales, simplificando y

acelerando el proceso de instalación. El prototipo X30 fue la primera plataforma flotante eólica con sistema TLP totalmente funcional capaz de exportar electricidad a través de un cable submarino.



Figura 3. Prototipo X30 instalado en Canarias.

Fuente: XI Wind.

Durante 2022 se realizaron las pruebas de los subsistemas en el puerto, instalación de cimentaciones y cable dinámico. En octubre del mismo año se llevó a cabo la instalación final en alta mar a una profundidad de agua de 50 metros.

El proyecto fue financiado por la UE, uno de sus requisitos fue que al finalizar las pruebas el prototipo debía ser desmantelado. Este proceso demostró la facilidad de desconexión, de desenganche y remolque en un tiempo récord, menor a una jornada de trabajo. Esto logró marcar otro hito en la industria, demostrando la facilidad de instalación y desmantelación.

En cuanto a los resultados, lo que más destacó fue que los datos mostraron una alineación muy buena con el viento utilizando el sistema de orientación pasiva. La plataforma mostró una mejora en la alineación con los datos disponibles públicamente para los sistemas de orientación activa tradicionales para vientos fuertes superiores a 7,5 m/s, y una alineación

similar para los vientos más bajos, inferiores a 7,5 m/s. En cuanto al oleaje, la plataforma enfrentó severas tormentas con olas que alcanzaron los 6,7 metros, esto equivale a más de 20 metros en escala real.

Por otra parte, en el ámbito de la producción de energía, la turbina V29 estuvo bien alineada con los modelos teóricos, sin señales de pérdida de potencia o aumento de la vibración, lo que confirmó que la disposición aerodinámica del trípode de X1 Wind elimina los inconvenientes conocidos que suelen asociar con la operación a favor del viento.

2.1.3 Acelerador X1

Se llevó a cabo durante los periodos 2021 y 2023. Por medio de este proyecto la empresa trabajó en el diseño y certificación de su primer producto a escala comercial, la plataforma X90 para turbinas de 6 MW, con el objetivo de desarrollar un sistema eólico disruptivo y que pueda ser ubicado en aguas más profundas.

El proyecto facilitó el desarrollo comercial de las plataformas, desde el prototipo a escala parcial de X30, pasando por la plataforma comercial X90 hasta la creación del plan preliminar de industrialización para las plataformas comerciales de más de 15 MW, que consiste en el modelo X150 (ver Figura 4).



Figura 4. Escalabilidad de las plataformas desde el prototipo X30 hasta las plataformas comerciales X90 y X150.

Fuente: X1 Wind.

3. MARCO TEÓRICO

El presente marco teórico tiene como objetivo presentar los fundamentos conceptuales y teóricos que sustentan esta investigación. Para ello, se exploran las definiciones clave sobre la generación de energía renovable por medio de plataformas flotantes offshore y las principales teorías que lo abordan.

3.1 Demanda energética

La demanda energética corresponde a la cantidad de energía requerida por los usuarios de un sistema eléctrico en un periodo de tiempo específico (Coordinador Eléctrico Nacional, 2020). Este parámetro es fundamental para dimensionar proyectos de generación de energía eléctrica, como el presente proyecto de energía eólica flotante en la Región de Los Lagos, en específico, para la comuna de Chonchi. Determinar la demanda eléctrica permite establecer la capacidad necesaria del sistema para satisfacer las necesidades actuales y futuras de los habitantes de la región.

La localidad de Chonchi, presenta (según el Mapa de Vulnerabilidad Energética) una población de 250 viviendas sin suministro eléctrico. Según un artículo publicado por Radio Universidad de Chile, el 90% de la población está dentro del rango de consumo menor a 350 kWh. A este valor se le realiza una variación del 15% para determinar el consumo promedio mensual de una vivienda, lo que da aproximadamente 297 kWh mensuales en consumo eléctrico por vivienda.

Para determinar la demanda eléctrica de Chonchi, se utiliza la siguiente fórmula:

$$D_{total} = CV \cdot CPM$$

Ecuación 1. Demanda eléctrica total.

Dónde:

D_{total} corresponde a la demanda total [kWh/mes]

CV corresponde a la cantidad de viviendas

CPM corresponde al consumo promedio mensual [kWh/mes].

3.2 Análisis de velocidad de vientos

Otro paso fundamental en el diseño de proyectos de generación eólica es el análisis del comportamiento de los vientos (Wind Resource Assessment, 2021). En zonas costeras, las características del viento están influenciadas por factores como la interacción entre el océano y la atmósfera, las corrientes oceánicas y la orografía² del terreno. Las velocidades promedio, máximas y mínimas del viento son parámetros clave para determinar el potencial energético de una zona y para estimar el factor de planta de una turbina eólica.

3.3 Factor de planta

El factor de Planta (FP) es un parámetro clave en el análisis y diseño de generación eléctrica. Se define como la relación entre la energía realmente generada por un sistema y la energía máxima que podría generar si operase a plena capacidad durante un periodo de tiempo determinado (generalmente un año). Matemáticamente, se expresa como:

$$FP (\%) = \frac{\text{Energía Generada Real [kWh]}}{\text{Capacidad Instalada [kW]} \cdot \text{Tiempo Total [horas]}} \cdot 100$$

Ecuación 2. Factor de planta.

Dónde:

- **Energía Generada Real:** Energía eléctrica que efectivamente produce la turbina en un periodo de tiempo. Se mide considerando las condiciones reales de operación, tales como el viento disponible.
- **Capacidad Instalada:** Potencia máxima que podría generar la turbina en condiciones ideales
- **Tiempo Total:** Total de horas en el periodo considerado.

El factor de planta es un indicador de la eficiencia y productividad de un sistema de generación. Un valor alto significa que la instalación aprovecha mejor su capacidad instalada, lo que implica un menor número de turbinas necesarias; mientras que un valor bajo puede indicar limitaciones del recurso energético o tiempos prolongados de inactividad. En sistemas eólicos, el factor de planta depende principalmente de la variabilidad del viento (velocidad y frecuencia), características del aerogenerador (capacidad nominal), disponibilidad (tiempos de inactividad) y condiciones climáticas extremas (tormentas o periodos de calma prolongados).

² Orografía: Estudio y descripción de todas las formas del relieve terrestre.

En proyectos de energía eólica offshore, el FP generalmente varía entre 35% y 55%, dependiendo de las condiciones del sitio y la tecnología usada. Los cálculos se hacen en base a datos históricos de velocidad del viento recopilados durante cinco años, considerando las características específicas de la turbina. El rendimiento de un aerogenerador está influenciado por dos velocidades clave:

- Velocidad de arranque (Cut-in): Es la velocidad mínima del viento a la cual el aerogenerador comienza a generar electricidad. Por lo general, esta velocidad oscila entre 3,5 y 4,5 m/s, en plataformas offshore. A velocidades menores, la turbina no genera energía.
- Velocidad de corte (Cut-out): Es la velocidad máxima del viento a la cual el aerogenerador puede operar de manera segura. Cuando el viento supera este límite, que normalmente está entre 25 y 30 m/s, en plataformas offshore, los sistemas de control apagan la turbina para protegerla de daños estructurales.

Estos análisis permiten determinar principalmente las horas operativas que hay en el año, de esta forma se puede estimar la Energía Generada Real de la siguiente manera:

$$EG_{real} = Potencia\ nominal \cdot Horas\ operativas\ del\ año$$

Ecuación 3. Energía Generada Real.

De la misma manera, se puede obtener la Energía Generada Teórica, con la diferencia que se utiliza el total de horas en el año.

$$EG_{teórica} = Potencia\ nominal \cdot Horas\ totales\ del\ año$$

Ecuación 4. Energía Generada Real.

Con estas ecuaciones se puede modificar la Ecuación 2 y obtener el factor de planta con la siguiente fórmula:

$$FP\ (\%) = \frac{EG_{real}}{EG_{teórica}} \cdot 100$$

Ecuación 5. Factor de planta.

3.4 Cantidad de plataformas necesarias

Para cubrir la demanda energética determinada, es necesario instalar suficiente capacidad generadora para producir la energía requerida en un periodo de tiempo definido (generalmente un año). En sistemas eólicos, la capacidad instalada debe ajustarse para compensar la intermitencia del recurso eólico y maximizar la generación efectiva. La relación general se expresa como:

$$NPN = \frac{\text{Demanda energética [kWh/año]}}{\text{Potencia nominal [kW]} \cdot FP \cdot \text{Horas totales en el año}}$$

Ecuación 6. Número de plataformas necesarias.

3.5 Producción Anual de Energía (AEP)

La AEP (Annual Energy Production, por sus siglas en inglés) representa la cantidad total de energía eléctrica que se espera que un sistema de generación produzca en un año, bajo condiciones promedio de operación. Se expresa generalmente en megavatios-hora por año (MWh/año) (Clean Energy Business Council, 2024). En el caso de proyectos eólicos o solares, su cálculo depende de factores como la potencia instalada, el recurso disponible (viento o radiación), la eficiencia del sistema y el factor de planta. Este parámetro es fundamental para estimar los ingresos energéticos del proyecto y evaluar su viabilidad técnica y económica.

$$AEP = \text{Potencia nominal} \cdot \text{Horas del año} \cdot \text{Factor de planta}$$

Ecuación 7. Producción Anual de Energía.

3.6 Factor de Capital Recuperable (FCR)

Es un coeficiente que permite transformar una inversión de capital inicial en una anualidad equivalente, considerando una tasa de descuento o costo de capital y un horizonte de vida útil del proyecto o activo (Capital, s.f.). En términos simples, es el factor que se utiliza para calcular cuánto se debe pagar anualmente para recuperar la inversión inicial, incluyendo los costos financieros, a lo largo de la vida útil del activo.

Se utiliza comúnmente en evaluaciones económicas y financieras para distribuir los costos de inversión a lo largo de los años, facilitando el cálculo de indicadores como el Costo Nivelado de Energía (LCOE).

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Ecuación 8. Factor de Capital Recuperable.

Donde:

i: Es la tasa de descuento o costo de capital (valor en forma decimal del porcentaje)

n: Es la vida útil del proyecto o activos (expresada en años).

3.7 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El LCOE (Levelized Cost Of Energy) es un indicador económico que representa el costo promedio por unidad de energía generada (generalmente en CLP/kWh o USD/MWh) a lo largo de la vida útil del proyecto de generación. Este valor integra tanto los costos iniciales de inversión (CAPEX), como los costos operacionales y de mantenimiento anuales (OPEX), descontados en el tiempo mediante una tasa apropiada (reflejada en el Factor de Recuperación del Capital, FCR). El LCOE permite comparar diferentes tecnologías de generación en términos homogéneos, independiente del tamaño o tipo de instalación, y es ampliamente utilizado para evaluar la competitividad económica de proyectos energéticos.

$$LCOE = \frac{CAPEX_{por\ MW} \cdot FCR + OPEX_{por\ MW}}{AEP}$$

Ecuación 9. Costo Nivelado de Energía.

4. METODOLOGÍA

Para evaluar la viabilidad del proyecto en la Región de Los Lagos, es necesario analizar el recurso eólico a partir de datos históricos de viento, con el fin de identificar qué áreas presentan mejores condiciones. Esta evaluación permite determinar si una zona puede considerarse apta para la eventual instalación de plataformas flotantes. Asimismo, deben considerarse factores complementarios como el oleaje, la presencia de rutas portuarias y la actividad pesquera o de acuicultura en el área de influencia.

Para la realización de la evaluación económica es necesario una comparación con las grandes potencias en parques eólicos marinos. Esto permite estimar costos, así como también tiempos de retorno económico. Para lograr todo esto, se realizan investigaciones de las plataformas y sus resultados; funcionamiento de los parques en otros países, es decir, qué tipo de estructura suministran (empresas, viviendas, luminarias, etc.), si suministran el total de la energía o son complementadas con otras fuentes de energía; y proyecciones de flujo de caja.

Además, es importante realizar un estudio de eficiencia estacional. Esto permite conocer aquellos periodos en los que no es posible generar energía por medio de las plataformas. Esto puede deberse a factores como falta de viento, tormentas y otros factores. Es por ello que al saber esta información se puede determinar una solución alternativa de generación. Se recopiló información histórica de la velocidad del viento de la Isla grande de Chiloé, lugar donde está la comunidad de Chonchi. Los datos, organizados en un archivo Excel, son analizados para obtener las velocidades promedio y máximas mensuales, las cuales se utilizaron para determinar el potencial eólico de la zona. En cuanto a la generación alternativa se pueden considerar fuentes no renovables como petróleo o gas, así como también renovables, tales como, energía mareomotriz, solar, biogás, hidráulica, entre otras.

También dentro de la evaluación económica se requiere estudiar y calcular el factor de planta. Esto permite saber la viabilidad de un sistema eléctrico, es decir, verificar si se está utilizando la capacidad completa de la turbina.

5. DESARROLLO

5.1 Descripción de la situación actual

Debido a factores como la migración, neorruralismo y geografía de Chile, ya que es un país con grandes relieves teniendo no más de un 20% de superficie llana, es que existe un número importante de hogares que para el 2019 no cuentan con un suministro fijo de energía. Durante los años 2018 y 2019, el Ministerio de Energía realizó el primer Mapa de Vulnerabilidad Energética. En ese informe se destaca la cantidad de viviendas, por región y comuna, sin suministro eléctrico o con suministro parcial. A continuación, se muestra en la Tabla 1 en detalle la información, recolectada de diferentes tablas que contiene el informe, sobre el número de viviendas por región que no cuentan con energía y aquellas que están sin energía pero que ya hay proyecto para solucionarlo.

Tabla 1. Viviendas sin energía y sin energía con proyecto, por región.

Región	Viviendas sin energía	Viviendas sin energía con proyecto	Viviendas sin energía total
Arica y Parinacota	533	340	873
Tarapacá	219	165	384
Antofagasta	1.016	0	1.016
Atacama	1.337	350	1.687
Coquimbo	2.669	512	3.181
Valparaíso	735	0	735
Metropolitana	814	0	814
O'Higgins	147	0	147
Maule	920	0	920
Ñuble	355	39	394
Biobío	1.423	1.478	2.901
La Araucanía	2.258	967	3.225
Los Ríos	758	0.067	1.819
Los Lagos	3.053	1.330	4.383

Aysén	763	295	1.058
Magallanes	925	94	1.019
TOTAL	17.919	6.637	24.556

Fuente: Mapa de vulnerabilidad energética en Chile, 2019.

Es importante destacar que de 24.556 que comprende el total de viviendas sin energía, son 6.637 las que cuentan con algún proyecto de electrificación. El Mapa de Vulnerabilidad Energética en Chile 2019 se realizó con el total de beneficiarios y no de viviendas debido a distintos factores como: Falta de información de coordenadas geográficas, viviendas nuevas que no fueron registradas en el Pre-Censo y por coordenadas asociadas a algún proyecto no coinciden con los criterios base utilizados. Si se considera que en el CENSO de 2017 se obtuvo que viven 3,1, es decir, 4 personas por cada hogar, se tiene que son más de 98.000 las personas que sin suministro eléctrico.

Como se puede observar en la Tabla 1 hay cuatro regiones en el país que destacan por su gran cantidad de vivienda sin suministro eléctrico y sin proyecto que lo solucione: Coquimbo con 2.669 casas, Bio Bio con 1.423 casas, La Araucanía con 2.258 y Los Lagos con 3.053 casas. Cada una de estas regiones cuenta con algún proyecto para reducir los números, sin embargo, la Región de Los Lagos es la que presenta el mayor número de hogares sin algún proyecto en proceso o futuro. Es por esta razón que como primer paso se seleccionó esta región.

Como segundo paso se requiere determinar el pueblo o comuna en el cual se llevará a cabo el proyecto propuesto. Para ello, se recopiló las comunas con más de 200 viviendas sin energía de la Región de Los Lagos.

Tabla 2. Comunas con mayor número de viviendas sin energía, en la Región de los Lagos.

Comuna	Viviendas sin energía
San Juan de la Costa	485
Cochamó	274
Chonchi	250
Chaitén	241

Quellón	212
Mauullín	208
Ancud	203
Frutillar	201

Fuente: Mapa de vulnerabilidad energética en Chile, 2019.

Se determinó que sea considerada la comuna de Chonchi debido a su cercanía a la costa (30 km aproximadamente) además de contar con las rutas w80 seguido de la w850 que van desde la comuna hasta la costa. Si bien la comuna de San Juan de la Costa está a 30 km aproximadamente de la costa y cuenta con un mayor número de viviendas sin luz, la ruta desde la comuna hasta la costa está más alejada además de ser más extensa.

En este tipo de proyectos es pertinente realizar un mapa de actores para poder identificar a todos los involucrados en los problemas y soluciones.

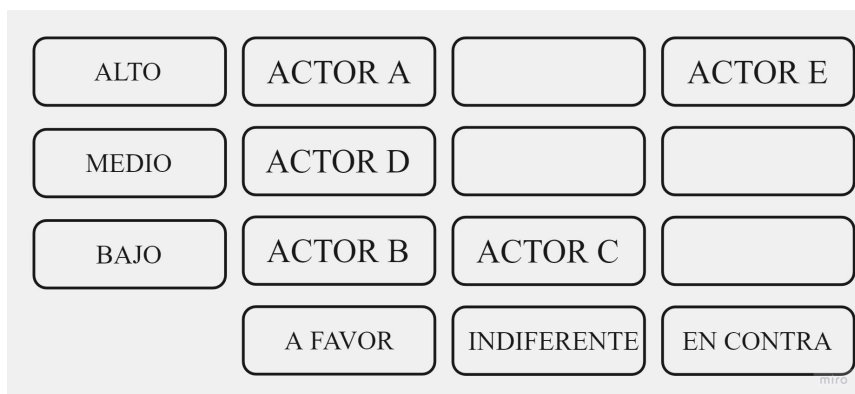


Figura 5. Stakeholder map.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

Actor A: Ministerio de Energía

Actor B: Dueños de viviendas sin suministro eléctrico

Actor C: Dueños de viviendas con autogeneración

Actor D: Municipios de las regiones que brindan servicio eléctrico

Actor E: Empresas de distribución energética en Chile.

5.2 Funcionamiento e información técnica de las plataformas eólicas flotantes

X1 WIND es una empresa española fundada en 2017 por Alex Raventos y Carlos Casanova. Su misión es “encontrar soluciones más inteligentes para resolver el desafío climático y permitirnos cambiar la forma en que producimos energía y minimizar radicalmente el impacto que tenemos en el medio ambiente”.

Si bien es una empresa con una corta trayectoria, su tecnología es el resultado de más de 20 años de experiencia en el sector de energías renovables marina. Además, cuentan con profesionales del área de la energía eólica, ingeniería mecánica, eléctrica, estructural, aeronáutica y naval.

5.2.1 Tecnología

Proponen un diseño flotante autoorientable que reduce el peso y minimiza los costos de instalación y mantenimiento. La combinación de los sistemas Amarre de un solo punto (Single Point Mooring, por sus siglas en inglés) que permite una instalación fácil; junto con las plataformas TLP (Tension Leg Platform) que reducen el peso y mejora la estabilidad, permite lograr una reducción del peso y así tener una plataforma más ligera que las Spar o Semisumergibles actualmente en prueba.

El sistema PivotBuoy (desarrollado por X1 Wind) tiene integrada una configuración de veleta a favor del viento que permite a la plataforma orientarse y girar (ver Figura 6), y así dejar atrás el uso de la torre tradicional y comenzar a utilizar un diseño en forma de trípode logrando una eficiencia en la transmisión de carga. Este tipo de turbinas muestra beneficios en comparación a los sistemas a favor del viento debido a que no necesitan ángulos de inclinación, conificación del rotor o uso de palas precurvadas. Esto reduce los costos de fabricación de la turbina y poder escalar a rotores de más de 15 MW. Este sistema (que combina un SPM con una pequeña TLP) reduce significativamente el peso de la plataforma. Está diseñado para pre instalarse con el sistema de amarre y permitir un ensamble en tierra y luego remolcar al sitio por medio de embarcaciones pequeñas y medianas, en lugar de grandes embarcaciones de carga pesada. Esto se traduce en simplificación en las operaciones en alta mar y menor costo de instalación.

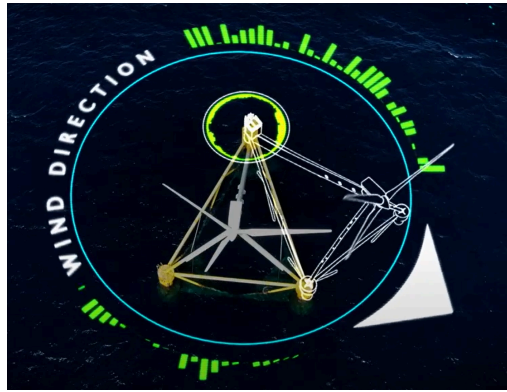


Figura 6. Rotación de la plataforma X30 sobre el sistema SPM según la dirección del viento.

Fuente: XI Wind.

Las plataformas fueron diseñadas para minimizar los costos de operación y mantenimiento. Se utilizan sistemas pasivos como el sistema autoorientable PivotBuoy el cual junto con el amarre TLP reduce los movimientos de este mismo y así disminuir la fatiga del cable dinámico y facilitar las operaciones de mantenimiento.

Por otra parte, el sistema de amarre está compuesto por una parte fija anclada al fondo marino y una parte móvil que gira la plataforma. Utiliza tres cables tensados para anclar el PivotBuoy consiguiendo un amarre vertical (Ver Figura 7). Comparado con los anclajes de arrastre y de gran longitud utilizados en los sistemas de catenarias, supone una enorme reducción de la huella de la plataforma en el fondo marino y por tanto un menor impacto ambiental.



Figura 7. Ilustración del diseño submarino del prototipo X30: Tecnología TLP y SPM.

Fuente: XI Wind.

5.3 Comportamiento de los vientos en la zona

Los vientos y oleajes no pueden mantener un comportamiento constante, es decir, que se mantengan dentro de un rango determinado. Por ejemplo, que los vientos de la costa de Valparaíso durante el verano sean entre 17 y 21 m/s. Estos cambian constantemente, es por ello, que sólo pueden ser pronosticados unos cuantos días antes o simulados, ya que están sometidos a las condiciones atmosféricas, efecto coriolis y estacionales, entre otros.

El sector de Chonchi ubicado en la Isla Grande de Chiloé, Región de Los Lagos, presenta un clima influenciado por condiciones costeras y patrones atmosféricos particulares, lo que hace relevante entender el comportamiento del viento para aplicaciones eólicas o análisis climático. Este estudio se enfoca en identificar y analizar los datos registrados por la Dirección Meteorológica de Chile.

Los datos recopilados corresponden a registros obtenidos del sitio web de la Dirección Meteorológica de Chile, específicamente, de la estación Mocopulli ad. que cuenta con registros de vientos desde el año 2012 hasta la fecha. El periodo de análisis comprende desde la fecha 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2023, es decir, todos los datos registrados en los 5 años. Estas son muestras individuales del estudio de vientos de 12 años en la zona analizada. Cada muestra cuenta con observaciones diarias de Dirección (DD), Velocidad promedio (FF) y Variabilidad (VRB). Se elabora la información en tablas mensuales y anuales, procesados mediante Excel para identificar patrones y calcular estadísticas descriptivas.

Las observaciones de las muestras (cada periodo anual) fueron realizadas por periodos de una hora. Existen algunos meses o días que no cuentan con el registro completo. Aun así, es posible realizar un análisis estadístico de estos. Se separaron todos los datos por mes, a los que se le determinó el viento promedio y máximo. A continuación se presentan dos gráficos con la información recopilada (ver Gráficos 1 y 2).

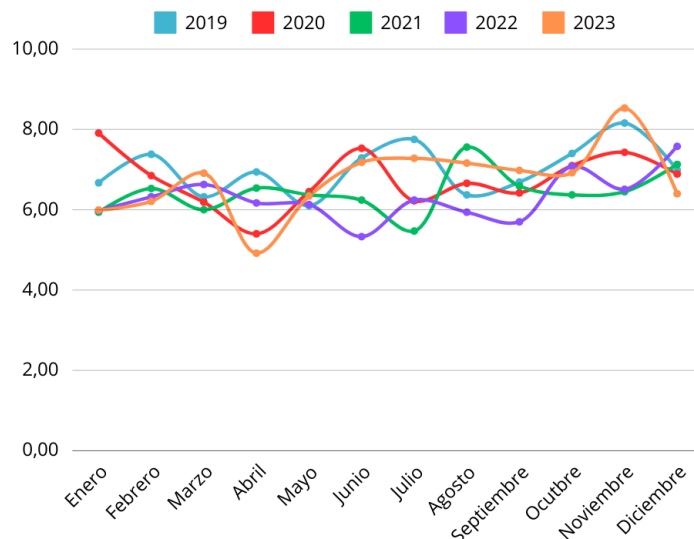


Gráfico 1. Velocidad promedio del viento por mes en cada periodo [m/s]

Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar en el Gráfico 1, que desde diciembre a mayo el comportamiento de los vientos es bastante similar con algunas pequeñas variaciones entre sí. Durante el primer semestre de los años 2020 y 2023 se puede observar menos fluctuación en abril (promedio bajo 6 m/s), mientras que presentó un aumento en junio. Sin embargo durante el mes de noviembre este aumento fue aún mayor el año 2023 en donde llegó a 8,53 m/s seguido del año 2019 donde fue de 8,16 m/s. Durante los meses de invierno (junio - agosto) hay una mayor variación entre cada periodo, siendo el 2023 el que presenta poca variación en sí mismo a diferencia de los otros.

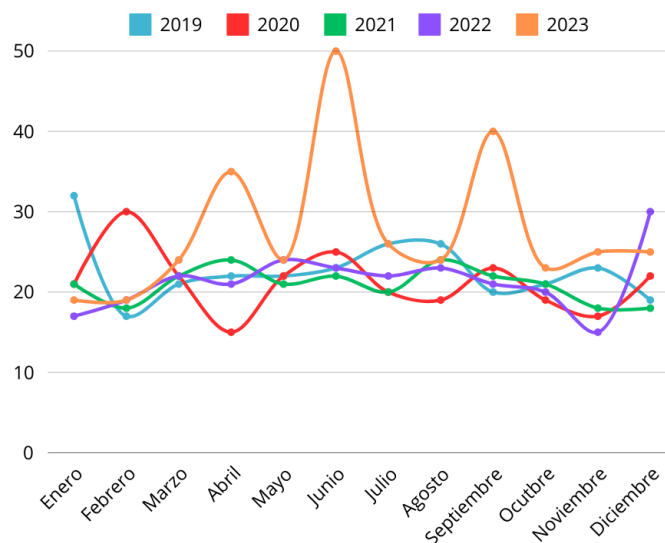


Gráfico 2. Velocidad máxima del viento por mes en cada periodo [m/s]

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los máximos registrados por mes en cada periodo se puede observar que el periodo 2023 destaca en gran medida por sobre los otros años, marcando los meses de abril, junio y septiembre como los que presentaron un aumento significativo en los vientos, llegando estos a 35 m/s, 50 m/s y 40 m/s, respectivamente. Por otra parte, el 2022 se ve bastante uniforme en sus registros a excepción del mes de noviembre donde marca una baja significativa de 15 m/s, al igual que el año 2020 que presentó el mismo descenso, que a su vez venía de un pick de en el mes de febrero.

En resumen, se puede obtener de los gráficos que hay un aumento en los vientos durante el periodo de invierno, es decir, durante junio, julio y agosto. A continuación, se muestra la Tabla 3 con el detalle de estos datos, en m/s.

Tabla 3. Comparativa de viento promedio y máximo por periodo, desde junio hasta agosto.

Mes	2019		2020		2021		2022		2023	
	Prom	Máx	Prom	Máx	Prom	Máx	Prom	Máx	Prom	Máx
Junio	7,29	23	7,53	25	6,24	22	5,33	23	7,18	50
Julio	7,75	26	6,22	20	5,47	20	6,24	22	7,28	26
Agosto	6,37	26	6,66	19	7,56	24	5,94	23	7,16	24

Fuente: Elaboración propia.

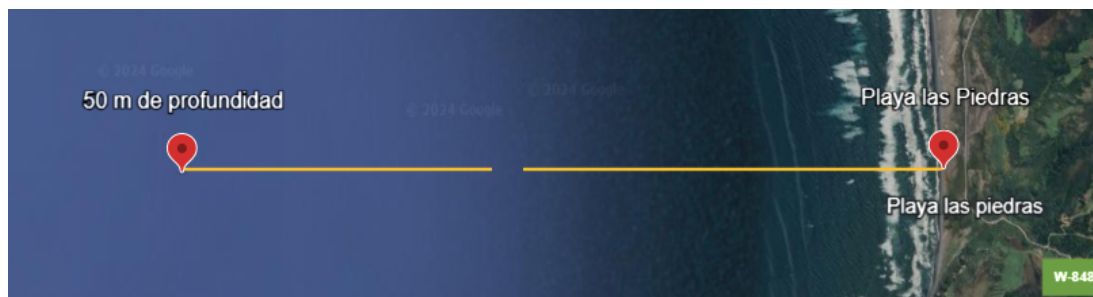
Una explicación de porque se ve de manera más significativa este aumento en invierno es indicado en el artículo Rema n° 7: Sembrando el viento, publicado por la Pontificia Universidad Católica de Chile, del autor Christopher Aiken, que indicó que el cambio climático está realizando cambios lentos en el viento, generando días con mayor o menor viento, muchas veces difícil de percibir el cambio, pero que existe. Además agregó que el científico norteamericano Andrew Bakun postuló un pronóstico en el patrón del viento. Este se irá desplazando cada vez más hacia el sur y se irá intensificando cada vez más, haciendo referencia a que en un futuro el viento estacional en el sector de San Vicente llegará a ser similar al de San Antonio, y que su vez será parecido al de Coquimbo, por lo que el viento en las zonas costeras será cada vez más fuerte.

El comportamiento de los vientos en la zona es uno de los mayores indicadores para evaluar la implantación de las plataformas offshore, esto junto con el factor de planta que es

calculado más adelante. Es por ello que, se toma como referencia los datos analizados en este ítem para realizar la evaluación y cálculos posteriores necesarios.

El proyecto PivotBuoy, que consistió en la elaboración del prototipo X30, fue diseñado a partir de la información obtenida de las pruebas realizadas durante el proyecto Prueba de concepto y validación de tecnologías eólicas flotantes. Este último tuvo ensayos con variados oleajes y vientos. Durante el periodo en el que estuvo a prueba el prototipo X30, se presentaron dos grandes tormentas, la primera en diciembre de 2022, con vientos de 18 m/s y oleajes con altura entre 3,78 m y 6,72 m; la segunda fue en mayo de 2023 (casi al término del periodo de prueba) también con altos oleajes entre 2,6 m y 4,7 m. El prototipo X30 fue capaz mantener un sólido rendimiento sin necesidad de adaptar el controlador de la turbina V29.

Cuanto más alejado esté el aerogenerador de la costa, mayores serán los vientos en la zona. El prototipo X30 realizó su periodo de prueba a una profundidad de 50 metros respecto al suelo marino. Es por ello, que se toma ese dato como referencia para la instalación en la Región de Los Lagos. Se toma como referencia la Playa las Piedras, que conecta de forma semi lineal con la localidad de Chonchi por medio de las ruta W-75, W-80, W-850 y W-848, esto equivale a 35,3 kilómetros aproximadamente, desde la Iglesia Patrimonial Nuestra Señora del Rosario (localizada al centro de Chonchi) hasta la Playa las Piedras. Por medio de Google Earth, es posible identificar las alturas y profundidades en un determinado punto. Con esta herramienta se busca en línea recta desde la playa hasta obtener una profundidad de 50 metros (coordenadas 42°39'23''S 74°12'05''W) y luego se traza una medición para saber la distancia desde la costa hasta ese punto como se observa en el Mapa 1, dando una distancia de 6.677,36 metros o 6,68 km aproximadamente.



Mapa 1. Distancia desde Playa las Piedras hasta 50 metros de profundidad.

Fuente: Google Earth.

5.4 Ubicación geográfica para la implementación de la subestación de distribución eléctrica

Las subestaciones eléctricas son instalaciones críticas en el sistema de transmisión y distribución de energía. Su ubicación y diseño debe cumplir con ciertos requisitos técnicos, económicos, ambientales y sociales para garantizar su operación eficiente y minimizar los impactos negativos. Un lugar inadecuado no sólo afecta el desempeño del sistema eléctrico, sino también su costo y aceptación por parte de la comunidad local. A continuación, se presentan los principales factores a considerar para la instalación de una subestación eléctrica.

5.4.1 Factores Técnicos

La ubicación debe ser estratégica para optimizar la interconexión con las líneas de transmisión y minimizar las pérdidas por transporte de energía. Es fundamental evaluar la disponibilidad de un terreno con características adecuadas, como topografía plana y estable, y así garantizar una construcción segura y eficiente.

La comuna de Chonchi no cuenta en su totalidad con suministro eléctrico, esto implica que no es muy factible tomar en consideración el factor de proximidad a líneas de transmisión para facilitar la interconexión, además de estar muy alejado de la costa. Se debe buscar un punto estratégico en el sector, entre el punto más cercano a las plataformas (Playa las Piedras) y la localidad. Para esto se debe buscar una zona que sea uniforme, es decir, que no cuente con grandes relieves; un suelo estable, por ende, la playa no es una opción viable; y el acceso, que sea un lugar al cual sea accesible por carretera para transportes de equipo y mantenimiento. A continuación, se muestra el Mapa 2 obtenido de Google Maps, donde se puede apreciar cómo es la zona que hay entre Chonchi y la playa, junto con las rutas que conectan ambos lugares destacada en color azul. Esto permite ver de manera más directa más o menos en qué lugares se podría instalar la subestación eléctrica, ya que como se ve en el Mapa 2, no hay una trayectoria recta sino que hay una curva que se forma alrededor del Lago Huillinco.

otra parte, la zona 2 (color rojo) y zona 3 (naranja) parecen ser una mejor opción, ya que la información entregada por Google Earth indica que son sectores con una topografía más uniforme, ambas con variaciones de relieve entre 1 y 5 metros, además de contar con conexión a la ruta W-850 y no estar muy cerca de la comunidad de Cucao.

5.4.2 Factores Ambientales

La instalación de la subestación eléctrica debe ser compatible con el entorno natural, minimizando los impactos sobre los ecosistemas locales. Es importante considerar riesgos naturales como inundaciones, terremotos o deslizamientos de tierra, que podrían comprometer la seguridad de la instalación. Las condiciones climáticas del lugar también influyen en la selección del equipo. Si bien no se evaluará ni seleccionará el equipo de la subestación, es importante tener en cuenta condiciones como la humedad y vientos extremos.

Las tres zonas propuestas previamente no cuentan con parques nacionales y/o recreacionales cerca. En cuanto a la flora y fauna, en la Isla Grande de Chiloé se pueden encontrar especies arbóreas como roble, avellano y arrayán; y mamíferos como zorros, monitos del monte y pudúes; junto con aves como la golondrina y el chicol. Sin embargo, estas especies se encuentran en las reservas naturales de la isla, sobre todo en el Parque Nacional Chiloé, por lo que siguen siendo viables los tres posibles lugares.

Dentro de los factores a considerar están los riesgos naturales. En cuanto a los terremotos, el país cuenta con leyes y normas de construcción específicas para evitar desastres frente a un sismo, algunas de estas son la Norma Chilena 2369 (Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales), ETG A.020 (Especificaciones de diseño sísmico de instalaciones eléctricas de alta tensión) y ETG 1015 (Especificaciones técnicas generales diseño sísmico). En cuanto a inundaciones es más difícil, ya que se está evaluando una zona ubicada en una isla. Por otro lado, con respecto a los ruidos y emisiones electromagnéticas no se deberían presentar problemas, los extremos de las 3 zonas se encuentran a 0.17 km, 0.47 km y 0.46 km, respectivamente de la vivienda más cercana.

5.4.3 Factores Sociales y Legales

Este tipo de edificaciones puede generar impacto en las comunidades cercanas, por lo que es fundamental trabajar con ellas desde la primera etapa del proyecto. Esto incluye

minimizar impactos negativos como ruido, riesgos eléctricos y afectación visual, así como obtener las licencias y permisos necesarios.

En cuanto a los puntos legales, en los factores ambientales ya fueron mencionadas alguna normativas que deben ser consideradas siempre al momento de instalar una construcción de este tipo. Adicionalmente, están las normativas impuestas por la División de Ingeniería de Electricidad sobre distancias de seguridad de la edificación de las torres de alta tensión (RPTD N° 07) y reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica (RIC N° 13).

La electricidad produce un sonido conocido como “zumbido de la red eléctrica” que se produce debido a la forma en la que se produce la electricidad. La electricidad de centrales o subestaciones eléctricas utiliza corriente alterna (CA). Esta se alterna o cambia de dirección muchas veces por segundo, en Chile esta cantidad es de 50 veces por segundo (50 Hz). La profesora de prácticas en el Departamento de Electricidad, Informática e Ingeniería de la Universidad Rice de Texas, Gary Woods informó que el zumbido que se oye suele ser aproximadamente el doble de la frecuencia que se utiliza, esto significa que zumba a 100 Hz. Este zumbido se debe a un elemento magnético dentro de los dispositivos. Cuando se está cerca de líneas eléctricas es posible que se escuche el zumbido eléctrico que proviene de un dispositivo electromagnético llamado transformador. Este se utiliza para reducir el voltaje que viene desde las plantas eléctricas. Las líneas eléctricas pueden zumbar por un fenómeno diferente llamado “descarga corona”, que ocurre cuando el campo eléctrico que está alrededor es mayor que el necesario para iniciar el flujo de corriente desde la línea eléctrica al aire circulante.

La cercanía con las torres de alta tensión genera efectos negativos en la salud aumentando el riesgo de contraer cáncer. Así lo aseguró un estudio realizado por médicos de la facultad de medicina de la Universidad de Bristol, Reino Unido. “El tamaño del campo eléctrico está relacionado con el voltaje, y el campo magnético, con la potencia de la corriente. Ambos disminuyen con rapidez al aumentar la distancia respecto de la fuente, y desaparecen aproximadamente a los 100 m”, el Dr Alan Preece, del Departamento de Oncología de la Universidad de Bristol, sostiene que el efecto de los cables se mantiene hasta los 400 metros de distancia. Por otra parte, diversos estudios incluyen los campos electromagnéticos generados por los tendidos eléctricos como posible agente cancerígeno.

Uno de ellos realizado por el Instituto Karolinska en Estocolmo detectó un aumento del riesgo de leucemia en niños cercanos a estos campos electromagnéticos.

Tomando en cuenta esta información es importante tener muy presente la distancia entre las zonas residenciales y la zona donde se planea construir la subestación eléctrica. De las opciones planteadas, la más cercana a la zona residencial de Cucao se encuentra a 0.17 kilómetros, sin embargo, las otras (zona color rojo y naranja) si cuentan con la distancia de más de 400 metros. Por lo que en base a las afirmaciones de los expertos mencionados no habría riesgo en la salud de las personas producto de los campos magnéticos.

5.5 Porcentaje de eficiencia estacional

El factor de planta o factor de capacidad, como se mencionó en el marco teórico, es un indicador clave que se debe analizar. Representa el porcentaje de energía que una planta genera en comparación con su capacidad máxima teórica en un periodo de tiempo específico. Dentro de los factores que afectan el factor de planta se encuentra el recurso eólico, tecnología de la turbina, tiempo de inactividad, y condiciones climáticas y geográficas. La importancia de este valor está en que permite determinar la viabilidad económica de la instalación eólica, por lo que, mientras más alto sea el factor de planta, más energía puede venderse mejorando el retorno de inversión.

Los cálculos se realizan tomando en cuenta los datos recopilados del análisis de los vientos. Es importante tener conocimiento sobre las velocidades de arranque y corte del viento para turbinas con potencia mayor o igual a 100 kW. Para ello se utiliza el promedio de ambas siendo de 4 m/s para el Cut-in y 27,5 m/s para el Cut-out. Con esta información en conjunto con los valores promedio, máximo y mínimos de vientos por mes de cada periodo se debe realizar el siguiente análisis.

- Comparación del viento promedio con Cut in. Si el viento promedio mensual es superior al Cut in, entonces es probable que la turbina esté generando energía durante todo el mes o mayor parte de él.
- Comparación viento máximo con Cut out, si el viento máximo mensual está por debajo del Cut out, entonces la turbina puede operar sin problema durante los saltos

elevados de viento. Por otro lado, si el viento máximo mensual es superior al Cut out, entonces la turbina no puede operar para evitar posibles deterioros.

- Comparación vientos mínimos con Cut in, si los vientos están bajo el Cut in quiere decir que la turbina no tiene suficiente velocidad de viento para funcionar, por lo que se debe determinar cuántas horas al mes la turbina no generará energía.

A continuación, se observan las Tablas 4, 5, 6, 7 y 8 para cada periodo con sus respectivos promedios, máximos y los 3 análisis mencionadas.

Tabla 4. Análisis de vientos por mes, año 2019.

Mes	Promedio (m/s)	Máximo	Análisis Mínimo	Análisis Máximo	Análisis Promedio
Enero	6,77	32	135	No funciona	Si genera
Febrero	7,31	17	75	Si funciona	Si genera
Marzo	6,31	21	155	Si funciona	Si genera
Abril	7,08	22	151	Si funciona	Si genera
Mayo	6,08	22	218	Si funciona	Si genera
Junio	7,22	23	147	Si funciona	Si genera
Julio	7,72	26	153	Si funciona	Si genera
Agosto	6,33	26	170	Si funciona	Si genera
Septiembre	6,61	20	159	Si funciona	Si genera
Octubre	7,44	21	103	Si funciona	Si genera
Noviembre	8,17	23	88	Si funciona	Si genera
Diciembre	7,03	19	145	Si funciona	Si genera

Fuente: Elaboración propia.

Durante el 2019 (ver Tabla 4), en cuanto al análisis de los vientos bajo el Cut in se tiene el total de horas por mes que los vientos no cumplen la velocidad mínima para el funcionamiento de la turbina, siendo febrero y noviembre los meses con menos horas sin funcionamiento. Por su parte, el mes de mayo es el que más horas estaría sin operar, considerando que el mes tiene un total de 744 horas, es decir, un 30% aproximadamente de ese mes estaría sin generar energía.

Tabla 5. Análisis de vientos por mes, año 2020.

Mes	Promedio	Máximo	Análisis Mínimo	Análisis Máximo	Análisis Promedio
Enero	7,91	21	126	Si funciona	Si genera
Febrero	6,85	30	139	No funciona	Si genera
Marzo	6,19	22	135	Si funciona	Si genera
Abril	5,40	15	21	Si funciona	Si genera
Mayo	6,45	22	229	Si funciona	Si genera
Junio	7,53	25	172	Si funciona	Si genera
Julio	6,22	20	213	Si funciona	Si genera
Agosto	6,66	19	136	Si funciona	Si genera
Septiembre	6,42	23	176	Si funciona	Si genera
Octubre	7,10	19	106	Si funciona	Si genera
Noviembre	7,43	17	138	Si funciona	Si genera
Diciembre	6,89	22	139	Si funciona	Si genera

Fuente: Elaboración propia.

Durante el 2020 (ver Tabla 5), abril es el más favorable en esta muestra, debido a que sólo cuenta con 2,9% de periodo en el que no podría operar. Aún así en el resto de los meses presenta un promedio de 155 horas sin funcionamiento siendo los meses de mayo y julio los con mayor horas. En cuanto a la comparación del valor máximo con respecto al Cut out, sólo el mes de febrero se encuentra por sobre el promedio de viento máximo apto para operar. No obstante, durante todo el año se presentaron vientos suficientes para generar energía durante casi todo el mes, es decir, que no hay ni un mes donde no se genere energía.

Tabla 6. Análisis de vientos por mes, año 2021.

Mes	Promedio	Máximo	Análisis Mínimo	Análisis Máximo	Análisis Promedio
Enero	5,94	21	199	Si funciona	Si genera
Febrero	6,53	18	131	Si funciona	Si genera
Marzo	6,00	22	164	Si funciona	Si genera

Abril	6,54	24	247	Si funciona	Si genera
Mayo	6,37	21	206	Si funciona	Si genera
Junio	6,24	22	176	Si funciona	Si genera
Julio	5,47	20	220	Si funciona	Si genera
Agosto	7,56	24	129	Si funciona	Si genera
Septiembre	6,59	22	181	Si funciona	Si genera
Octubre	6,37	21	203	Si funciona	Si genera
Noviembre	6,45	18	160	Si funciona	Si genera
Diciembre	7,13	18	96	Si funciona	Si genera

Fuente: Elaboración propia.

Durante el 2021 (ver Tabla 6), se puede apreciar que son 4 periodos los afectados con más de 200 horas sin poder operar por falta de velocidad de vientos, y sólo el mes de diciembre con menos de 100 horas. En cuanto a la comparativa del valor promedio con el Cut in y el valor máximo con el Cut out, en ambos casos los datos están por encima y bajo el valor de corte, respectivamente.

Tabla 7. Análisis de vientos por mes, año 2022.

Mes	Promedio	Máximo	Análisis Mínimo	Análisis Máximo	Análisis Promedio
Enero	5,98	17	208	Si funciona	Si genera
Febrero	6,32	19	115	Si funciona	Si genera
Marzo	6,63	22	178	Si funciona	Si genera
Abril	6,17	21	248	Si funciona	Si genera
Mayo	6,13	24	179	Si funciona	Si genera
Junio	5,33	23	256	Si funciona	Si genera
Julio	6,24	22	225	Si funciona	Si genera
Agosto	5,94	23	241	Si funciona	Si genera
Septiembre	5,70	21	280	Si funciona	Si genera
Octubre	7,08	20	136	Si funciona	Si genera

Noviembre	6,51	15	135	Si funciona	Si genera
Diciembre	7,58	30	105	No funciona	Si genera

Fuente: Elaboración propia.

Durante 2022 (ver Tabla 7), al igual que el año anterior se ve muy afectado con la cantidad de horas sin poder operar, siendo en este caso un total de 6 meses. En cuanto a la comparativa del valor promedio con el Cut in y el valor máximo con el Cut out, en ambos casos los datos están por sobre y bajo el valor de corte, respectivamente, con excepción de la relación del valor máximo con el Cut out en el mes de diciembre, que cuenta con velocidades de 30 m/s, si bien la velocidad está en el límite indicado el análisis es realizado con el valor promedio de los cortes de velocidad de viento.

Tabla 8. Análisis de vientos por mes, año 2023.

Mes	Promedio	Máximo	Análisis Mínimo	Análisis Máximo	Análisis Promedio
Enero	5,99	19	184	Si funciona	Si genera
Febrero	6,21	19	166	Si funciona	Si genera
Marzo	6,91	24	162	Si funciona	Si genera
Abril	4,92	35	264	No funciona	Si genera
Mayo	6,34	24	214	Si funciona	Si genera
Junio	7,18	50	153	No funciona	Si genera
Julio	7,28	26	189	Si funciona	Si genera
Agosto	7,16	24	153	Si funciona	Si genera
Septiembre	6,98	40	157	No funciona	Si genera
Octubre	6,92	23	150	Si funciona	Si genera
Noviembre	8,53	25	117	Si funciona	Si genera
Diciembre	6,40	25	189	Si funciona	Si genera

Fuente: Elaboración propia.

Durante el 2023 (ver Tabla 8), hay una disminución a sólo 2 meses por sobre 200 horas. Aún así todos los meses están por sobre las 100 horas, con un promedio de 175 sin estar en operación. En la el análisis del promedio mensual con el Cut in, se tiene que cada mes

habría generación de energía. En cuanto al análisis de la velocidad máxima con el Cut out, son los meses de abril, junio y septiembre donde no sería posible que las turbinas puedan funcionar por estar muy por sobre el límite del Cut out permitido.

Con estos análisis y datos, en conjunto con la potencia de la turbina (200 kW) y horas mensuales es que se puede determinar el factor de planta. Primero se debe calcular para cada periodo y luego se obtiene el factor de planta promedio de los 5 años.

5.5.1 Factor de planta año 2019

Este periodo tiene 365 días, por lo que se tiene un total de 8.760 horas en el año. Luego se debe determinar la cantidad de horas operativas, es decir, las horas en las que la velocidad del viento fue superior al Cut-in, esto da como resultado 7.061 horas. Al aplicar la Ecuación 3 con estos valores, se tiene que la Energía Generada Real es 1.412,3 MWh, y la Energía Generada Teórica es 1.752 MWh. Con estos resultados se puede calcular el factor de planta correspondiente al año 2019.

$$\text{Factor de planta}(\%) = \frac{1.412,3 \text{ [MWh]}}{1.752 \text{ [MWh]}} \cdot 100$$
$$\text{Factor de planta}(\%) = 80,6\%$$

5.5.2 Factor de planta año 2020 (año bisiesto)

Este periodo al ser año bisiesto tiene 366 días, por lo que se tiene un total de 8.784 horas en el año. Luego se debe determinar la cantidad de horas operativas, es decir, las horas en las que la velocidad del viento fue superior al Cut-in, esto da como resultado 7.054 horas. Al aplicar la Ecuación 3 con estos valores, se tiene que la Energía Generada Real es 1.410,8 MWh, y la Energía Generada Teórica es 1.756,8 MWh. Con estos resultados se puede calcular el factor de planta correspondiente al año 2020.

$$\text{Factor de planta}(\%) = \frac{1.410,8 \text{ [MWh]}}{1.756,8 \text{ [MWh]}} \cdot 100$$
$$\text{Factor de planta}(\%) = 80,3\%$$

5.5.3 Factor de planta año 2021

Este periodo tiene 365 días, por lo que se tiene un total de 8.760 horas en el año. Luego se debe determinar la cantidad de horas operativas, es decir, las horas en las que la

velocidad del viento fue superior al Cut-in, esto da como resultado 6.648 horas. Al aplicar la Ecuación 3 con estos valores, se tiene que la Energía Generada Real es 1.329,6 MWh, y la Energía Generada Teórica es 1.752 MWh. Con estos resultados se puede calcular el factor de planta correspondiente al año 2021.

$$Factor\ de\ planta(\%) = \frac{1.329,6 [MWh]}{1.752 [MWh]} \cdot 100$$

$$Factor\ de\ planta(\%) = 75,8\%$$

5.5.4 Factor de planta año 2022

Este periodo tiene 365 días, por lo que se tiene un total de 8.760 horas en el año. Luego se debe determinar la cantidad de horas operativas, es decir, las horas en las que la velocidad del viento fue superior al Cut-in, esto da como resultado 6.454 horas. Al aplicar la Ecuación 3 con estos valores, se tiene que la Energía Generada Real es 1.290,8 MWh, y la Energía Generada Teórica es 1.752 MWh. Con estos resultados se puede calcular el factor de planta correspondiente al año 2022.

$$Factor\ de\ planta(\%) = \frac{1.290,8 [MWh]}{1.752 [MWh]} \cdot 100$$

$$Factor\ de\ planta(\%) = 73,6\%$$

5.5.5 Factor de planta año 2023

Este periodo tiene 365 días, por lo que se tiene un total de 8.760 horas en el año. Luego se debe determinar la cantidad de horas operativas, es decir, las horas en las que la velocidad del viento fue superior al Cut-in, esto da como resultado 6.662 horas. Al aplicar la Ecuación 3 con estos valores, se tiene que la Energía Generada Real es 1.332,4 MWh, y la Energía Generada Teórica es 1.752 MWh. Con estos resultados se puede calcular el factor de planta correspondiente al año 2023.

$$Factor\ de\ planta(\%) = \frac{1.332,4 [MWh]}{1.752 [MWh]} \cdot 100$$

$$Factor\ de\ planta(\%) = 76\%$$

5.5.6 Factor de planta promedio

El factor de planta promedio de los cinco años se calcula sumando el factor de planta de cada año y dividiendo por el total de años, que son cinco.

$$\text{Factor de Planta (\%)} = \frac{80,6+80,3+75,8+73,6+76}{5}$$
$$\text{Factor de Planta (\%)} = 77,26\%$$

Se tiene como resultado un factor de planta promedio desde el año 2019 hasta el año 2023 de 77,26%, por lo que se puede considerar eficiente para la zona con las muestras de los vientos analizados. A pesar de que el factor de planta está por sobre el rango promedio en este tipo de aerogeneradores, no se obtiene un 100% lo que implica que no es posible tener un ciclo completo de funcionamiento cada mes, es por ello, que se requiere un sistema complementario. Algunas opciones son energía fotovoltaica, mareomotriz, biocombustible, petróleo, gas natural, entre otros.

Con el factor de planta calculado es posible determinar la cantidad de aerogeneradores necesarios para suplir la demanda energética de Chonchi. Para ello, se aplica la Ecuación 6 utilizando como número total de horas el promedio entre las horas totales de un año con 365 días y otro con 366 (año bisiesto), esto da como resultado 8.768 horas.

$$\text{Plataformas necesarias} = \frac{891.000 [kWh]}{200 [kW] \cdot 0,7726 \cdot 8.768 [horas]}$$
$$\text{Plataformas necesarias} = 0,65 \approx 1$$

Para poder suplir la demanda anual de Chonchi se requiere una plataforma X30. Sin embargo, se debe considerar la instalación de dos plataformas, en caso de falla, mantenimiento, cambios en los vientos que disminuyan las horas operativas y esto a su vez el factor de planta.

5.6 Evaluación técnica y económica de la solución

La descentralización energética, el desarrollo sustentable y la transición hacia fuentes renovables son objetivos prioritarios para enfrentar los desafíos energéticos del siglo XXI, especialmente en regiones con baja densidad de población y acceso limitado a redes de

transmisión. En este contexto, la comuna de Chonchi, ubicada en la Región de Los Lagos, enfrenta una creciente necesidad de contar con un suministro energético confiable, autónomo y ambientalmente sostenible. Su geografía costera y sus condiciones eólicas favorables la posicionan como una zona con alto potencial para el desarrollo de energías eólicas offshore.

Entre las tecnologías emergentes en este ámbito, las plataformas flotantes X1 WIND destacan por su diseño innovador, adaptables a aguas profundas y zonas remotas. Este tipo de solución permite implementar generación de energía eólica marina sin la necesidad de estructuras fijas o grúas especializadas, lo cual reduce significativamente la complejidad de instalación y mantenimiento. Además, su capacidad para albergar turbinas de gran escala (10 - 12 MW) y su arquitectura orientada al viento mejoran su rendimiento y confiabilidad operativa.

Esta sección tiene como objetivo realizar una evaluación técnica y económica de la solución propuesta, considerando tanto las características geográficas y oceanográficas de Chonchi como los costos y beneficios asociados a la tecnología X1 WIND. Para ello, se utilizan parámetros y modelos de costos referenciales presentados por InnoEnergy (2017), incluyendo estimaciones de inversión (CAPEX), operación (OPEX), producción energética anual (AEP) y costo nivelado de energía (LCOE).

La evaluación busca determinar si esta solución puede brindar suministro energético competitivo y sostenible a la comuna de Chonchi, aportando además un precedente replicable para otras localidades costeras del sur de Chile.

5.6.1 Evaluación técnica

5.6.1.1 Caracterización del sitio

La comuna de Chonchi, ubicada en la Isla Grande de Chiloé, presenta condiciones naturales privilegiadas para el desarrollo de energía eólica marina. Los datos meteorológicos (recopilación de datos mostrados en el objetivo 2) y oceanográficos (Global Wind Atlas) indican:

- Velocidad promedio de vientos superiores a 6 m/s.
- Profundidades marinas mayores a 30 metros a pocos metros de la costa.

- Demanda energética local fragmentada, con sectores rurales o insulares donde la conexión al Sistema Eléctrico Nacional presenta desafíos técnicos o costos elevados.

5.6.1.2 Tecnología X1 WIND

Las plataformas X1 WIND proponen una solución flotante y anclaje de un solo punto, que permite a la turbina alinearse a favor del viento, mejorando su eficiencia estructural y aerodinámica. Entre sus principales características técnicas destacan:

- Adaptabilidad a profundidades y oleajes.
- Reducción de cargas estructurales y uso de acero respecto a otras tecnologías flotantes.
- Uso de turbinas comerciales de gran escala (hasta 16 MW).
- Instalación con embarcaciones pequeñas y medianas, y sin grúas offshore.

5.6.2 Evaluación económica

Como base para esta evaluación se utiliza el informe “Future renewable energy costs: Offshore wind” elaborado por InnoEnergy (2017), el cual presenta un análisis detallado de los costos técnicos y económicos de proyectos eólicos offshore. El informe modela el comportamiento de parques eólicos marinos con turbinas de 6, 8, 10 y 12 MW, y considera un escenario progresivo de innovación tecnológica hasta el año 2030, que incorpora mejoras de diseño, instalación, operación y mantenimiento. Estas proyecciones permiten estimar valores más realistas y representativos del costo futuro de implementar tecnologías avanzadas como las plataformas flotantes de X1 WIND.

Aunque el modelo X30 propuesto para este proyecto corresponde a una turbina flotante de 0,2 MW (200 kW), su uso comercial aún se encuentra en etapa de validación tecnológica, lo que implica una ausencia de datos económicos detallados en esta escala. Por esta razón, la presente evaluación económica se basa en los costos estimados para turbinas eólicas flotantes de 6 MW, obtenidos de fuentes internacionales confiables como el informe de InnoEnergy (2017). Esta decisión metodológica busca entregar una aproximación referencial al comportamiento económico de una solución basada en la misma tecnología, asumiendo que en el futuro se podría escalar el modelo a potencias mayores o adaptar los costos proporcionalmente.

A partir de estos antecedentes, se estiman los costos de inversión, operación y producción energética para el caso de estudio, con el fin de calcular el LCOE del sistema propuesto y evaluar su viabilidad económica en comparación con otras fuentes energéticas disponibles en la zona.

5.6.2.1 Estimación de inversión (CAPEX)

El CAPEX corresponde al gasto total necesario para desarrollar e instalar la infraestructura del sistema. Este incluye la turbina, plataforma, anclaje, instalación y permisos. Además de los costos correspondientes al soterramiento del cableado eléctrico.

A continuación, la Tabla 9 presenta el desglose estimado por megavatio instalado, considerado para un sistema X1 WIND con turbina de 6 MW.

Tabla 9. CAPEX estimado por MW - Caso base 6 MW

Componente	Costo estimado (€/MW)	Costo estimado (MM\$/MW)
Turbina	966	947,7
Plataforma flotante + anclaje	517	506,7
Construcción e instalación	422	413,6
Desarrollo y permisos	96	94,1

Fuente: Future renewable energy costs: Offshore wind, InnoEnergy (2017).

Otro costo a considerar corresponde al soterramiento del cableado eléctrico que va desde la Playa Las Piedras (Ubicación plataformas) hasta la subestación. Como para esta última se dieron opciones de zonas de construcción, se usará la distancia máxima propuesta de 3,66 km, considerando el escenario más desfavorable en términos de costos de soterramiento.

El costo de soterramiento estimado a partir del informe “Undergrounding: Hidden Lines, Hidden Costs” elaborado por North American Wood Pole (2017), indica un valor mínimo de \$297,200 USD y máximo de \$1,840,200 USD por milla para zonas rurales, lo que da un promedio aproximado de \$1,069 USD por milla, esto equivale a \$664,000 USD por kilómetro, es decir, aproximadamente 611 MM\$ por kilómetro. Considerando los kilómetros que debieran ser soterrados (3,66 kilómetros) y el valor por de soterramiento, se tiene un costo aproximado de 2.236 MM\$.

El CAPEX estimado corresponde a la suma de los valores de la Tabla 9 más el valor del soterramiento, esto da un valor estimado de 4.198 MMS\$/MW (considerando el valor del Euro en \$980 y el Dólar en \$924).

5.6.2.2 Costos operacionales (OPEX)

El OPEX representa los costos anuales recurrentes necesarios para operar y mantener el sistema eólico una vez que está en funcionamiento. Estos costos tienen un impacto significativo en la evaluación económica a largo plazo, y deben considerarse cuidadosamente para determinar la viabilidad real del proyecto. En general, estos costos incluyen: mantenimiento planificado, mantenimiento correctivo, logística marina, sistemas de monitoreo, costos de seguros y garantías técnicas, costos de operación del sistema eléctrico y red interna; y costos administrativos y licencias.

A continuación, la Tabla 10 presenta las cifras correspondientes a los costos de operación y mantenimiento estimado por InnoEnergy (2017), para turbinas de 6 MW.

Tabla 10. OPEX estimado por MW/año - Caso base 6 MW

Item	Costo estimado (€/MW/año)	Costo estimado (MMS\$/MW/año)
Operación y mantenimiento planificado	36	35,3
Servicios no planificados	49	48

Fuente: Future renewable energy costs: Offshore wind, InnoEnergy (2017).

OPEX estimado corresponde a la suma de los valores de la Tabla 10, esto da un valor de 85.000 €/MW/año, es decir, un costo operacional estimado de 83,3 MMS\$/MW/año (considerando el valor del Euro en \$980) para turbinas de 6 MW.

5.6.2.3 Producción Anual de Energía (AEP)

La Producción Anual de Energía, conocida por sus siglas en inglés como AEP (Annual Energy Production), corresponde a la cantidad de energía eléctrica que una turbina eólica es capaz de generar durante un año en condiciones reales de operación. El AEP es un parámetro clave para cuantificar cuánta energía útil producirá el sistema en un año, estimar los ingresos, calcular el LCOE, y dimensionar el impacto del proyecto en la demanda local.

Para determinar el AEP se necesitan los datos de potencia nominal y el factor de capacidad o factor de planta. En este caso la potencia de las turbinas de X1 WIND es de 0,2 MW, mientras que el factor de capacidad fue determinado en el objetivo anterior, por lo que se usa el valor promedio de los 5 periodos estudiados, que corresponde a 77,26%. Por lo que reemplazando los valores en la Ecuación 7 se tiene:

$$AEP = 0,2 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h/año} \cdot 0,7726$$
$$AEP = 1.353,5 \text{ MWh/año}$$

El prototipo X30 de X1 WIND con potencia de 200 kW podría generar 1.353,5 MWh anuales con las condiciones estudiadas de Chonchi, lo que representa un rendimiento alto. Es decir, un solo aerogenerador es capaz de cubrir la demanda energética anual de Chonchi de 891.000 kWh. Además se debe considerar que se plantea la instalación de 2 aerogeneradores, por lo que, se tendría un total de 2.707 MWh anuales.

Sin embargo, los costos utilizados en este ítem están considerados para una potencia de 6 MW, por lo que se debe evaluar el AEP con esa potencia. Esto equivale a 40.607 MWh/año, considerando que son 2 turbinas el AEP estimado es de 81.214 MWh/año, y este es el valor que se usa para el cálculo del LCOE.

5.6.2.4 Factor de Capital Recuperación (FCR)

Para distribuir el costo de inversión inicial a lo largo de la vida útil del proyecto, se utiliza el FCR. Este concepto permite convertir una inversión inicial en un valor equivalente anual, considerando una tasa de descuento fija y una cantidad determinada de años. Es decir, cuánto se debería pagar anualmente para recuperar la inversión inicial, incluyendo intereses.

En este estudio se considera una vida útil de 25 años, ya que este valor es comúnmente utilizado en proyectos de generación eólica y corresponde al periodo estimado de operación eficiente de las turbinas antes de requerir un recambio o desmantelamiento. Asimismo, se utiliza una tasa de descuento del 6%, correspondiente al Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), valor representativo para proyectos renovables con cierto nivel de riesgo en países con condiciones comparables a las de Chile. Entre estos se incluyen economías emergentes de Latinoamérica como Perú, Colombia, Brasil y México (Aguilar, Naula y

Cabrera, 2024). Esta tasa permite reflejar el costo de oportunidad del capital y las expectativas de retorno de los inversionistas.

Se procede a aplicar su fórmula (Ecuación 8) con los parámetros establecidos para el proyecto. Esta aplicación permite obtener el valor necesario para analizar la inversión inicial y así integrar en el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE). Para ello, se utiliza una tasa representada por WACC y una vida útil acorde a la estimación de funcionamiento del sistema.

$$FCR = \frac{0,06(1+0,06)^{25}}{(1+0,06)^{25}-1}$$

$$FCR = 0,078$$

5.6.2.5 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El LCOE (Levelized Cost of Energy) es un indicador clave en la evaluación económica de proyectos energéticos, ya que permite conocer el costo promedio de generar un megavatio-hora (MWh) o kilovatio-hora (kWh) de electricidad a lo largo de toda la vida útil del sistema.

Para el caso de este estudio, el LCOE se realiza considerando un sistema compuesto por dos turbinas, como ya se determinó previamente. Cada turbina tiene una potencia nominal de 6 MW, dado que los valores de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) utilizados provienen del informe Future Renewables Energy Costs: Offshore Wind, de InnoEnergy (2017), el cual modela escenarios económicos para turbinas offshore de 6 MW en adelante. Por ello, si bien el proyecto considera una etapa piloto inicial de menor escala, el análisis se centra en unidades de 6 MW como referencia para evaluar la viabilidad futura del sistema a nivel comercial.

Para este análisis, se consideran los siguientes parámetros:

- CAPEX: 4.198.000.000 \$/MW
- OPEX: 83.300.000 \$/MW/año
- AEP: 81.214.000 kWh
- FCR calculado: 0,078

Antes de aplicar la ecuación de Costo Nivelado de Energía, primero se debe determinar el CAPEX y OPEX acorde a la potencia total del sistema (12 MW). Para ello, solo se debe multiplicar los valores previamente obtenidos por la potencia del sistema.

$$CAPEX_{Total} = 4.198.000.000 \$/MW \cdot 12 MW$$

$$CAPEX_{Total} = \$ 50.376.000.000$$

$$OPEX_{Anual} = 83.300.000 \$/MW \cdot 12 MW$$

$$OPEX_{Anual} = \$ 999.600.000$$

Ahora se evalúan estos resultados en la Ecuación 9 para obtener el LCOE.

$$LCOE = \frac{\$ 50.376.000.000 \cdot 0,078 + \$ 999.600.000}{81.214.000 kWh}$$

$$LCOE = 60,69 \$/kWh$$

El LCOE obtenido se encuentra dentro del rango competitivo de las energía renovables en Chile. Al compararlo con otras fuentes de energía, se observa que está ligeramente por encima del promedio de la energía terrestre (onshore), cuyo LCOE oscila entre 38 y 76 \$/kWh, y el tramo medio del rango de la energía solar fotovoltaica, que varía entre 38 y 114 \$/kWh, ambos rangos obtenidos en el periodo comprendido entre 2017 y 2023³. Asimismo, al contrastarlo con los valores de referencia internacional para energía eólica marina (offshore), cuyo LCOE se encuentra entre 66,50 y 104,50 \$/kWh (Our World In Data, ver Nota 3), el valor resulta más bajo. Esto refleja una alta competitividad del proyecto, especialmente considerando que incorpora características propias de entornos exigentes, como podrían ser instalaciones flotantes o zonas costeras con condiciones especiales.

³ Our World In Data. (2023). Levelized cost of electricity by energy source. Recuperado de <https://ourworldindata.org/energy>

6. CONCLUSIONES

A partir del análisis técnico, económico y ambiental desarrollado a lo largo de este estudio, es posible extraer una serie de conclusiones que permiten evaluar la factibilidad de implementar plataformas eólicas flotantes en la comuna de Chonchi. Estas conclusiones recogen los principales hallazgos del proyecto, integrando los resultados obtenidos en cada uno de los objetivos específicos y considerando tanto las oportunidades como las limitaciones del caso estudiado.

1. Condiciones eólicas adecuadas: La comuna de Chonchi presenta velocidades de viento óptimas para generación eólica marina. El factor de planta promedio estimado es del 77,26%, lo que indica un alto nivel de aprovechamiento del recurso natural.
2. Viabilidad técnica del prototipo X30: El prototipo X30 ha demostrado eficacia operativa bajo condiciones oceánicas reales. Su diseño autoorientable y el sistema de anclaje TLP permiten una instalación eficiente incluso en aguas profundas, como las de la zona costera cercana a Chonchi.
3. Suministro eléctrico sostenible: Una plataforma con turbina de 0,2 MW, operando con un factor de planta de 77,26%, sería capaz de cubrir la demanda energética de las 250 viviendas sin suministro eléctrico de la comuna de Chonchi. Si bien los análisis económicos se realizan usando datos para turbinas de 6 MW debido a la falta de información específica para escalas menores, los resultados permiten proyectar el potencial técnico y económico de esta tecnología en contextos rurales e insulares.
4. Rentabilidad y competitividad: El LCOE estimado de 60,69 \$/kWh se encuentra dentro del rango aceptable de proyectos offshore a nivel mundial, lo que posiciona la propuesta como una alternativa económica competitiva.
5. Limitaciones y desafíos: La falta de información comercial precisa sobre costos reales de instalación, debido a que X1 WIND aún no se encuentra en fase de escalamiento tecnológico, representa una limitación que debe ser abordada mediante estudios piloto y alianzas estratégicas.

Desde el punto de vista ambiental y social, la implementación de plataformas flotantes presenta ventajas frente a parques eólicos terrestres, al tener menor impacto visual y territorial y baja interferencia con actividades costeras. En conjunto, los resultados del estudio permiten concluir que el proyecto de energía eólica flotante es técnica y económicamente viable para la

comuna de Chonchi, con potencial de replicarse en otras localidades aisladas del sur de Chile, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética nacional.

6.1 Discusión

La energía eólica flotante representa una solución innovadora frente a los desafíos de electrificación en zonas remotas. Este proyecto demuestra cómo la tecnología del prototipo X30 puede adaptarse a contextos como el de la comuna de Chonchi, caracterizada por el aislamiento geográfico y carencia de infraestructura eléctrica. El alto factor de planta observado sugiere que los recursos eólicos están siendo subutilizados y pueden ser aprovechados eficazmente con esta tecnología.

En términos económicos, los costos proyectados permiten visualizar una alternativa viable frente a otros sistemas renovables. Sin embargo, aún existen incertidumbres asociadas al carácter emergente de la tecnología, especialmente en lo que respecta a los costos reales de fabricación, transporte e instalación en escala comercial. Pese a ello, la experiencia internacional y la tendencia hacia la descarbonización justifican una apuesta por este tipo de soluciones.

El estudio también revela la importancia de un enfoque integral, que combine evaluación técnica, análisis económico y criterios sociales y ambientales. La elección adecuada del sitio para la subestación, la evaluación del impacto sobre comunidades locales y la factibilidad legal son elementos críticos para la implementación del proyecto.

6.2 Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos y el análisis integral realizado, se proponen a continuación una serie de recomendaciones orientadas a fortalecer la factibilidad del proyecto, reducir las incertidumbres técnicas y económicas, y facilitar una futura implementación de sistemas eólicos flotantes en contextos similares al de la comuna de Chonchi.

1. Establecer vínculos con X1 WIND: Buscar colaboración directa con la empresa desarrolladora para acceder a los costos actualizados, diseños optimizados y posibles opciones de participación en pilotos internacionales.

2. Evaluar alternativas híbridas: Considerar una solución mixta que combine energía eólica con otras fuentes renovables como solar o biogás, para asegurar el suministro en meses de menor generación.
3. Profundizar en la evaluación ambiental: Incluir estudios de línea base ambiental y de impacto ecológico para cumplir con normativas locales y garantizar sostenibilidad del proyecto.
4. Fomentar políticas públicas de apoyo: Promover el desarrollo de incentivos estatales y normativas específicas que faciliten la implementación de energías renovables en zonas rurales y costeras, específicamente tecnologías emergentes como la eólica flotante.
5. Actualizar periódicamente la evaluación económica: Dado el avance rápido en tecnologías renovables, se recomienda revisar y ajustar los valores de inversión (CAPEX) y operaciones (OPEX) cada dos años para mantener vigente el análisis de viabilidad del proyecto.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Ministerio de Energía. (2019). Mapa de Vulnerabilidad Energética*
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documento_de_metodologia_y_resultados_0.pdf
- [2] *Ministerio de Energía. (2019). Ruta Energética 2018 - 2022: Liderando la modernización con sello ciudadano. Gobierno de Chile.* <https://energia.gob.cl/>
- [3] *Instituto Nacional de Estadísticas. (2017). Migración interna en Chile: Censo 2017. Subdepartamento de Demografía, INE.* <https://www.ine.gob.cl/>
- [4] *Ministerio de Energía. (2022). Plan nacional de eficiencia energética 2022-2026. Gobierno de Chile.* <https://energia.gob.cl/>
- [5] *X1 Wind. (s.f.) PivotBuoy Project: part-scale prototype in the Canary Islands.*
<https://www.x1wind.com/projects/pivotbuoy-project-part-scale-prototype-in-the-canary-islands/>
- [6] *Siemens Gamesa. (2023). Uncharted waters - how floating wind opens up new possibilities*
<https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/explore/journal/2023/03/offshore-floating-wind-turbine.html>
- [7] *Grupo forma t. (2023). Parques eólicos marinos: la gran apuesta del futuro energético.*
<https://www.grupoforma-t.com/2023/03/24/parques-eolicos-marinos-gran-apuesta-del-futuro/#:~:text=La%20principal%20se%20encuentra%20en%20la%20base%2C,y%20un%2050%25%20mayor%20que%20en%20tierra.>
- [8] *Iberdrola. (s.f.). Qué es la energía eólica marina: ¿Sabes cómo funcionan los parques eólicos marinos?*
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- [9] *Alvarez, R. (2021) Investigan Posibilidades de la Energía Eólica marina en Chile, mundoacuicola.*
[https://www.mundoacuicola.cl/new/las-potencialidades-de-la-energia-eolica-marina/.](https://www.mundoacuicola.cl/new/las-potencialidades-de-la-energia-eolica-marina/)
- [10] *Departamento de Geofísica UdeC. (2021, 29 de septiembre). La investigación destaca las potencialidades de la energía eólica sobre el mar de Chile. Universidad de Concepción.*

<https://www.dgeo.udec.cl/blog/2021/09/29/investigacion-destaca-las-potencialidades-de-la-energia-eolica-sobre-el-mar-de-chile/>

[11] *Technology* (2021) *X1 Wind*. Disponible en: <https://www.x1wind.com/technology/>.

[12] *El plural* (2016). ¿Cuánto cuesta un aerogenerador? https://www.elplural.com/leequid/cuanto-cuesta-un-aerogenerador_122287102.

[13] Pérez, E. (2022). *Cómo se construye un parque eólico marino: así es el gran proyecto de Iberdrola que es inviable en España*. *Xataka.com*; *Xataka*. <https://www.xataka.com/energia/como-se-construye-gran-parque-eolico-marino-visitamos-proyecto-iberdrola-costa-bretona>

[14] *El potencial de la energía eólica offshore I Siemens Gamesa*. (s/f). *Siemensgamesa.com*. <https://www.siemensgamesa.com/es-es/descubrir/revista/transform-offshore-wind>.

[15] *Noticias CEA* (2012). *Onshore y offshore ¿En qué se diferencian los parques eólicos terrestres de los marítimos?*. <https://www.noticiascea.com/post/onshore-y-offshore-en-que-se-diferencian-los-parques-eolicos-terrestres-de-los-maritimos>

[16] *Iberdrola*. *Cómo funciona la energía eólica marina*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina#:~:text=E1%20viento%20que%20sopla%20en,a%20los%20cientos%20de%20megavatios>.

[17] *LUN* (s.f). *Ranking de comunas que más gastan energía eléctrica en el hogar* <https://cndu.gob.cl/lun-ranking-de-comunas-que-mas-gastan-energia-electrica-en-el-hogar-busque-la-suya/>

[18] *Oersted*. (s.f) *Energía eólica marina* <https://orsted.es/nuestras-soluciones-de-energia-renovable/energia-eolica-marina>

[19] *Ormazabal* (2019). *¿Cuál fue el primer parque eólico del mundo?* <https://www.ormazabal.com/cual-fue-el-primer-parque-eolico-del-mundo/>

[20] *Asociación Empresarial Eólica* (2023). *Dogger Bank, el mayor parque eólico marino del mundo, comienza a producir electricidad en Reino Unido*.

<https://aeolica.org/dogger-bank-el-mayor-parque-eolico-marino-del-mundo-comienza-a-producir-electricidad-en-reino-unido/>

[21] *El país* (2023). *Alza en las cuentas de la luz en Chile: cuánto subirá el precio de la electricidad en cada región.*

[22] *Cigre* (2018). *Recomendación de requerimientos sísmicos para instalaciones eléctricas.*
<https://www.cigre.cl/publicaciones/REQUISITOS-SISMICOS-PARA-INSTALACIONES-ELECTRICAS-AT.pdf>

[23] *Skorprios*. *La imperdible flora y fauna de la isla de Chiloé.*
<https://www.skorprios.cl/blog/flora-y-fauna/la-imperdible-flora-fauna-la-isla-chiloe/>

[24] *División de Ingeniería de Electricidad*. *Pliego técnico normativo RIC N° 13.*
<https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/01/RIC-N13-Subestaciones-y-Salas-Elctricas.pdf>

[25] *División de Ingeniería de Electricidad*. *Pliego técnico normativo RPTD N° 07.*
<https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/09/Pliego-T%C3%A9cnico-Normativo-RPTD-N%C2%B007-Franja-y-distancia-seguridad.pdf>

[26] *Hamer A.* (2022) *Why does electricity make a humming noise?. Live Science.*
<https://www.livescience.com/electricity-humming-noise>

[27] *Cordis Unión Europea* (2022). *¿Progreso en la investigación de los efectos de las torres de alta tensión sobre la salud?.*
[https://cordis.europa.eu/article/id/15541-research-breakthrough-on-health-effects-of-pylons/es#:~:text=Habitar%20en%20la%20cercan%C3%ADa%20de,de%20Bristol%20\(Reino%20Unido\).](https://cordis.europa.eu/article/id/15541-research-breakthrough-on-health-effects-of-pylons/es#:~:text=Habitar%20en%20la%20cercan%C3%ADa%20de,de%20Bristol%20(Reino%20Unido).)

[28] *Henriquez P.* (2022). *Convivir con torres de alta tensión: efectos en la salud y ambiente. Meteored.*

<https://www.meteored.cl/noticias/ciencia/convivir-con-torres-de-alta-tension-efectos-en-la-salud-cancer-y-ambiente-biodiversidad.html#:~:text=Alteraci%C3%B3n%20del%20sue%C3%B1o%2C%20c%C3%A1ncer%20y%20muerte%20de%20abejas&text=Esto%20hace%20que%20el%20cuerpo,que%20les%20provoca%20su%20muerte.>

[29] *The agility effect* (2022). *Los retos tecnológicos de la instalación de un parque eólico offshore*.

<https://www.theagilityeffect.com/es/article/los-retos-tecnologicos-de-la-instalacion-de-un-parque-eolico-offshore/>

[30] *Dirección Meteorológica de Chile*. (2024). *Datos históricos de velocidad del viento - Estación Mocopulli*. Gobierno de Chile. <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application>

[31] *BVG Associates* (2017). *Future renewables energy costs: offshore wind*. https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf

[32] *Fredes D.* (2017). *Energía eólica offshore en Chile: Estudio de posibles localizaciones y viabilidad económica*. <https://repositorio.usm.cl/server/api/core/bitstreams/7e258068-eae1-4952-a581-c5728f3db258/content>

[33] *Aguilar V. Naula F. Cabrera F.* (2024). *Cost of Capital in the Energy Sector, in Emerging Markets, the Case of a Dollarized Economy*. <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/19/4782>.