

2018

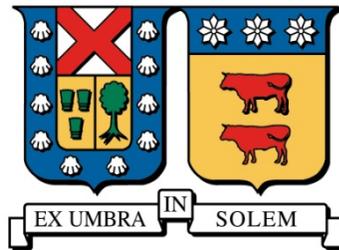
EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN CENTRO DE TECNOLOGÍA EÓLICA EN PUNTA CURAUMILLA, SECTOR DE LAGUNA VERDE, V REGIÓN

ARRIAGADA PINOCHET, GUSTAVO GABRIEL

<http://hdl.handle.net/11673/42720>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE**



**“Evaluación Técnica-Económica de la
Implementación de un Centro de Tecnología Eólica
en Punta Curaumilla, Sector de Laguna Verde, V
Región”**

GUSTAVO GABRIEL ARRIAGADA PINOCHET

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

**PROFESOR GUÍA: DR. Ing. ALEX FLORES MADARIAGA
PROFESOR CORREFERENTE: DIPL.ING. UDO RHEINSCHMIDT**

AGOSTO-2018

*A mis padres y mi amada Tania
quienes son el viento que mueve mis aspas.*

RESUMEN

El clima energético global actual ha llevado a un auge en el desarrollo e instalación de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, impulsado por políticas y objetivos tanto nacionales como internacionales de reducción de dependencia de combustibles fósiles, y consecuentemente la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, los avances que han tenido este tipo de tecnologías, particularmente en el caso de los aerogeneradores, cuyas eficiencias han aumentado gracias a la aplicación de mayores alturas de buje y diámetros de rotores, ha fomentado aún más el uso de estas energías.

En este contexto, Chile aún se encuentra en etapas tempranas de adopción de este tipo de energías, ejemplificado con la instalación de su primera planta eólica recién en el año 2007, no así países como Dinamarca o España, quienes han sido pioneros en la investigación e implementación de energías renovables, demostrados a través de la composición actual de sus matrices energéticas, su industria la cual ha sido progenitora de importantes empresas del rubro (e.g. Vestas, Acciona), y sus centros de investigación como el Centro Nacional de Pruebas de Grandes Turbinas en Østerild y el Centro Nacional de Energías Renovables en Navarra, ambos cuyos aportes se concentran tanto en la parte industrial como educacional.

A pesar de su ingreso tardío, Chile se encuentra bien encaminado en el recambio de su matriz energética por una más limpia, en donde herramientas de prospección, como el Explorador Eólico creado por la Universidad de Chile durante el 2008 y perfeccionado el 2012, han facilitado a instituciones públicas y privadas el desarrollo de nuevos proyectos, aumentando en la actualidad la capacidad instalada en Chile de potencia eólica en casi 80 veces a aquella del 2007.

A fin de continuar este avance, se analiza la opción de instalación de un Centro de Investigación de Energía Eólica en el sector de Punta Curaumilla, ubicado en las cercanías de Laguna Verde en la región de Valparaíso y que actualmente posee un

suministro eléctrico extremadamente limitado y en ciertos sectores inexistente. Esta zona ha sido analizada por su potencial eólico en múltiples ocasiones por distintas instituciones públicas (i.e. UPLA, UCV, UTFSM) y privadas (i.e. Inversiones EW, Mainstream Renewable Power) todos concordando en el buen recurso de viento presente en el lugar.

Basado en los datos simulados por el Explorador Eólico, el análisis de 3 puntos distintos ubicados en Punta Curaumilla indican que la procedencia de los vientos es mayoritariamente Sur, con velocidades de viento promedio que rondan entre los 5 y los 9 m/s dependiendo de la altura, dándose las máximas velocidades alrededor de los 100 m de altura, manteniéndose o incluso disminuyendo en alturas superiores, condición dada por la aceleración que el terreno produce sobre el flujo proveniente desde el mar. Existe también marcado cambio estacional en las características del viento, dándose mínimos de velocidad durante junio/julio, y máximos en diciembre/enero.

Tomando en cuenta supuestos de consumos locales de energía eléctrica dados principalmente por la granja marina Marine Farms, y las viviendas de uso permanente en la zona, se calcula una potencia máxima requerida de abastecimiento de aproximadamente 18 kW, la cual sería en principio provista por el Centro Tecnológico. Según cotizaciones de aerogeneradores de media/baja escala, de potencia no mayor a 5 kW, se presume la instalación de 4 aerogeneradores del fabricante Aeolos de dicha potencia, completando una capacidad total instalada del centro de 20 kW.

Los datos de viento se utilizan en el software de modelación eólica Openwind para la generación de un modelo de flujo de viento, el que a su vez permite la optimización y estimación de producción energética del Centro Tecnológico, utilizando las características técnicas del aerogenerador provistas por Aeolos. Los resultados obtenidos indican una potencial generación P50 de 90,1 MWh anuales, o bien un factor de planta de 51,4% tomando en cuenta una altura de buje de 25 m.

Para que el Centro de Tecnología Eólica funcione correctamente, se prevé la instalación de distintos equipos además de los aerogeneradores mencionados, tal como un mástil

de monitoreo meteorológico, un punto de control local compuesto por servidores, sistemas de transmisión de datos y otros equipos auxiliares albergados en un container, y un sistema de transmisión de energía a los consumos locales. Todos estos componentes se evalúan económicamente a fin de establecer el nivel de inversión inicial requerida para el centro, resultando en un CAPEX estimado de 238,9 kUSD.

Con el CAPEX mencionado, y suponiendo un costo operacional de 2.000 USD anuales además de una depreciación a 10 años, y una tasa de descuento de 4%, se realiza el cálculo del valor actual neto (VAN) del centro en un plazo de operación de 30 años, con distintos supuestos de venta de la energía producida, comparándola directamente con el costo del mismo nivel de suministro mediante métodos convencionales, tal como lo son los generadores a combustible utilizados frecuentemente en la zona. Asimismo, se calcula también el costo nivelado de energía del centro, que supone un VAN igual a 0, resultando en 0,19 USD/kWh, valor menor que el precio obtenido por métodos convencionales.

El excelente potencial eólico presente en la zona de Punta Curaumilla, en conjunto con sus características físicas y socioambientales, provee condiciones propicias para la instalación del Centro de Tecnología Eólica que generaría un conocimiento continuo de la energía eólica en condiciones reales de operación. Sin embargo, para lograr la correcta simbiosis entre los objetivos educativos del centro y el aporte a las comunidades cercanas, es importante tomar en cuenta el carácter estacional que presenta el recurso en el lugar, haciendo vital encontrar una forma de almacenar el exceso de energía generada durante el periodo de verano para abastecer el déficit de generación durante el invierno. Aun así, los resultados obtenidos, en conjunto con los esperados avances tecnológicos y continuas reducciones de costos de inversión asociados, indican que existe una real viabilidad para este proyecto, que puede resultar beneficiosa tanto para la universidad, como para la comunidad en general.

ABSTRACT

The current global energy climate has caused a boom in the development and installation of renewable-energy-based generation plants, driven by national as well as international fossil fuel dependency reduction policies and objectives, which also means a consequent reduction of greenhouse gas emissions. Additionally, technological advancements, particularly in the case of wind turbine generators, whose efficiencies have improved thanks to application of higher hub heights and rotor diameters, have promoted even further the use of these types of energy.

In this context, Chile is still in the early adoption stages of these, evidenced by the commissioning of its first wind farm as recent as 2007, unlike countries like Denmark or Spain, who have pioneered the research and implementation of renewable energies, demonstrated through their current energy matrices, their industry which has bred important companies (e.g. Vestas, Acciona), and their research centers such as the National Test Center for Large Turbines in Østerild, and the National Center of Renewable Energies in Navarra, whose contributions concentrate on both industrial and educational aspects.

Despite their late ingress, Chile is well in its way in the replacement of its energy matrix for a cleaner one, where prospection tools, like the Explorador Eólico, created in 2008 by the University of Chile and perfected in 2012, have facilitated public and private institutions in project development, increasing the country's installed capacity almost 80 times of that of 2007.

To continue this advancement, the option of installing a Wind Energy Research Center in Punta Curaumilla, near Laguna Verde in the Valparaíso region, is analyzed. This sector is currently with very limited or in certain parts non-existent supply of electricity; the sector has also been analyzed multiple times for its wind energy potential by different public institutions (i.e. UPLA, UCV, UTFSM) as well as private

institutions (i.e. Inversiones EW, Mainstream Renewable Power) all of which concur that the area presents a very good wind resource.

Based on the wind data obtained from the Explorador Eólico, an analysis of 3 different points in the area indicate that wind flow direction is mostly south, presenting average wind speeds between 5 and 9 m/s depending on height, with maximum speeds reached at a height of approximately 100 m, steadying or even diminishing at superior heights, condition given by wind flow acceleration due to the flow's transition from the sea to land. There is also an evident seasonal change of wind characteristics, presenting a reduction of speed during June/July, and an increase during December/January.

Considering local energy consumption assumptions, given primarily by the adjacent company Marine Farms, as well as the neighboring community, a maximum needed supply capacity is estimated at 18 kW, which in principle would be provided by the Tech Center. According to medium/low scale wind turbine generator quotations, of sizes no larger than 5 kW, 4 generators of said capacity would be installed, supplied by the manufacturer Aeolos, totaling an installed capacity of 20 kW.

Wind data is input on the wind modelling software Openwind in order to generate a wind flow model, which in turns allows the Tech Center's optimization and estimation of energy production, by using the wind turbine generator's technical characteristics provided by Aeolos. Results obtained indicate a potential P50 generation of 90,1 MWh per year, meaning a capacity factor of 51,4% at a hub height of 25 m.

In order for the Wind Energy Research Center to work correctly, installation of several additional equipment and systems is considered, such as a meteorological monitoring mast, a local control point composed of servers, data transmission systems and other auxiliary equipment held inside a container unit, and finally an energy transmission system for local consumption. All these components are economically evaluated to establish the initial investment needed for the center, resulting in a total estimated CAPEX of 238,9 kUSD.

With the aforementioned CAPEX, and assuming a annual operational cost of 2.000 USD, as well as a 10 year depreciation, and a discount rate of 4%, a net present value (NPV) is calculated for an operating period of 30 years, supposing energy sales at different price levels, comparing it directly with the energy supply cost of the same energy provided by conventional methods, such as fuel based generators frequently used in the area. The levelized cost of energy (LCOE), meaning an NPV equal to 0, is also calculated, resulting in a value of 0,19 USD/kWh, which is a lower value than all other conventional methods considered.

The excellent wind energy potential present in Punta Curaumilla, along with its physical and environmental characteristics, provide appropriate conditions for the installation of the Wind Energy Research Center, which would provide a continually growing knowledge of wind energy in real world conditions. However, in order to achieve the correct symbiosis between the educational objectives and the contribution to local communities, it is very important to consider the seasonal behavior of the wind resource, making it vital to find a way to store the excess generation produced in summer, so as to assist the generation deficit that occurs during winter. Even so, results obtained, together with the expected technological advancements and continuous investment cost reduction, indicate the project proves to be a real possibility, which could result beneficial to the university as well as to the community in general.

GLOSARIO

\bar{u}	:	Velocidad de viento promedio a través del rotor
v_1	:	Velocidad de viento a la entrada del rotor
v_2	:	Velocidad de viento a la salida del rotor
\dot{m}	:	Flujo de masa a través del rotor
ρ	:	Densidad del aire
S	:	Área de barrido del rotor
P	:	Potencia obtenida por un generador en un flujo libre
P_{max}	:	Potencia máxima teórica extraíble por un generador en flujo libre
LCOE	:	Costo nivelado de energía
IEC	:	Comisión Electrotécnica Internacional
WRF	:	Modelo de predicción meteorológica Weather Research and Forecasting
GFS	:	Modelo de predicción meteorológica Global Forecast System
DIA	:	Declaración de Impacto Ambiental
F_{ijk}	:	Probabilidad del viento desde el sector direccional i, rango de velocidad j, posición de aerogenerador k
P_{ijk}	:	Potencia generada por el aerogenerador k según el viento de velocidad j y dirección i

UNIDADES

[m]	:	Metro
[cm]	:	Centímetro
[km]	:	Kilómetro
[m ²]	:	Metro cuadrado
[V]	:	Volt
[kV]	:	Kilovolt
[s]	:	Segundo
[°]	:	grado direccional
[hz]	:	Hertz
[W]	:	Watt
[kW]	:	Kilowatt
[MW]	:	Megawatt
[GW]	:	Gigawatt
[kWh]	:	Kilowatthora
[MWh]	:	Megawatthora
[h]	:	Hora
[CLP]	:	Peso Chileno
[USD]	:	Dólar estadounidense

[kUSD] : Miles de dólares estadounidenses

[l] : litro

[°C] : Grados Celcius

ÍNDICE

RESUMEN.....	i
ABSTRACT	iv
GLOSARIO.....	vii
UNIDADES	viii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES E IMÁGENES.....	xiii
INDICE DE TABLAS	xv
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xvi
1 Introducción.....	19
1.1 Introducción General	19
1.2 Objetivos	20
1.2.1 Objetivos Específicos	21
2 Estado del Arte	22
2.1 Historia.....	22
2.2 Centros de Investigación Eólica Alrededor del Mundo	24
2.2.1 España - Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)	24
2.2.2 EEUU – Wind Energy Center (University of Massachusetts).....	26
2.2.3 Dinamarca - Department of Wind Energy (Technical University of Denmark).....	26
2.2.4 Canadá – Nergica	28
2.3 Marco Teórico	28
2.4 Tipos de aerogeneradores	32
2.4.1 Aerogeneradores de eje horizontal	32
2.4.2 Aerogeneradores de eje Vertical	34

2.4.3	Diseños no Convencionales	35
2.5	Evaluación de un Proyecto Eólico.....	36
2.5.1	Factibilidad Técnica	36
2.5.2	Factibilidad Socioeconómica	39
2.6	Energía Eólica en Chile	40
3	Metodología de Trabajo	44
3.1	Estudio del Sitio	44
3.2	Estudio del Recurso Eólico	45
3.3	Estudio Energético.....	45
3.3.1	Análisis de Demanda.....	46
3.3.2	Análisis de Producción	46
3.4	Estudio Económico.....	47
3.5	Recursos informáticos a utilizar.....	47
3.6	Cronograma de actividades.....	48
4	Caracterización de la Zona.....	49
4.1	Ubicación	49
4.2	Acceso.....	51
4.3	Suministro Eléctrico de la Zona.....	52
4.3.1	Suministro mediante red de alta tensión.....	52
4.3.2	Suministro mediante sistemas independientes.....	54
4.4	Análisis previos en Punta Curaumilla	55
4.5	Potencial Eólico.....	62
4.5.1	Datos Eólicos Punta Curaumilla	63
5	Conceptualización y Diseño del Centro de Tecnología Eólica.....	105

5.1	Objetivos del Centro Tecnológico.....	105
5.1.1	Objetivos primarios	105
5.1.2	Objetivos Secundarios	106
5.2	Análisis Localizado del Emplazamiento.....	107
5.2.1	Ubicación específica.....	107
5.2.2	Suelo	108
5.2.3	Flora y Fauna.....	112
5.2.4	Medio Humano	115
5.3	Prediseño Conceptual	116
5.3.1	Componentes.....	116
5.3.2	Dimensionamiento preliminar.....	120
6	Factibilidad Técnica y Económica.....	123
6.1	Análisis Energético.....	123
6.1.1	Antecedentes software de modelación Openwind.....	123
6.1.2	Modelación de Viento.....	125
6.1.3	Aerogenerador para el cálculo energético.....	131
6.1.4	Evaluación Energética	133
6.2	Análisis Económico	145
6.2.1	Estimación Costo de Inversión.....	145
6.2.2	Modelación financiera	148
7	Conclusiones.....	151
8	Referencias	155
	ANEXO A – Estimación de la Temperatura Ambiente Horaria.....	157

ANEXO B – Estimación de la Desviación Estándar Horaria de Velocidad del Viento	159
ANEXO C – Información de Aerogeneradores cotizados.....	162
ANEXO D – Generación Horaria Mensual	166
ANEXO E – Cálculo de Demanda para Granja Marina Marine Farms	167
ANEXO F – Flujos de Caja de Casos Analizados	169

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES E IMÁGENES

Ilustración 3-1 partes de un aerogenerador de eje horizontal	32
Ilustración 3-2 diseño básico de un rotor Savonius.....	34
Ilustración 2-3 Ejemplo de mapa de viento disponible en el Explorador Eólico.....	42
Ilustración 3-1 Sector de Punta Curaumilla (Fuente: Google Maps)	49
Ilustración 3-2 Uso de suelo Punta Curaumilla (Fuente: IDE Minagri).....	50
Ilustración 3-3 Ruta de acceso a Punta Curaumilla (Fuente: Google Maps).....	51
Ilustración 3-4 líneas de alta tensión en Laguna Verde (fuente: IDE)	53
Ilustración 3-5 Red Media y Baja Tensión en Laguna Verde (fuente: SEC).....	53
Ilustración 2-4 Distribución de Weibull obtenida mediante método de máxima verosimilitud (Fuente:11).....	56
Ilustración 2-5 Resultados presentados por Inversiones EW para proyecto en Punta Curaumilla (Fuente: DIA Parque Eólico Laguna Verde)	59
Ilustración 2-6 Disposición de Aerogeneradores en Parque Eólico Laguna Verde (Fuente: DIA Modificación Parque Eólico Laguna Verde).....	60
Ilustración 2-7 Parámetros de entrada y salida de generación eólica en informe H.Gonzalez y S.Gonzalez (Fuente:17)	61
Ilustración 3-6 Mapa de velocidad de viento (Fuente: Explorador Eólico).....	63
Ilustración 3-7 Ubicación puntos analizados en explorador eólico.....	64
Ilustración 3-8 Relieve sector Faro Punta Curaumilla (fuente: Google Maps).....	65

Ilustración 3-9 Relieve sector de transición (Fuente: Google Maps)	77
Ilustración 4-10 Comportamiento de un flujo en un perfil alar (Fuente: Google Images)	85
Ilustración 3-11 Relieve sector Centro Tecnológico (Fuente: Google Maps)	89
Ilustración 3-12 Perfil de elevación desde el Faro al Centro Tecnológico	103
Ilustración 4-1 Área aproximada de terreno fiscal disponible para el Centro Tecnológico.....	108
Ilustración 4-2 Emplazamiento Calicata proyecto eólico Laguna Verde y emplazamiento Centro de Tecnología Eólica (Fuente: Google Earth).....	109
Ilustración 4-3 Canalización de viento en punto de interés fuera del emplazamiento	114
Ilustración 4-4 Radio de 500 m desde emplazamiento Centro Tecnológico	115
Ilustración 5-1 Capa de mástiles virtuales creados en Openwind para Punta Curaumilla	126
Ilustración 5-2 Mapa de elevación zona de Punta Curaumilla y alrededores (Fuente: Openwind).....	127
Ilustración 5-3 Caracterización de superficie en la zona de Punta Curaumilla.....	128
Ilustración 5-4 Capa de Rugosidad (izquierda) y altura de desplazamiento (derecha) generadas con Openwind	129
Ilustración 5-5 Configuración para el cálculo del modelo WindMap en Punta Curaumilla.....	129
Ilustración 5-6 representación gráfica de los mapas de viento calculados por el modelo WindMap a 10 m (izquierda) y 50 m (derecha)	131
Ilustración 5-7 Resultados de progreso del optimizador aplicado por Openwind	135
Ilustración 5-8 Disposición de aerogeneradores después de pasar por el proceso de optimización	135
Imagen 3-1 Molino de Herón.....	22
Imagen 3-2 Turbina MHI Vestas V164 de 8MW, Granja eólica Burbo Bank (fuente: www.mhivestasoffshore.com).....	23

Imagen 2-5 Vista satelital Parque Experimental de Alaiz (Fuente: Google Maps)	25
Imagen 2-3 Aerogenerador en situación de incendio	33
Imagen 2-4 Ejemplo de mapa de flujo de viento generado mediante Openwind en las cercanías de Angol.....	38
Imagen 3-1 Vista Norte de Punta Curaumilla.....	50
Imagen 3-2 Acceso a recinto militar Faro Punta Curaumilla.....	51
Imagen 3-3 ruta arcillosa "Camino al Faro"	52
Imagen 3-4 tendido eléctrico en sector de Punta Curaumilla	54
Imagen 3-5 Residencias de la zona abastecidas por paneles solares.....	54
Imagen 3-6 Molino eólico residencial	55
Imagen 3-7 Vegetación local afectada por el viento	62
Imagen 4-1 Fotografía calicata proyecto eólico Laguna Verde	110
Imagen 4-2 Suelos arcillosos emplazamiento Centro Tecnológico	111
Imagen 4-3 Especies esclerófilas constatadas en visitas a Punta Curaumilla.....	112
Imagen 4-4 Bosque conífero y arbustos pequeños en emplazamiento Centro Tecnológico.....	113
Imagen 4-5 Asentamientos humanos aledaños al emplazamiento del Centro Tecnológico.....	116
Imagen 5-1 Nubes formándose en las estelas de los aerogeneradores en la planta eólica de Horns Rev, Dinamarca (Fuente: www.windaction.org).....	125

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Coordenadas de puntos analizados Explorador Eólico.....	64
Tabla 3-2 Resumen datos modelados sector Faro Punta Curaumilla.....	66
Tabla 3-3 Resumen datos modelados sector de transición.	78
Tabla 3-4 Resumen datos modelados sector Centro Tecnológico	90
Tabla 4-1 Coordenadas de vértices emplazamiento Centro Tecnológico.....	107
Tabla 4-2 Datos de consumo energético Marine Farms S.A.	121

Tabla 4-3 Elementos supuestos de consumo para un grupo familiar en Punta Curaumilla.....	121
Tabla 5-1 Valores de Rugosidad y Altura asignados a Punta Curaumilla.....	128
Tabla 5-2 Coordenadas de aerogeneradores según optimización Openwind	136
Tabla 5-3 Evaluación energética mediante el método probabilístico para el Centro Tecnológico.....	137
Tabla 5-4 Evaluación energética mediante el método de series temporales para el Centro Tecnológico	139
Tabla 5-5 Generación y Demanda total Centro Tecnológico.....	145
Tabla 5-6 Listado de componentes y costos unitarios Centro Tecnológico	146
Tabla 5-7 Estimación de costos de inversión.....	147
Tabla 5-8 energía estimada para sistema de almacenamiento Centro Tecnológico..	148
Tabla 5-9 Valor Actual Neto y Precio de Energía para distintos escenarios de venta de energía.....	150

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1 Evolución de capacidad eólica en Chile.....	43
Gráfico 2-2 Matriz energética en Chile	43
Gráfico 3-1 Distribución anual de velocidad sector Faro Punta Curaumilla	67
Gráfico 3-2 Distribución mensual de viento sector Faro Punta Curaumilla.....	68
Gráfico 3-3 Rosa de viento anual a múltiples alturas, sector Faro Punta Curaumilla.	69
Gráfico 3-4 Viraje promedio anual del viento sector Faro Punta Curaumilla	70
Gráfico 3-5 Rosa de viento mensual sector Faro Punta Curaumilla.....	71
Gráfico 3-6 Frecuencia anual de velocidad según dirección del viento sector Faro Punta Curaumilla.....	72
Gráfico 3-7 Perfil anual de viento vertical sector Faro Punta Curaumilla.....	73
Gráfico 3-8 Variación mensual perfil vertical de viento sector Faro Punta Curaumilla	74

Gráfico 3-9 Promedio Anual Perfil diurno sector Faro Punta Curaumilla	75
Gráfico 3-10 Variación mensual de perfil diurno sector Faro Punta Curaumilla	76
Gráfico 3-11 Distribución anual de viento sector de transición.....	79
Gráfico 3-12 Distribución mensual de viento sector Transición.....	80
Gráfico 3-13 Dirección anual de viento sector de transición.....	81
Gráfico 3-14 Viraje promedio anual del viento sector de transición.....	82
Gráfico 3-15 Rosa de viento mensual sector de transición.....	83
Gráfico 3-16 Frecuencia anual de velocidad según dirección del viento sector de transición.....	84
Gráfico 3-17 Perfil anual de viento vertical sector de transición.....	85
Gráfico 3-18 Variación mensual perfil vertical de viento sector de transición.....	86
Gráfico 3-19 Promedio Anual Perfil diurno sector de transición.....	87
Gráfico 3-20 Variación mensual de perfil diurno sector de transición.....	88
Gráfico 3-21 Distribución anual de velocidades de viento sector Centro Tecnológico	91
Gráfico 3-22 Distribución mensual de velocidades de viento sector Centro Tecnológico	92
Gráfico 3-23 Rosa de Vientos anual sector Centro Tecnológico	93
Gráfico 3-24 Viraje promedio anual del viento sector Centro Tecnológico.....	94
Gráfico 3-25 Rosa de viento mensual sector Centro Tecnológico.....	95
Gráfico 3-26 Distribución anual de velocidades según dirección de viento, sector Faro Punta Curaumilla.....	96
Gráfico 3-27 Perfil anual vertical sector Centro Tecnológico	97
Gráfico 3-28 Variación mensual perfil vertical de viento sector Centro Tecnológico.....	98
Gráfico 3-29 Promedio Anual Perfil diurno sector Centro Tecnológico.....	99
Gráfico 3-30 Variación mensual de perfil diurno sector Centro Tecnológico.....	100
Gráfico 3-31 Comparación en la distribución mensual de viento Punta Curaumilla.....	101
Gráfico 3-32 Comparación perfil diario de velocidad Punta Curaumilla.....	101
Gráfico 3-33 Comparación perfil vertical de viento Punta Curaumilla.....	102

Gráfico 3-34 Comparación de dirección de viento en altura cercanas a 50m sobre el suelo	104
Gráfico 5-1 Curva de potencia provista por el fabricante para el modelo de aerogenerador Aeolos-H 5kW (Fuente: Aeolos Wind Energy)	132
Gráfico 5-2 Perfil horario de generación obtenido de la matriz 12x24 generada por Openwind a una altura de buje de 25 m.....	140
Gráfico 5-3 Perfil de demanda horaria de puntos cercanos al Centro Tecnológico..	143
Gráfico 5-4 Excedentes y déficits de generación en el periodo de menor consumo supuesto.....	144
Gráfico 5-5 Excedentes y déficits de generación en el periodo de mayor consumo supuesto.....	144

1 Introducción

1.1 Introducción General

El siglo XXI ha sido un periodo de gran evolución a nivel global; la masificación en el acceso a la información gracias a la digitalización ha producido múltiples cambios de paradigma, ejemplificado en el deseo general de la población de actuar frente a la evidente condición de cambio climático en la que se encuentra envuelto el planeta a la fecha.

Una de las principales formas de respuesta frente a este clamor popular se denota en la creciente preocupación de distintas naciones por su matriz energética, impulsando iniciativas que fomentan el crecimiento de generación a través de fuentes renovables, tal como la energía eólica, de la cual ha habido un aumento desde 24 GW instalados mundialmente en el año 2001, a un poco más de 539 GW instalados al año 2017¹. Este cambio se ha visto también a nivel privado, donde avances tecnológicos y aumentos de demanda han provocado una baja considerable en los precios de la infraestructura necesaria para aprovechar dichas fuentes.

Recientemente Chile ha comenzado a ser parte de este cambio, estableciéndose distintas metas de generación eléctrica mediante energía renovable al futuro (e.g. ley 20/25) y reflejándose en la construcción paulatina de centrales solares y eólicas, además del continuo ingreso de proyectos de esta índole al sistema de evaluación ambiental nacional.

Sin embargo, la adopción y aceptación de este tipo energías no ha sido fácil, lo cual podría ser atribuible en parte a la falta de conocimiento generalizado existente a nivel nacional con respecto a estas, tanto a nivel social como técnico. A diferencia de países como Dinamarca, en donde la investigación y desarrollo de la energía eólica ya lleva décadas de avance gracias a su instauración a nivel educativo e industrial, Chile no

¹ <http://gwec.net/global-figures/graphs/>

posee estos niveles de especialización, aun siendo un país rico en varios, sino todos, los tipos de fuentes de energía renovable.

Para revertir esta situación, es necesario el mejoramiento no solo de la matriz energética, sino también de la educación impartida respecto a estas tecnologías durante la educación básica y superior, a fin producir un cambio significativo en la percepción que actualmente existe. Para esto, es importante contar con la infraestructura pertinente que permita obtener conocimiento de primera mano tal como se consigue a partir de centros de investigación dedicados.

El Sector de Punta Curaumilla, ubicado en las cercanías de la ciudad de Valparaíso, posee un potencial aun intocado para aportar al propósito recién mencionado; los vientos presentes en la zona podrían hacer de Punta Curaumilla el lugar ideal para la instalación de un centro integral de investigación de energía eólica, que permita crear y acercar de forma efectiva el conocimiento de esta a las futuras generaciones.

1.2 Objetivos

En el presente estudio, se analiza la factibilidad de implementación de un centro de estudios de energía eólica (“Centro de Tecnología Eólica” o “Centro Tecnológico”) en la zona de Punta Curaumilla, dado un posible potencial eólico identificado en el lugar.

El Centro Tecnológico tendría el objetivo de monitorear y experimentar con prototipos innovadores a escala real de tecnologías eólicas, determinando de forma empírica el comportamiento de cada una bajo condiciones reales de operación. Adicionalmente los excesos de energía generada durante las pruebas se podrían entregar a un costo reducido a poblados aledaños que tienen dificultades de acceso a electricidad, ayudando a la sustentación de esta iniciativa.

Para lograr una correcta evaluación del proyecto, es necesario realizar una serie de pasos que ayudarán a analizarlo desde distintos ángulos, tratando de cubrir los aspectos vitales que podrían impactar la implementación de un proyecto energético en Chile,

como aspectos técnicos (i.e. recurso eólico, transmisión eléctrica, tecnología de generación), ambientales, sociales y económicos.

1.2.1 Objetivos Específicos

Los pasos mencionados previamente, se detallan de mejor manera en los siguientes objetivos específicos del presente estudio:

1. **Estudiar el estado del arte tecnológico nacional y contexto energético del sitio:** se investigará la última tecnología siendo implementada a gran escala en Chile, así como también las posibles tecnologías a estudiar. También se estudiará el estado de suministro eléctrico en Punta Curaumilla, para determinar cómo se abastecen de energía los habitantes del lugar.
2. **Estudiar el recurso eólico:** se realizará una caracterización preliminar del sitio mediante mapas de vientos para determinar el comportamiento horario, mensual y anual; Rosa de vientos y distribución de Weibull de la zona.
3. **Analizar el sitio mediante visita a terreno:** la visita tendrá como objetivo identificar posibles aspectos ambientales críticos (e.g. bosques nativos protegidos) además de analizar el terreno desde el punto de vista constructivo, como, por ejemplo, pero no limitado a, facilidad de acceso, topografía y calidad de suelo.
4. **Investigar centros similares en otros lugares del mundo:** se analizarán casos de proyectos en otros países cuyos objetivos son la investigación académica de la energía eólica y sus posibles aplicaciones al proyecto de Punta Curaumilla.
5. **Realizar una estimación anual energética del sitio utilizando software de modelación (e.g. Openwind, WASP):** La modelación contemplará la generación de un mapa de viento localizado, la optimización del tipo y cantidad de generadores a utilizar, y la optimización del layout, a fin de obtener la estimación del factor de planta anual esperado del Centro Tecnológico.
6. **Estimar costos de implementación y de operación y aportes solidarios:** se analizará la posibilidad de aportar energía eléctrica a bajo costo a la comunidad aledaña, dependiendo de los resultados de la evaluación económica del proyecto. Para esto se utilizará un modelo financiero que permita determinar el costo nivelado de energía (LCOE por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Energy), enfocándose principalmente en la sustentabilidad del Centro Tecnológico en el tiempo.

2 Estado del Arte

Tal como ocurre con cualquier cuerpo en movimiento, un flujo de aire acarrea consigo energía cinética en cada una de sus moléculas en mayor o menor proporción dependiendo de las condiciones bajo las que se encuentre este flujo.

El concepto de energía eólica se traduce en el aprovechamiento de la energía cinética que contiene el viento, transformándola en energía útil (i.e. mecánica, eléctrica) para el ser humano.

2.1 Historia

La energía eólica comenzó a ser utilizada por el ser humano hace miles de años, a través de la navegación a vela, con indicios de su uso que datan alrededor del año 5500 AEC². La aplicación de la energía eólica en una máquina estática con paletas o aspas se remontan a la era de los griegos, donde el ingeniero Herón de Alejandría diseñó un órgano accionado por la energía del viento (Imagen 2-1)

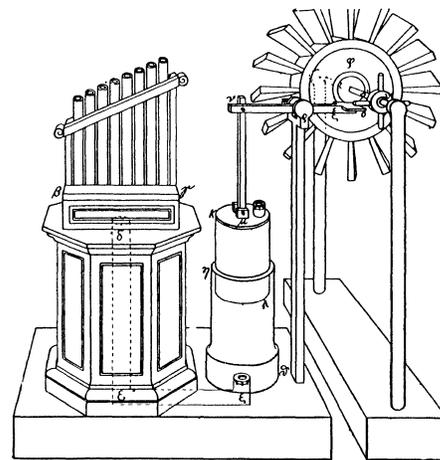


Imagen 2-1 Molino de Herón

Los primeros molinos prácticos se atribuyen a la región de Persia del Este, según registró el geógrafo persa Estakhri en el siglo IX. Estos molinos utilizaban telas montadas sobre un eje vertical, y eran aplicados en la molienda de granos y el bombeo de agua. Luego en el siglo XII comienzan a aparecer, en ciertas regiones de Europa, los primeros molinos de eje horizontal, algunos fijos mientras que

² Robert Carter, "Boat remains and maritime trade in the Persian Gulf during sixth and fifth millennia BC", marzo 2006.

otros ya aplicaban técnicas para rotar a fin de enfrentar la dirección prevalente del viento.

Con el descubrimiento del electromagnetismo por Michael Faraday en 1832 y la subsecuente invención del generador eléctrico, la energía eólica comenzó a ser utilizada para la producción de electricidad. A finales del siglo XIX, el profesor escocés James Blyth construyó un molino de 10 metros de alto, con alabes de tela, que utilizó para cargar acumuladores que a su vez entregaban energía eléctrica a su cabaña de verano.

A comienzos del siglo XX se emprendió el desarrollo de turbinas eólicas de gran escala para producción de energía eléctrica para servicios públicos. El principal investigador de esta tecnología en la época correspondía a la organización gubernamental norteamericana NASA, apoyados fuertemente por políticas de desarrollo. Sin embargo, en Dinamarca, donde a principios del siglo XX ya contaban con una producción importante de electricidad mediante molinos eólicos, produjeron un fuerte cambio en la industria, el estrenar en 1978 la primera turbina que logra alcanzar 2 MW de potencia, con álabes de diseño aerodinámico que contaban con control de ángulo ataque, convirtiéndose en el principal precursor de las máquinas modernas que se ven en la actualidad.

En el presente las turbinas eólicas ya han alcanzado una producción masiva, impulsada principalmente por la reducción de costos en su fabricación, así como también en políticas ambientales que fomentan la generación de energía libre de emisión de CO₂, a fin de combatir el cambio climático producido



Imagen 2-2 Turbina MHI Vestas V164 de 8MW, Granja eólica Burbo Bank (fuente: www.mhivestasoffshore.com)

por el hombre. La producción de energía eléctrica a gran escala se logra actualmente mediante granjas eólicas que utilizan múltiples turbinas, las que individualmente tienen capacidades de entre 2MW hasta aproximadamente 9 MW de potencia.

2.2 Centros de Investigación Eólica Alrededor del Mundo

Dentro del ámbito de la energía eólica, existen diversos actores que se preocupan del desarrollo y avance en su investigación, a fin de optimizar las tecnologías existentes, o bien desarrollar nuevas tecnologías que permitan utilizar de manera eficiente el recurso.

Algunos ejemplos destacables de instituciones dedicadas a lo recién mencionado se presentan a continuación.

2.2.1 España - Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)

El CENER corresponde a una institución gubernamental española de gran envergadura, manejada por el Ministerio de Economía, Ministerio de Energía, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y el Gobierno de la provincia de Navarra, lugar en donde se emplaza la sede principal del CENER.

Actualmente, el centro se concentra en proveer distintos tipos de servicios a una amplia gama de entidades privadas y públicas, tanto locales como extranjeras. Estos servicios se concentran principalmente en la investigación, desarrollo e innovación de energías renovables como la fotovoltaica, solar térmica y eólica.

En el contexto de la energía eólica, el CENER tiene capacidad para asistir a grandes empresas en el desarrollo de sus tecnologías, poniendo a disposición de estos recursos especializados, que abarcan desde la etapa inicial de diseño aerodinámico, hasta la etapa de pruebas y certificación de prototipos. El centro logra esto último a través de

su Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA) y el Parque Experimental de Alaiz.

El LEA se encarga de realizar ensayos de distinta índole a los distintos componentes de aerogeneradores de gran escala, como ensayos estáticos y pruebas de fatiga en palas, ensayos de materiales, eléctricos y de trenes de potencia. Por otro lado, el Parque Experimental de Alaiz corresponde a un parque eólico conformado por 6 posiciones en donde es posible instalar prototipos de aerogeneradores de hasta 5 MW de potencia, con el fin de certificar el funcionamiento de estos en condiciones reales de operación, similar a lo pensado para el Centro de Tecnología Eólica en Punta Curaumilla. Este parque está complementado además por 6 torres de medición meteorológica de 120 metros de altura cada una.³



Imagen 2-3 Vista satelital Parque Experimental de Alaiz (Fuente: Google Maps)

³ www.cener.com

2.2.2 EEUU – Wind Energy Center (University of Massachusetts)

La Universidad de Massachusetts en Estados Unidos desarrolló el llamado Wind Energy Center (Centro de Energía Eólica) gracias a la iniciativa iniciada por el profesor William Honoremus durante la década de los 70.

El centro se enfoca mayoritariamente en la investigación a nivel académico de la energía eólica, proveyendo infraestructura a sus docentes y alumnos para distintos programas de postgrado. Dentro de los temas investigados se destaca la Recoleccion Avanzada de Datos, Materiales y Estructuras y Evaluación de Recurso.

Entre la infraestructura con la que cuenta este centro se encuentra un túnel de viento de 1x1m capaz de desarrollar flujos entre 1 y 15 m/s, este ha sido utilizado para estudios de efecto estela como también en la calibración de sensores meteorológicos; el centro también posee en el monte Tom, en la ciudad de Holyoke, una instalación de turbina experimental de 250 kW, la cual es utilizada como una plataforma de demostración, educacional y de investigación para proyectos de diseño de aerogeneradores bajo condiciones reales de operación. Por último, el centro recientemente ha desarrollado las especificaciones para una instalación gubernamental de pruebas de palas de aerogeneradores que se denominará Massachusetts/NREL Wind Turbine Test Center, en donde la universidad continuará avanzando en la investigación de la tecnología eólica una vez que se encuentre en operación.⁴

2.2.3 Dinamarca - Department of Wind Energy (Technical University of Denmark)

Dinamarca es discutiblemente el país con mayor trayectoria eólica en el mundo, con una matriz energética que durante el 2015 produjo más del 40% del consumo total del país. Esto se debe al gran desarrollo que aquí ha tenido la industria eólica, reflejado en

⁴ www.umass.edu/windenergy/

la dominancia que poseen empresas como Vestas o Siemens, principales productores de aerogeneradores a nivel mundial.

El éxito de la energía eólica en Dinamarca está ligado al fuerte enfoque a investigación y desarrollo de esta tecnología, donde uno de sus principales contribuyentes corresponde a la Universidad Técnica de Dinamarca, la cual cuenta con su propio departamento de energía eólica.

El departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca es un centro de desarrollo íntegro, que abarca, entre otros, programas educacionales como maestrías y doctorados, desarrollo de software de modelación de viento (WAsP), hasta la investigación y certificación de aerogeneradores de gran envergadura, mediante sus 3 centros de pruebas, uno ubicado en el campus de la universidad en Roskilde, otro en Høvsøre, y por último el Centro Nacional de pruebas de Grandes Turbinas en Østerild.

El Centro de Pruebas de Grandes Turbinas Eólicas ubicado en Høvsøre fue fundado en 1990 con el fin de mantener la supremacía de Dinamarca en la industria Eólica. Este centro posee 5 ubicaciones disponibles para arriendo por parte de fabricantes de aerogeneradores que deseen realizar pruebas y certificaciones, cada uno complementado con su propio mástil de medición de viento y de medición meteorológica. A la fecha el centro ha sido responsable por una gran cantidad de pruebas en 19 modelos distintos de turbinas de los principales proveedores de aerogeneradores.

Por otro lado, el Centro Nacional de Pruebas de Grandes Turbinas en Østerild fue fundado gracias a una ley promulgada en el año 2010, en donde la Universidad Técnica de Dinamarca fue puesta a cargo de la administración y operación de dicho centro. Esta instalación cuenta con 7 ubicaciones de pruebas, que permite la erección de turbinas a alturas de hasta 250 metros de altura. Durante el año 2017, el gobierno danés decidió la expansión del centro a través de la disposición de 2 puntos adicionales de pruebas, las que permiten instalar aerogeneradores de hasta 330 m de altura.

2.2.4 Canadá – Nergica

En Canadá se encuentra el centro de energías renovables Nergica, el cual se dedica a la investigación aplicada relacionados a la industria.

Si bien Nergica aporta en asesoría técnica a negocios, esta institución corresponde a un centro universitario para la transferencia de tecnología y se encuentra afiliado al Cégep de la Gaspésie et des Îles, la cual corresponde a una institución educacional universitaria de financiamiento público.

El trabajo de este centro se encuentra enfocado en 3 temas principales, energía eólica, energía fotovoltaica e integración de estas tecnologías con sistemas convencionales (e.g. generación diésel) para aplicación en microredes.

En lo que respecta a la energía eólica, Nergica provee un espectro completo de servicios, desde la evaluación del recurso de viento, optimización del diseño del parque (i.e. micrositing y selección de turbinas), hasta servicios de operación y mantención de aerogeneradores.

Los servicios ofrecidos se basan en experiencia obtenida a través de un sitio de investigación que posee la institución, denominado Experimental Northern Wind Energy Site (Sitio Norte de Energía Eólica Experimental) ubicado en Quebec. Este sitio se encuentra a 330 msnm y cuenta con una velocidad promedio de viento de 7,9 m/s, dentro del cual se ubican 2 aerogeneradores de 2 MW de potencia cada uno, una microred de 100 kW, 2 mástiles meteorológicos de 126 m de alto y un sensor Lidar.

2.3 Marco Teórico

Según los principios de la física, cualquier fluido en movimiento contiene energía cinética, la que bajo ciertas condiciones puede ser aprovechada y transformada en otros tipos de energía.

El principio de funcionamiento que dirige a la energía eólica consiste en la transformación de la energía que contiene el aire en movimiento (i.e. viento) en energía mecánica al pasar a través de un rotor.

La forma más rudimentaria para lograr esto involucra la deflexión del aire producida por las aspas del rotor (e.g. molinos para bombeo de agua, molienda de trigo), el cambio de dirección que sufre el aire significa una reacción equivalente en cada aspa, resultando en el movimiento del rotor, sin embargo, los avances tecnológicos y científicos han llevado a cambiar estos diseños rudimentarios por unos más sofisticados, en donde el método más común utilizado hoy en día corresponde a rotores con aspas aerodinámicas que giran producto de la fuerza de sustentación generada en cada aspa.

Si bien existen ciertas similitudes entre la energía hidráulica y la energía eólica, en donde el principio fundamental es aprovechar la energía presente en un fluido, existe una principal diferencia: la energía hidráulica aprovecha en su mayoría la energía potencial que posee una columna de agua cuyos extremos se encuentran a diferentes alturas (i.e. diferencia de presión), en este caso el flujo es normalmente conducido a través de un ducto desde el punto de captación hacia la turbina, en este sentido, se dice que el principal objetivo de la energía hidráulica es transformar una cantidad dada de energía de la forma más eficiente posible. Por otro lado, la energía eólica aprovecha netamente la energía cinética contenida en el viento, encontrándose los flujos de entrada y salida en el aerogenerador a presión atmosférica, esto implica que, a diferencia del caso anterior, este tipo de conversión apunta a atrapar la mayor cantidad de la vasta cantidad de energía presente en la atmósfera, con un costo de inversión mínimo.

Existe una consideración importante cuando se trata de transformar la energía cinética presente en un fluido en energía mecánica, el denominado límite de Betz.⁵

⁵ Albert Betz, "Introduction to the Theory of Flow Machines", 1966

El límite de Betz, probado por el físico alemán Albert Betz, corresponde a la máxima potencia o energía extraíble de un flujo de aire libre que pasa a través de un rotor, independiente del diseño de éste. Si se considera a un rotor como un disco sólido que extrae energía de un flujo de aire con velocidad v_1 , en alguna distancia viento abajo del disco el viento fluirá con una velocidad menor v_2 .

Si la velocidad promedio \bar{v} a través del disco que representa al rotor corresponde al promedio entre la velocidad de entrada y salida, se tiene que:

$$\bar{v} = (v_1 + v_2)/2$$

Para un disco de área S , flujo de masa a través de él está dado por:

$$\dot{m} = \rho S \bar{v} = \rho S (v_1 + v_2)/2$$

La potencia entregada corresponde a la diferencia entre la energía cinética a la entrada del disco y la energía cinética a la salida por unidad de tiempo según:

$$P = \frac{\dot{m}}{2} (v_1^2 + v_2^2) = \rho S v_1^3 \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right)$$

Para una velocidad fija de entrada v_1 y un área determinada S la expresión anterior se maximiza cuando:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$$

Por lo tanto, la potencia máxima extraíble del viento resulta en:

$$P_{max} = \frac{16\rho}{27} S v_1^3$$

La ecuación anterior tiene las siguientes implicancias:

-
1. La potencia máxima extraíble del viento depende directamente del cubo de la velocidad de entrada en el rotor, significando que, al evaluar el potencial eólico de algún sitio en particular, el objetivo principal es monitorear el comportamiento de la velocidad del viento, a fin de determinar, entre otros, la velocidad promedio, máxima, mínima, y la distribución estadística en un periodo de tiempo dado (normalmente 1 año)
 2. La potencia también depende de la superficie del rotor, es decir, para un rotor convencional de 3 aspas, el área de barrido aumentará proporcionalmente al cuadrado del aumento del radio, haciendo de este una variable muy importante puesto que es la única variable controlada por el diseñador y no dependiente del medio ambiente.
 3. La potencia es directamente proporcional a la densidad del aire, lo que significa que se debe prestar cuidado a la altura de emplazamiento de un potencial proyecto eólico, puesto que la densidad disminuye de forma exponencial a medida que aumenta la altura geográfica⁶, adicionalmente, la densidad también varía dependiendo de la humedad y temperatura del aire.
 4. Para un diseño ideal, en donde la eficiencia del rotor es del 100%, la potencia máxima que podrá extraer el rotor corresponde a $16/27$ de la potencia total, vale decir, el máximo extraíble es alrededor de 59.2% de la potencia total disponible. Los actuales diseños de turbinas industriales varían ampliamente en la eficiencia que pueden alcanzar, puesto que esta depende del resto de los factores ambientales involucrados (i.e. densidad y velocidad), sin embargo, bajo condiciones favorables, la eficiencia puede alcanzar valores cercanos a 80%.

⁶ Morten Lybech Thøgersen, M.Sc. "Modelling of the Variation of Air Density with Altitude through Pressure, Humidity and Temperature", 2005.

2.4 Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores que existen actualmente se pueden dividir en 2 grupos principales.

2.4.1 Aerogeneradores de eje horizontal

La tecnología más común utilizada hoy corresponde a los llamados aerogeneradores de eje horizontal. Estos aerogeneradores utilizan aspas que enfrentan el viento, las que a su vez se conectan a un eje paralelo al piso, encargado de transmitir el torque al generador.

Existen diversas variaciones de diseños para aerogeneradores de eje horizontal, sin embargo, el diseño más desarrollado corresponde al que utiliza un rotor de 3 aspas, el que entrega el mejor equilibrio entre torque generado y fuerzas dinámicas producidas. Otros diseños utilizan menos o más aspas, sin embargo, los diseños de menos de 3 aspas generan fuertes cargas dinámicas sobre el eje producto del desbalance de rotación de las mismas, mientras que los diseños con más de 3 aspas generan mayor arrastre, elevando la carga sobre la torre, aumentando el costo de esta como también de la fundación asociada.

El diseño de un aerogenerador habitualmente consta de al menos los siguientes elementos:

1. Aspa
2. Caja de cambios o caja multiplicadora
3. Generador
4. Cabezal
5. Torre
6. Fundación

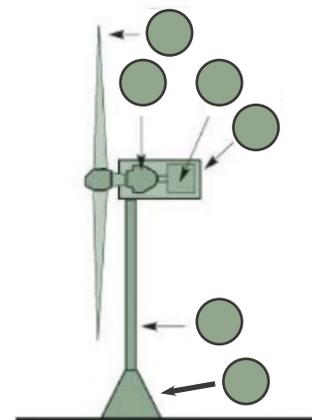


Ilustración 2-1 partes de un aerogenerador de eje horizontal

El diseño horizontal posee la ventaja de generar altas eficiencias en un gran rango de velocidades de viento, gracias a sistemas que controlan el ángulo de ataque de las aspas para lograr la mejor sustentación posible. Adicionalmente, este control permite a las turbinas controlar la velocidad de giro del rotor frente a condiciones extremas de viento, evitando situaciones peligrosas que puedan dañarla. Este tipo de turbina también tiene la ventaja de poder aumentar su área de barrido con relativa facilidad, siendo el problema principal los pesos asociados al aumento en tamaño de las aspas, que se traducen en el aumento en reforzamiento de todos los componentes subsecuentes, como eje, torre y fundaciones.

Por otro lado, las desventajas que posee el diseño de eje horizontal, es que requiere que el rotor siempre se encuentre perpendicular a la dirección del viento, sin embargo, dado que la dirección del viento es variable, se han diseñado mecanismos de orientación, en donde un motor hace girar el cabezal completo en cuanto se detecta un cambio sustancial en la dirección del viento; si bien esta solución es efectiva, los costos asociados son altos, reduciendo la competitividad de estos aerogeneradores vs otros diseños. También existe la dificultad en la mantención, dado que la mayor parte de sus componentes se encuentran en el cabezal, el acceso a ellos se dificulta, requiriendo maniobras en altura y cargas suspendidas de alto riesgo, aumentando los costos de operación y mantención; esta situación es aún más desfavorable en casos de emergencia, en los que una atención rápida es requerida (e.g. incendios)



Imagen 2-4 Aerogenerador en situación de incendio

2.4.2 Aerogeneradores de eje Vertical

El segundo tipo de aerogenerador más común hoy en día consiste en el de eje vertical; como su nombre lo dice, estos aerogeneradores poseen su eje de forma perpendicular al suelo y dirección del viento.

Al igual que para el diseño de eje horizontal, los aerogeneradores de eje vertical existen en una variedad de diseños distintos, pero su principio básico es el mismo que aplica para ambas.

El rotor de este tipo de aerogeneradores generalmente es impulsado por 2 o más aspas dispuestas de forma vertical, de las cuales algunas son diseñadas para utilizar el principio de sustentación tal como en el tipo anterior, mientras que otras utilizan solo la fuerza de arrastre, de la misma forma que opera un anemómetro.

El diseño más común que utiliza la fuerza de arrastre corresponde al denominado diseño Savonius, desarrollado por el ingeniero finlandés Sigurd Johannes Savonius en 1922. Este diseño consiste en 2 o más alabes en forma de cuchara apuestos entre sí, de tal forma que la parte cóncava de al menos 1 alabe siempre está enfrentando al viento, produciendo el giro. Este tipo de diseños suele utilizarse cuando el factor más importante es el costo y no la eficiencia, puesto que, dada sus características, el aerogenerador Savonius extrae alrededor de 50% de la potencia máxima extraíble según el límite de Betz.

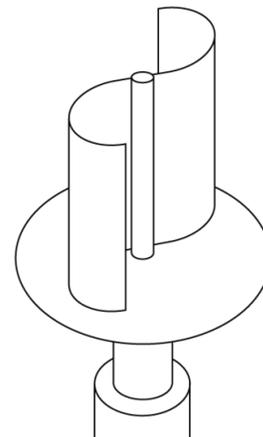


Ilustración 2-2 diseño básico de un rotor Savonius

Otro diseño común para aerogeneradores de este tipo se llama Darrieus, según su inventor, el ingeniero aeronáutico francés George Jean Marie Darrieus. El diseño utiliza el principio de sustentación al utilizar aspas con un perfil aerodinámico; básicamente, cuando el rotor gira, el movimiento rotacional genera una velocidad de viento relativa a las aspas, esto sumado al vector de incidencia del viento resultan en un vector total que genera un cierto ángulo de ataque en las aspas. Este ángulo de ataque

produce a su vez una reacción de sustentación excéntrica (con respecto al eje), generando el torque que mueve al generador. Dado que esta condición resulta solo cuando el rotor se encuentra rotando, el diseño Darrieus no se enciende de forma automática como todos los otros, es decir, necesita de un torque externo para comenzar su rotación.

Dentro de las ventajas que poseen estos aerogeneradores se encuentra su diseño más simple y menos costoso, puesto que sus aspas tienen un perfil único en todo su largo (a diferencia de las aspas en aerogeneradores de eje horizontal, que tienen una forma variable a lo largo de estas), además no requieren de mecanismos de orientación puesto que enfrentan al viento en 360 grados. El diseño también permite tener los componentes mecánicos y eléctricos en la base del generador, facilitando su acceso y costos de mantención.

Sin embargo, los aerogeneradores de eje vertical sufren de eficiencias más bajas (>10% menos) que su contraparte de eje horizontal, además, el principio de funcionamiento (ángulo de ataque varía en cada giro) y dinámica de rotación produce esfuerzos pulsantes mucho más pronunciados y frecuentes, por lo cual son más propensos a fallas por fatiga. Adicionalmente, los diseños sofisticados como el Darrieus, no tiene la capacidad de auto encendido, disminuyendo aún más su eficiencia dado el consumo energético que requiere para comenzar la rotación.

2.4.3 Diseños no Convencionales

Existe una gama de diseños de aerogeneradores no convencionales que no caen dentro de los tipos recién mencionados. Entre ellos se encuentran el diseño Invelox, que buscaba utilizar ductos de captación de vientos de baja velocidad, dirigiéndolos hacia un ducto de menor área a fin de aumentar la velocidad del flujo para luego pasar a través de una turbina de tamaño pequeño. La empresa asociada se declaró en bancarrota y el diseño ya no se produce.

Otro diseño no convencional corresponde al Vortex Bladeless⁷, que presuntamente utiliza las fuerzas oscilantes producidas por la separación del flujo a través de una estructura cilíndrica para generar un movimiento en un generador lineal. A pesar de que el diseño está en fase de desarrollo, hay muy poca información al respecto de parte de los desarrolladores, por lo que hay una gran incertidumbre en la verdadera factibilidad de este diseño a nivel doméstico o industrial.

2.5 Evaluación de un Proyecto Eólico

Al pensar en la instalación de un proyecto eólico para producción de energía, hay un número de consideraciones que se deben tomar en cuenta para asegurar el éxito del proyecto.

Las consideraciones pueden ser divididas en dos grandes grupos: primero se encuentra la factibilidad técnica, y en segundo lugar se encuentra la factibilidad socioeconómica.

2.5.1 Factibilidad Técnica

Tal como se menciona en la sección 2.3, la energía extraíble del viento depende de 3 parámetros fundamentales, la velocidad del viento, la densidad del aire y la superficie de captación del viento.

La factibilidad técnica comienza con la prospección de estos parámetros, a través de una campaña de medición eólica. Para esto, la práctica más común involucra la instalación de un mástil de medición meteorológica, en donde se miden y registran en intervalos predeterminados parámetros como velocidad de viento, dirección, temperatura, humedad y presión atmosférica, algunos de estos medidos a múltiples alturas.

⁷ www.vortexbladeless.com

El objetivo de instalar un mástil consiste en capturar de la forma más exacta el comportamiento del viento durante al menos un año, a fin de observar las variaciones estacionales que podría tener el recurso y que suelen repetirse año a año.

Si bien esta corresponde a la práctica habitual, el estar midiendo estos parámetros en un punto único implica un gran grado de incertidumbre, en particular para proyectos de gran envergadura en donde las distancias de instalación de los aerogeneradores abarcan varios kilómetros de distancia, alejados del mástil, teniendo que recurrir a métodos de predicción para extrapolar las mediciones registradas.

De acuerdo a esto, para reducir la incertidumbre mencionada, una vez concluida la prospección eólica, la data es procesada, filtrada (en caso de inconsistencias) y analizada; de acuerdo a los resultados obtenidos se puede determinar la clase apropiada de turbina a utilizar en el sitio según la norma IEC, para luego pasar a la etapa de modelación del proyecto.

Existe una cantidad de software especializado que permite generar un mapa virtual de viento a partir de uno o varios puntos de medición de viento. Estos programas normalmente utilizan modelos matemáticos que resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes simplificadas o ecuaciones de conservación de masa⁸ para describir el flujo del viento en un área definida; los modelos utilizan datos de mástiles o de modelos numéricos de predicción de clima como punto de partida para luego extrapolarlo al área que se desea evaluar.

⁸ Philippe Beaucage, Michael C. Brower, "WIND FLOW MODEL PERFORMANCE: Do more sophisticated models produce more accurate wind resource estimates?", 2012

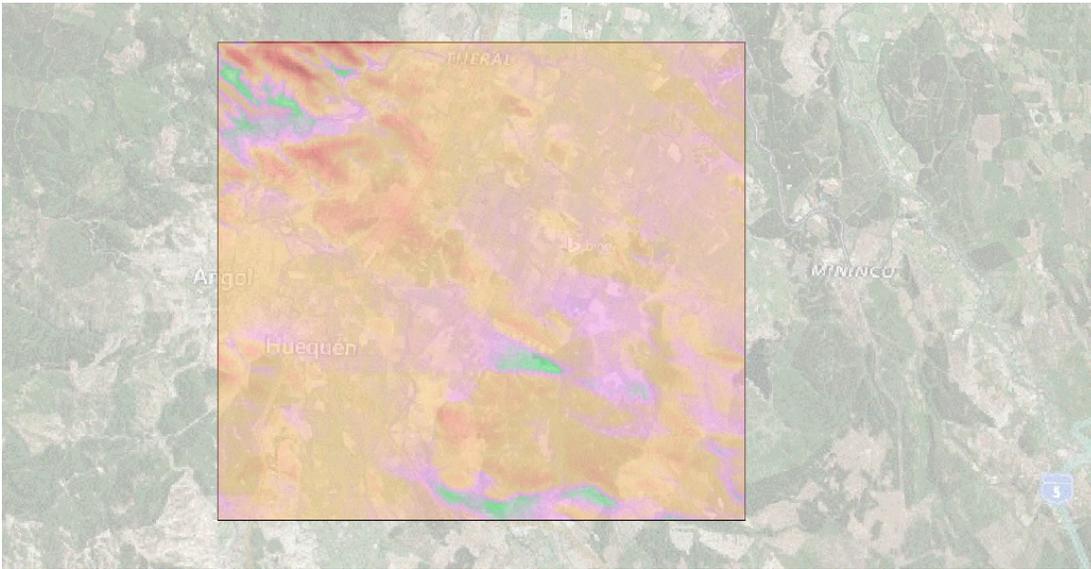


Imagen 2-5 Ejemplo de mapa de flujo de viento generado mediante Openwind en las cercanías de Angol

Los modelos descritos permiten aproximar la eventual generación de un proyecto eólico, así como también optimizar el posicionamiento de los aerogeneradores (i.e. Micrositing) para minimizar pérdidas y maximizar generación.

Si bien el aspecto energético es quizás el más importante a considerar, no se puede dejar de lado el análisis constructivo (i.e. Balance de Planta), el cual busca optimizar principalmente las obras civiles asociadas a un proyecto.

Para esto, se deben atacar dos puntos cruciales, topografía y geotecnia del terreno. Estos estudios determinarán la envergadura de las obras civiles a realizarse. La geotecnia permite caracterizar el subsuelo a través de sondajes y pruebas geofísicas, a fin de realizar el diseño de fundaciones, las que también deben tomar en cuenta las cargas impuestas sobre el aerogenerador. Por otro lado, la topografía definirá el trazado de los caminos y accesos varios que deberán construirse o reforzarse para poder transportar e instalar toda la maquinaria asociada.

Los estudios recién mencionados son vitales, puesto que las características topográficas y geotécnicas del emplazamiento podrían arrojar como resultado una inviabilidad física del proyecto.

2.5.2 Factibilidad Socioeconómica

La viabilidad técnica no es lo único que determinará la construcción de un proyecto, puesto todo proyecto implica un costo de instalación y mantenimiento asociados, y que podrían limitar ciertas características técnicas, o bien inviabilizar el proyecto por completo.

La factibilidad económica se puede determinar a través de un modelo financiero, que permita calcular un flujo de cajas que tenga un valor actual neto (VAN) mayor o igual a cero.

Los flujos de caja que se evalúa deben tomar en cuenta los costos asociados al tamaño del parque, implicando una inversión por número de turbinas, obras civiles, e ingresos y egresos futuros (e.g. ventas de energía, mantenciones programadas). Durante esta evaluación es posible optimizar el parque del punto de vista económico y técnico, por ejemplo, un aerogenerador más pequeño podría generar menos (i.e. menor factor de planta) sin embargo, su menor costo de adquisición, menor tamaño de fundación, y menor espacio requerido, podría compensar esta falta de rendimiento y el proyecto completo podría resultar con un VAN mejor que aquel de un aerogenerador más eficiente.

Proyectos de gran envergadura que operan vendiendo su energía al sistema generalmente utilizan el denominado Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés) para determinar la viabilidad de un proyecto. El LCOE es el valor al cual una unidad de energía generada por el proyecto debe venderse para tener un VAN mayor o igual a cero, o bien visto de otra forma, el valor al cual se debe vender la energía durante un determinado tiempo para pagar la inversión y todos los costos

asociados durante la vida útil del proyecto, normalmente también se incluye un retorno adicional como parte del LCOE.

Adicionalmente al análisis financiero, se debe tomar en cuenta los aspectos sociales de la implementación de un proyecto. Es de vital importancia realizar el diseño de forma tal que se minimicen los impactos sobre el medio ambiente y la población cercana. El no cuidar de estos aspectos podría traer oposición a este tipo de tecnología. Asimismo, la comunicación oportuna y explicación pertinente de los proyectos hacia la población minimiza los riesgos de que esta se oponga simplemente por un desconocimiento de lo que conlleva un proyecto de esta índole.

2.6 Energía Eólica en Chile

A pesar de que Chile tiene varias zonas aprovechables para la generación de energía eólica, esta es relativamente joven al compararla con países desarrollados, en donde ya a principios del siglo 20 se comenzaban a instalar generadores de gran escala para producción de electricidad, en Chile recién durante el 2007 se instaló el primer parque eólico en la región de Coquimbo⁹, el que inyectaba 18 MW de potencia al ex-Sistema Interconectado Central (SIC)¹⁰.

Comenzando en el año 2008, el Ministerio de Energía de Chile, en conjunto con la Agencia de Cooperación Internacional Alemana y el departamento de geofísica de la Universidad de Chile, realizaron un extenso trabajo de modelación y simulación numérica del recurso eólico para todo el territorio chileno, poniendo los resultados de esta modelación a disposición de cualquier persona o entidad de manera gratuita, a fin de facilitar la prospección y desarrollo eólico del país.

El 2012, se generó la última versión de esta herramienta la cual mejoró en gran medida respecto a sus versiones anteriores, obteniéndose una mayor resolución espacial

⁹ www.coordinador.cl

¹⁰ Durante el 2017, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC) se unieron mediante una línea de 500 kV para dar paso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

vertical y horizontal, teniendo así una muy buena predicción tanto en la distribución del área de cobertura del recurso, como en su distribución vertical, lo que es vital para determinar alturas de medición en campañas de prospección *in situ*.

El Explorador Eólico se basa en el modelo de mesoescala WRF (Weather Research and Forecasting)¹¹, que a su vez ha sido desarrollado por agencias gubernamentales e instituciones académicas de los Estados Unidos. Este modelo funciona discretizando el área y tiempo de modelado y utiliza condiciones de borde provenientes de datos históricos globales.

Para la versión 2012 del explorador eólico, se dividió y modeló el territorio chileno en 17 zonas, discretizando cada una en una resolución horizontal de 1 km y entre 10 y 30 metros de resolución vertical. Se simuló un año completo (i.e. 2010) en intervalos de 1 hora. Las condiciones de borde se tomaron del GFS (Global Forecast System).

La herramienta es ampliamente utilizada para evaluar posibles proyectos eólicos. Según los resultados que entrega el explorador, existen diversas zonas de buen viento tales como en los alrededores de la ciudad de Calama y Taltal (Ilustración 2-3), las costas de la región de Atacama y Coquimbo, en el límite entre las regiones del Biobío y la Araucanía, en la Isla Grande de Chiloé, y en gran medida en la región de Magallanes en el extremo sur del país, esta última con uno de los mejores potenciales eólicos del mundo.

¹¹ Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, “El Explorador Eólico 2012, Descripción y Manual de Uso”, 2012

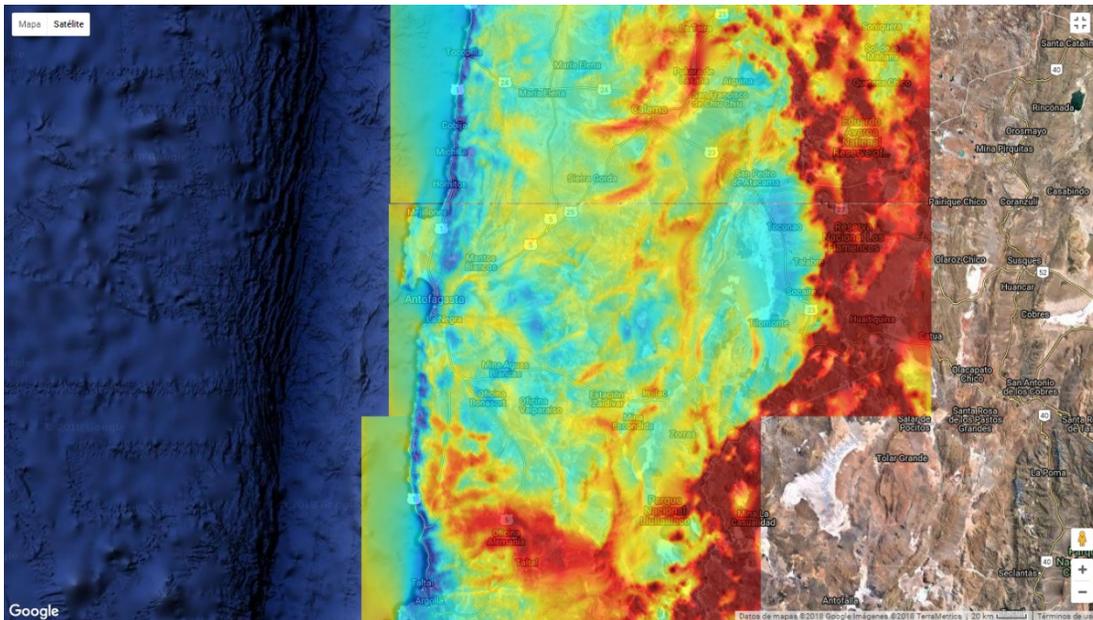


Ilustración 2-3 Ejemplo de mapa de viento disponible en el Explorador Eólico.

Si bien hay un gran número de zonas de buen viento en el país, no existe la factibilidad del desarrollo de proyectos en todas ellas, ya sea por motivos geográficos que imposibilitan el transporte o instalación de la maquinaria requerida, por falta de infraestructura de transmisión que permita evacuar la energía a las zonas de consumo (i.e. zona de Magallanes), o por restricciones ambientales impuestas por el marco legal del país, entre otras.

Sin embargo, los avances tecnológicos, en conjunto con la baja en los costos de producción, han impulsado de gran manera el desarrollo eólico mundial y nacional, resultando a la fecha en una potencia instalada de 1420 MW repartidos a lo largo de todo el país, representando un 6% de la capacidad total eléctrica instalada, y con más de 4000 MW proyectados a construirse en los próximos años⁹. El proyecto más grande a la fecha corresponde al Parque Eólico San Juan, inyectando alrededor de 185 MW al sistema a través de 56 aerogeneradores del fabricante danés Vestas¹², en las cercanías de la ciudad de Freirina, en la región de Atacama.

¹² www.thewindpower.net

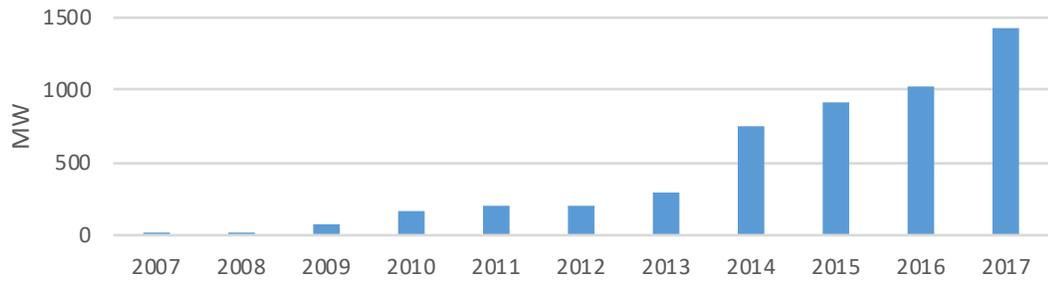


Gráfico 2-1 Evolución de capacidad eólica en Chile

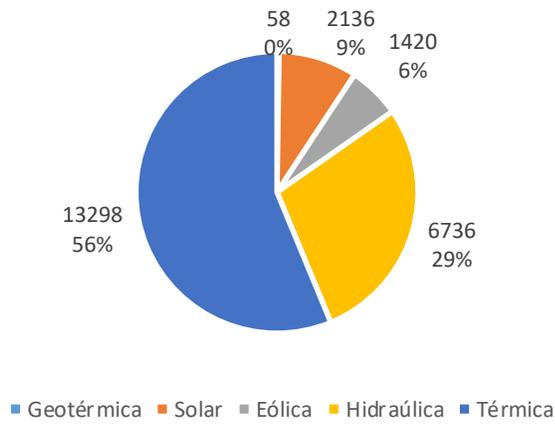


Gráfico 2-2 Matriz energética en Chile

3 Metodología de Trabajo

Para el correcto desarrollo del presente trabajo, se toma en cuenta una metodología de desarrollo del mismo que involucra un estudio progresivo de la problemática, mediante la conclusión de una serie de pasos que permitan ir construyendo una base sólida sobre la cual establecer una conclusión final única.

Específicamente, los pasos recién mencionados comprenden la recopilación de información bibliográfica, utilización de software especializado, observaciones en terreno, entre otros. A continuación, se realiza una descripción en detalle del procedimiento para cada una de sus fases.

3.1 Estudio del Sitio

El primer paso consiste en la caracterización completa de la localidad general en donde se emplazará el Centro Tecnológico. Dentro de esta caracterización se analiza la ubicación, características geográficas, topográficas, y tipo de acceso que se tiene a la zona, asistido de herramientas de geolocalización como Google maps o Google Earth que proveen mapas de ruta y de elevación de la mayor parte del planeta.

El estudio de sitio comprende también el análisis de aspectos como la situación actual de suministro eléctrico y uso de suelo, a través de información disponible públicamente en entidades gubernamentales (e.g. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Servicio Agrícola Ganadero (SAG)).

Lo descrito previamente se complementa con evidencia fotográfica a obtenerse mediante visitas a terreno. Estas visitas tienen como objetivo además el análisis in situ de las características del terreno, obteniéndose mayor claridad sobre la incidencia de este sobre el proyecto, y permitiendo el enfoque de aspectos específicos que pudiesen ser de mayor interés.

El estudio del sitio considera además la recopilación bibliográfica y análisis de estudios anteriores relevantes en la zona y que sean de acceso público, tales como trabajos de título o memorias universitarias, o informes ambientales disponibles en la base de datos del Sistema de Evaluación Ambiental (SEA).

3.2 Estudio del Recurso Eólico

Una vez caracterizado el terreno, se procede a realizar un análisis comprensivo del recurso de viento en el área del proyecto y sus alrededores.

Este análisis involucra un estudio estadístico de data de viento disponible públicamente, ya sea real, obtenida mediante mástiles de monitoreo meteorológico o series modeladas a partir de data de reanálisis. Dado su volumen y complejidad habitual, el procesamiento de estos datos se asiste mediante el software de análisis de recurso Windographer, la cual permite la visualización y ordenamiento expedito de grandes series de datos.

El viento se estudia en sus aspectos clave, tales como:

- Distribución estadística de velocidad
- Frecuencia de dirección
- Perfil vertical
- Perfil de comportamiento diario

El análisis se acompaña de las gráficas pertinentes que permitan visualizar los resultados relevantes del estudio.

3.3 Estudio Energético

De acuerdo a las condiciones del viento observadas, se procede con el análisis energético para el Centro Tecnológico, el cual comprende dos puntos fundamentales:

3.3.1 Análisis de Demanda

Es esencial estimar el nivel de demanda energética potencial que posee la zona, para esto se utiliza la información recopilada durante las visitas a terreno de puntos de consumo clave, además de información bibliográfica para realizar el cálculo de un perfil de demanda tipo, el cual luego se contrasta con la generación a fin de comparar discrepancias entre el comportamiento de la generación y el consumo.

El nivel de demanda también se utiliza para estimar el dimensionamiento del Centro Tecnológico, lo que a su vez se usa como parte del input para el análisis de producción de energía.

3.3.2 Análisis de Producción

Con el dimensionamiento preliminar del Centro Tecnológico, se procede a realizar una estimación del nivel de generación que este podría tener. Para esto se genera un mapa de flujo de viento a partir de la data procesada durante el estudio de recurso. El mapa corresponde a una simulación numérica basada en un modelo lineal, el cual no contiene ecuaciones dinámicas, sino que resuelve la ecuación de conservación de masa para generar un flujo de viento tridimensional dependiente del terreno.

La estimación de energía diaria incluye la optimización de la disposición de los aerogeneradores tipo, mediante el uso de información técnica provista por fabricantes (e.g. curva de potencia, curva de empuje) para algún modelo o potencia de aerogenerador a determinar, siendo también dependiente del análisis de demanda descrito en el punto previo. Con la conclusión de la optimización, se modela la generación probabilística para excedencias P50 y P90, como también una generación temporal (utilizando las series de datos obtenidas para el estudio del recurso) a fin estimar el comportamiento horario durante un “día tipo” de producción; en esta modelación se consideran además los niveles de pérdida de generación habituales, tal como el efecto estela que cada turbina incide sobre el resto.

El análisis de producción recién descrito se realiza con la herramienta evaluación eólica Openwind, desarrollada por la empresa AWS Truepower, la que es ampliamente utilizada en la industria para el diseño y optimización de proyectos eólicos de mediana y gran escala.

3.4 Estudio Económico

El paso final consiste en un análisis económico que determina la factibilidad de construcción bajo un supuesto de inversión y un horizonte de operación a determinar.

Este análisis se basa en información obtenida mediante cotizaciones e información bibliográfica de estudios previos en la zona o bien de datos disponibles públicamente en internet.

La data recién mencionada se dispondrá como input en un modelo financiero simplificado, el que tiene como salida el valor actual neto. El modelo se debe aplicar para distintas sensibilidades relacionadas al precio de la energía, y así determinar la condición más favorable para el proyecto.

3.5 Recursos informáticos a utilizar

Como ya se ha mencionado, el presente estudio se apoya en distintas herramientas informáticas que facilitan en gran medida su desarrollo, los que se listan a continuación.

1. **Openwind:** software de desarrollo de proyectos eólicos (modelación energética)
2. **Windographer:** software de análisis estadístico de datos eólicos
3. **Explorador Eólico:** base de datos Web de datos eólicos simulados
4. **Global Mapper:** Software de sistema de información geográfica (SIG)
5. **Google Earth Pro:** software de georreferenciación
6. **Microsoft Excel:** software de cálculo
7. **Microsoft Powerpoint:** software de presentación y procesamiento de imágenes.

4 Caracterización de la Zona

4.1 Ubicación

La zona de estudio se encuentra en la Región de Valparaíso, Chile, específicamente en el sector de Punta Curaumilla al sur de la bahía de Laguna Verde.



Ilustración 4-1 Sector de Punta Curaumilla (Fuente: Google Maps)

Como se puede ver en la Ilustración 4-1, Punta Curaumilla corresponde a un sector costero que se proyecta hacia el océano a forma de península. Posee fuertes pendientes de carácter de acantilado junto al agua, elevándose el terreno entre 100 y 300 metros sobre el nivel del mar.

A pesar de su cercanía con el puerto de Valparaíso, Punta Curaumilla se cataloga como una zona rural, con una baja densidad poblacional y donde la actividad primaria es predominante.

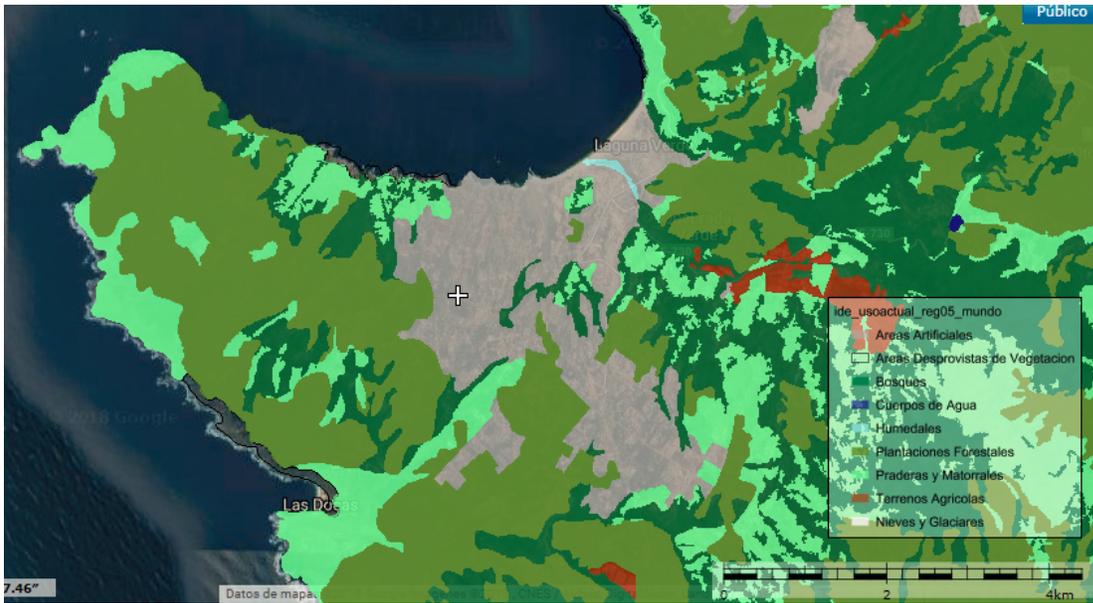


Ilustración 4-2 Uso de suelo Punta Curaumilla (Fuente: IDE Minagri)

Como se aprecia en la Ilustración 4-2, Punta Curaumilla es en su mayoría un área utilizada para el rubro forestal, principalmente de pino y eucaliptus. El resto de las áreas corresponden a zonas de vegetación de baja altura y en menor medida zonas de bosques endémicos.



Imagen 4-1 Vista Norte de Punta Curaumilla

4.2 Acceso

Para acceder a la zona de Punta Curaumilla, se toma la ruta F-98 desde el Camino la Pólvara (ruta camionera hacia el puerto de Valparaiso).



Ilustración 4-3 Ruta de acceso a Punta Curaumilla (Fuente: Google Maps)

Al terminar la ruta F-98, también conocida como el camino a Laguna Verde, se gira a la derecha en la calle Camino al Faro, la que se sigue hasta su término en el recinto militar del Faro Punta Curaumilla.



Imagen 4-2 Acceso a recinto militar Faro Punta Curaumilla

El acceso a la zona de Punta Curaumilla se encuentra mayormente en buen estado; la ruta F-98 es asfaltada, de vía simple que sigue una quebrada, y por consecuencia es de marcha lenta y muy curvosa.

Por otro lado, la calle Camino al Faro corresponde a un acceso de tierra arcillosa sin ningún tratamiento superficial de estabilización. Este camino es transitado mayoritariamente por vehículos particulares y maquinaria involucrada en la tala de bosques plantados en el área.



Imagen 4-3 ruta arcillosa "Camino al Faro"

4.3 Suministro Eléctrico de la Zona

El suministro de energía eléctrica a la zona se logra mediante dos formas, las que se detallan a continuación.

4.3.1 Suministro mediante red de alta tensión

La energía eléctrica al sector de laguna verde se abastece mediante una línea de alta tensión en 110kV que conecta la subestación Agua Santa con la subestación Laguna Verde, localizada en la central térmica diésel homónima, perteneciente a la empresa AES Gener; esta central se encuentra mayoritariamente sin operación y solo se pone en marcha en casos de emergencia debido a los altos costos operacionales asociados a este tipo de generadoras.

Además de la línea mencionada, existe otra línea de doble circuito en tensión de 66kV que conectan la subestación Laguna Verde con la subestación San Antonio (ubicada en la comuna homónima).

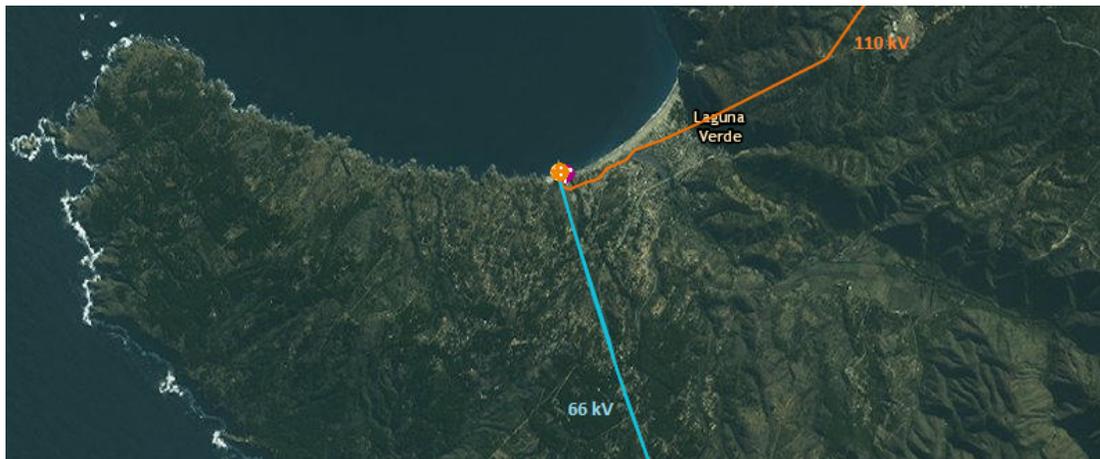


Ilustración 4-4 líneas de alta tensión en Laguna Verde (fuente: IDE)

El abastecimiento hasta los clientes finales (i.e. residencias y comercio local) se realiza mediante una red de distribución de media (15kV) y baja tensión (<1kV), sin embargo, esta red es muy limitada en la zona según los registros de la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustible), y no abarca hasta la zona más alejada en Punta Curaumilla (Ilustración 4-5)

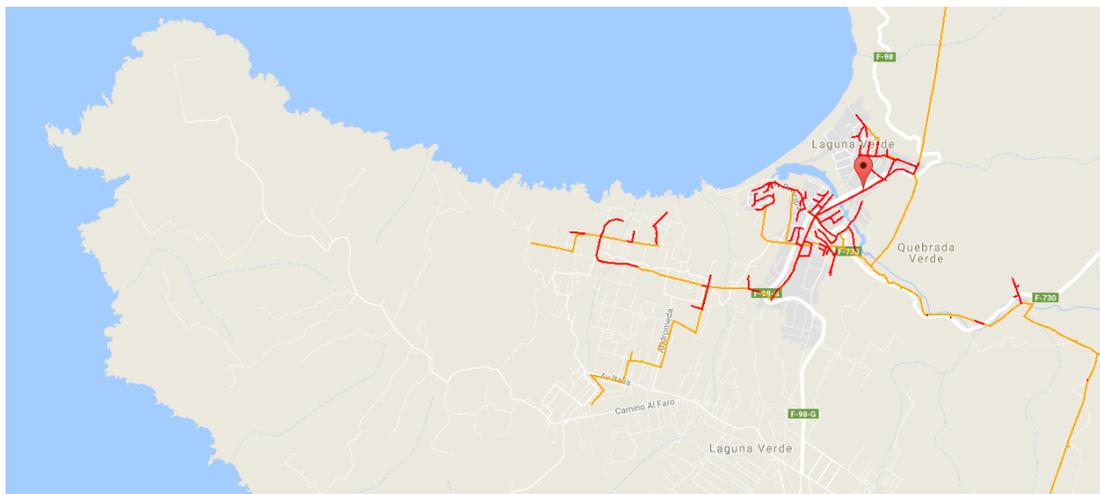


Ilustración 4-5 Red Media y Baja Tensión en Laguna Verde (fuente: SEC)

A pesar de esto, se constató en terreno que existen líneas eléctricas a ciertas partes limitadas del área, sin embargo, se tratan de líneas de infraestructura deficiente, sin medidas de seguridad apropiadas, pudiendo ser incluso tendidos ilegales.



Imagen 4-4 tendido eléctrico en sector de Punta Curaumilla

4.3.2 Suministro mediante sistemas independientes

Las viviendas más alejadas de la zona urbana han recurrido a otras fuentes de suministro eléctrico, siendo lo más común la producción de electricidad mediante paneles solares o generadores a combustible.



Imagen 4-5 Residencias de la zona abastecidas por paneles solares

Dado el recurso eólico de la zona, algunas residencias han optado por utilizar también molinos que le permiten aprovechar los vientos, sin embargo, este tipo de generación es mucho menos utilizado en comparación a otros métodos, se presume debido a su alto costo de inversión.



Imagen 4-6 Molino eólico residencial

4.4 Análisis previos en Punta Curaumilla

El potencial eólico en Punta Curaumilla ha sido estudiado en múltiples oportunidades desde hace varios años por distintas instituciones.

El primer estudio recopilado en el presente informe corresponde a un seminario de tesis del año 1986, en donde un grupo de estudiantes de la Universidad de Playa Ancha (UPLA) determinó, utilizando registros reales de velocidad de viento, la distribución probabilística que mejor se adaptaba a los datos reales, a fin de determinar el potencial eólico de Punta Curaumilla¹³.

El registro se realizó durante los meses de mayo a noviembre, en una locación y altura indeterminadas, obteniéndose un promedio anual de velocidad de 8,99 m/s. El informe concluye que, luego de realizar ajustes de las distribuciones Gamma, log-normal y

¹³ Roberto Carvajal, Jose Rojas, Fabian Toro, “Determinación del Potencial Eólico, Curaumilla (V-Región)”, 1986

Weibull, la que mejor representa la data real corresponde a la Weibull de 2 parámetros, obtenida mediante el método de máxima verosimilitud.

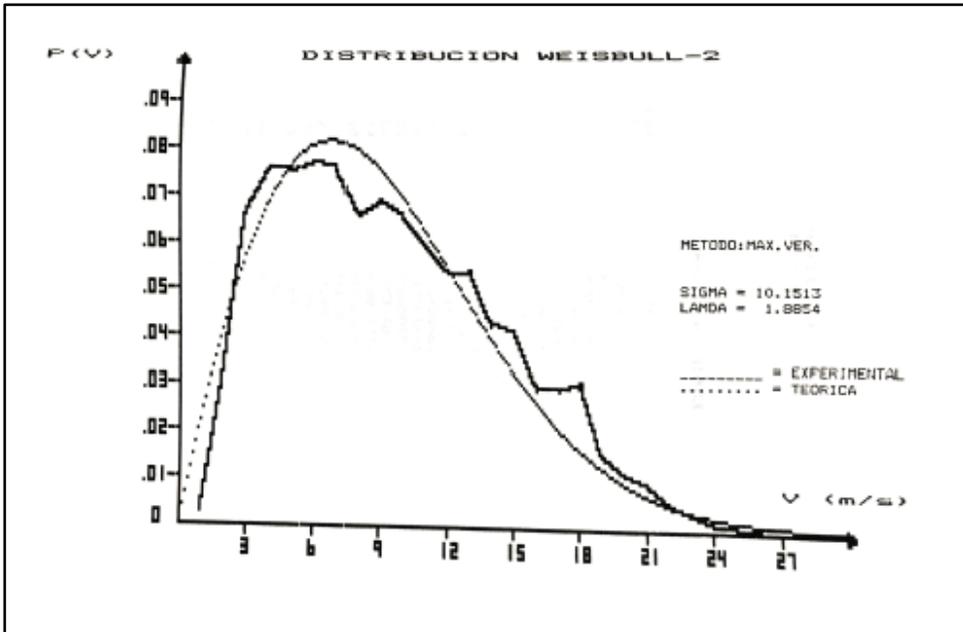


Ilustración 4-6 Distribución de Weibull obtenida mediante método de máxima verosimilitud (Fuente:13)

Posterior a este, el estudiante de la misma institución, Juan Quezada Labra, realizó en el 2003 un proyecto de título que se enfocó en analizar el potencial eólico de la franja costera entre la zona de Punta Curaumilla, y la zona de Los Vilos, en la región de Coquimbo¹⁴.

El estudio mencionado se basó en un informe realizado por la CORFO en conjunto con la Universidad de Chile en 1993, en el cual se hizo un análisis general del recurso eólico en Chile, utilizando en éste datos observados en distintos puntos de medición a lo largo del país.

Con respecto a Punta Curaumilla, el proyecto de J. Quezada utilizó datos reales de viento registrados por la UPLA en una estación de monitoreo ubicada en las

¹⁴ Juan Quezada Labra, “Estudio de Factibilidad Para el Aprovechamiento Eólico Posible entre Punta Curaumilla y Los Vilos”, 2003

coordenadas lat $-33^{\circ} 05'$ lon $-71^{\circ} 45'$, la que registró datos de viento cada 5 y 10 minutos a alturas de 15 y 10 metros respectivamente, por un periodo de aproximadamente 5 años, obteniéndose promedios mensuales entre 5,4 a 8,2 m/s en la altura más alta.

Este proyecto además analizó la factibilidad energética y económica de la instalación de distintos modelos de aerogeneradores de gran escala para el aprovechamiento del viento en los distintos puntos observados, las que rondaban entre los 600 a los 1300 kW de potencia, con alturas de buje sobre los 50 metros.

El estudio concluye que, basado en la comparativa entre los distintos puntos de medición de viento, el más propicio para el aprovechamiento de la energía eólica corresponde a Punta Curaumilla, dada las notablemente mayores velocidades y mejores condiciones de conexión a la red observadas en el lugar. Por otro lado, el proyecto indica la necesidad de distintos niveles de subvención o facilidades de inversión para viabilizar este tipo de energías, tales como la exención de gastos de importación, o bien ingresos adicionales en la forma de venta de bonos de carbono.

Un tercer estudio, realizado durante el 2005 por el estudiante de la Universidad Católica de Valparaíso (UCV), René Sanhueza, indagó en la posibilidad de implementación de una planta de energía eólica de gran escala en la zona de punta Curaumilla, cercano al posible emplazamiento del Centro de Tecnología Eólica estudiado en el presente trabajo¹⁵.

El estudio analizó la factibilidad de instalación de 4 aerogeneradores de gran escala, específicamente el modelo Gamesa G80 de 2 MW de potencia cada uno, con una altura de buje de 67 m, resultando en un total de capacidad del proyecto de 8 MW. La energía sería recopilada entre cada uno a través de una red de baja tensión de 690 V y evacuada hacia el SIC en la subestación Laguna Verde.

¹⁵ René Sanhueza Robles, “Estudio de Factibilidad de la Implementación de una Franja Eólica Conectada al Sistema Interconectado Central en la Localidad de Punta Curaumilla”, 2005

Al igual que el proyecto presentado por J. Quezada, el trabajo realizado por R. Sanhueza también tomó como base los datos registrados por la UPLA en la estación de monitoreo eólico en Punta Curaumilla, y su posterior procesamiento por la CORFO en 1993.

R. Sanhueza concluye que el proyecto es altamente rentable, resultando en tasas internas de retorno para distintos escenarios que van desde el 13% hasta un 25%, sin embargo, el valor de inversión total utilizado de aproximadamente 1.000 USD/kW instalado, y las consideraciones de venta de energía al mercado spot con variaciones positivas del precio nudo eran un tanto idealizadas, considerando que en el 2008 el precio de venta de los aerogeneradores de gran escala rondaba los 1.500 USD/kW¹⁶.

Durante el 2008 la empresa Inversiones EW LTDA ingresó al Sistema de Evaluación Ambiental del Gobierno de Chile una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) con el título de Parque Eólico Laguna Verde. La DIA logró la aprobación ambiental para la construcción de un parque de 24 MW de potencia, generado mediante 12 aerogeneradores de 2 MW de capacidad cada uno, con altura de buje de 80 m y un diámetro de rotor de 79 m. Con estas características el proyecto preveía un factor de planta de aproximadamente 30%.

El potencial eólico del proyecto se basó en los mismos datos pertenecientes a la UPLA, en donde se registró la velocidad y dirección del viento en la estación de Punta Curaumilla desde 1995 hasta el año 2004, a alturas de 10 y 15 metros sobre el suelo. Adicionalmente, durante el 2007 los desarrolladores instalaron una estación de monitoreo con apoyo de la CORFO, la que registró datos meteorológicos a 20 y 40 m de altura.

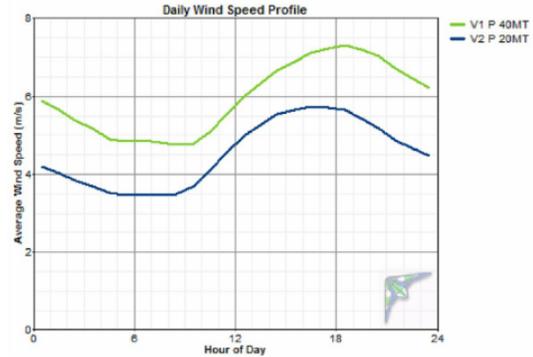
Las prospecciones de viento realizadas por Inversiones EW para el proyecto Parque Eólico Laguna Verde dieron como resultado velocidades de viento promedio entre 5 a 8 m/s a la altura de medición de 40 m de dirección predominantemente sur, con un

¹⁶ Keegan Kruger, “2H 2017 Wind Turbine Price Index”, 2017

perfil estacional relativamente parejo, aumentando durante el último trimestre, y un perfil horario de mayor producción en horas de la tarde y que disminuye durante la madrugada.¹⁷



Perfil estacional de velocidad del viento (2007-2008)



Velocidad del viento en función de la hora del día (2007-2008)

Ilustración 4-7 Resultados presentados por Inversiones EW para proyecto en Punta Curaumilla (Fuente: DIA Parque Eólico Laguna Verde)

El proyecto como tal no prosperó, y fue traspasado a la empresa Mainstream Renewable Power (MRP), quienes en octubre del 2015 presentaron una nueva DIA para modificar el proyecto de Inversiones EW.

La modificación se basó en una nueva campaña de prospección del recurso en la zona, la que consistió en instalar dos mástiles meteorológicos adicionales con una altura de medición de 80 m.

Los resultados obtenidos por MRP en la campaña de medición se utilizaron para realizar una modelación en detalle del flujo de aire en la zona, lo que a su vez permitió a la empresa optimizar la disposición y modelo de los aerogeneradores considerados en el proyecto original.

El nuevo diseño disminuyó la potencia total instalada de 24 MW a 19,5 MW totales, suministrados mediante 13 aerogeneradores ubicados estratégicamente, los cuales también sufrieron una modificación, pasando de 2 MW de potencia cada uno a 1,5

¹⁷ Jose Escobar, "DIA Parque Eólico Laguna Verde", 2008

MW, elevando levemente su diámetro de rotor de 79 a 80 m y manteniendo la altura de buje en 80 m.

La prospección de viento de MRP arrojó una velocidad de diseño promedio de 7.9 m/s a la altura de buje, un muy buen valor comparado a otros sitios de Chile. Esto se tradujo en un aumento en el factor de planta esperado para el proyecto, de 30% a aproximadamente 45%.

El proyecto también consideró la conexión del parque al sistema interconectado a través de la línea de 66kV que actualmente conecta la subestación en Laguna Verde con la subestación de San Antonio, implicando la extensión de una línea de alta tensión aproximadamente 2 km de longitud desde la subestación elevadora del parque hasta el punto de conexión a la línea.¹⁸

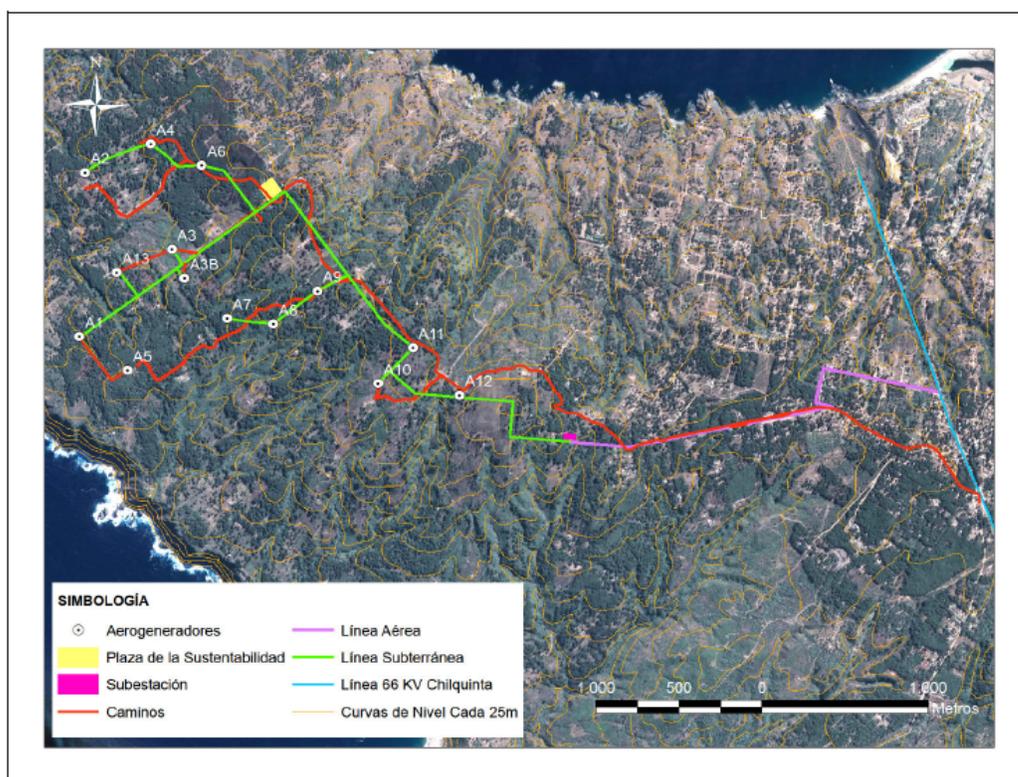


Ilustración 4-8 Disposición de Aerogeneradores en Parque Eólico Laguna Verde (Fuente: DIA Modificación Parque Eólico Laguna Verde)

¹⁸ Tebal, “Declaración de Impacto Ambiental, Proyecto Modificación Parque Eólico Laguna Verde”, 2011

A la fecha el parque no se ha construido y su aprobación ambiental ya ha caducado.

El último estudio a mencionar corresponde al realizado por los estudiantes de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), Henry González y Santiago González, quienes analizaron en el año 2012 la factibilidad de suministro eléctrico a un camping ubicado en el área mediante energía eólica.¹⁹

Este trabajo determinó el potencial eólico basándose nuevamente en los datos obtenidos por la UPLA y su posterior procesamiento por la Universidad de Chile y la CORFO, adicionalmente, observaron las conclusiones obtenidas por el desarrollo realizado por EW Inversiones para el parque eólico Laguna Verde para ratificar las condiciones de viento en la zona.

Los estudiantes evaluaron la posibilidad de instalar un aerogenerador marca Windspot de 3,5 kW de potencia; esta opción, les entregó una estimación de generación de 7.927 kWh anuales y 21,7 kWh diarios, traducándose en un factor de planta de 25,9%. Si bien los resultados son un buen punto de partida para estimar la generación en el sitio, la forma de cálculo fue un tanto rudimentaria, tomando en cuenta un número muy limitado de parámetros de entrada en la estimación, según se aprecia en la Ilustración 4-9.

Cálculo de energía		RESULTADOS	
Media de viento (m/s)	6	Media viento a altura del eje (m/s)	6,04
Factor K de Weibull	3	Factor de corrección de densidad (%)	-1,2
Altitud (m)	130	Tiempo de Operación (%)	95,3
Factor de cortadura	0,11	Horas equivalentes (h/año)	2265
Alt. anemómetro (m)	140	Potencia media (W)	905
Altura de la torre (m)	148	Energía diaria (KWh)	21,7
Factor de turbulencia	1	Energía Anual (KWh)	7927
Modelo de Windspot (kW)	3,5		

Ilustración 4-9 Parámetros de entrada y salida de generación eólica en informe H.Gonzalez y S.Gonzalez (Fuente:19)

¹⁹ Henry González V, Santiago Gonzalez P., “Abastecimiento de Energía Eólica Mediante Turbina Eólica Para Alimentar Camping del Borde Costero de Laguna Verde”, 2012.

La solución propuesta en el informe tomó en cuenta además del aerogenerador, un banco de baterías de 20,4 kWh emparejado a un inversor de 6 kW de potencia, entregando así un rango de holgura para la demanda total calculada de 4,2 kW de potencia y 18,2 kWh de energía consumida diariamente en el recinto evaluado.

El estudio concluye que la implementación de la solución es técnica y económicamente viable al compararla contra la electrificación conectándolo a la red de distribución, esto último basándolo en el consumo mensual y el costo del kWh de energía asociado a la zona y sumando un monto de inversión importante por la necesidad de instalación de una línea de tensión para llegar hasta el punto de distribución existente más cercano. Sin embargo, no se sensibilizó la opción de instalación de un generador convencional a base de combustible, lo cual generalmente es la alternativa más común en este tipo de casos.

4.5 Potencial Eólico

El sector de Punta Curaumilla es reconocido por sus frecuentes y fuertes vientos, los que, según los habitantes de la zona, se mantienen constantes durante todo el año. En la presente sección se caracteriza el potencial eólico del lugar según información pública disponible.



Imagen 4-7 Vegetación local afectada por el viento

4.5.1 Datos Eólicos Punta Curaumilla

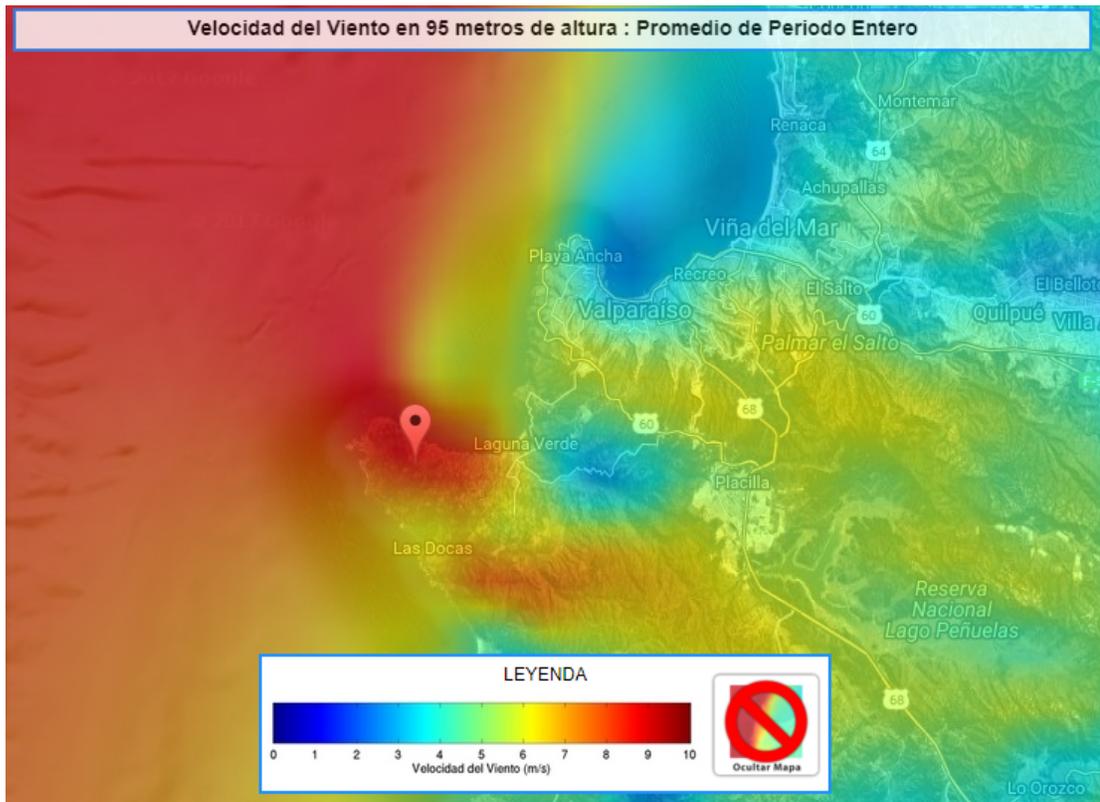


Ilustración 4-10 Mapa de velocidad de viento (Fuente: Explorador Eólico)

El explorador eólico muestra un claro potencial de buen viento en la zona de Punta Curaumilla (ver Ilustración 4-10). A diferencia de otras zonas del país (e.g. Taltal, Renaico) este potencial se encuentra fuertemente localizado a un área relativamente pequeña.

El explorador eólico pone a disposición del usuario datos de velocidad de viento representativos del año 2010, modeladas cada una hora y a múltiples alturas. Adicionalmente cada set de datos incluye además la dirección del viento y la densidad del aire. Se modelaron 12 alturas en total: 5.5m, 16m, 26m, 37m, 47m, 57m, 68m, 78m, 95m, 125m, 168m y 224m.

A fin de analizar preliminarmente la zona, se extrajo la data del explorador eólico en 3 puntos distintos, para todas las alturas disponibles. Los puntos seleccionados se ilustran a continuación.

Tabla 4-1 Coordenadas de puntos analizados Explorador Eólico

Punto 1 (Faro Curaumilla)		Punto 2 (Transición)		Punto 3 (Centro Tecnológico)	
Latitud	Longitud	Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
-33.0997	-71.7398	-33.097	-71.7312	-33.0948	-71.7222



Ilustración 4-11 Ubicación puntos analizados en explorador eólico

4.5.1.1 Punto 1: Faro Punta Curaumilla (lat -33.0997, lon -71.7398)

El punto 1 se encuentra ubicado en el sector del faro Punta Curaumilla, a 56 m de altura sobre el nivel del mar. El recinto es controlado por la armada de Chile y por ende de acceso prohibido a la población general.

A diferencia del resto de Punta Curaumilla, la zona del faro se caracteriza por tener vegetación de baja altura, en un terreno irregular y de alta pendiente, esto último traduciéndose en un obstáculo al viento proveniente desde el mar.



Ilustración 4-12 Relieve sector Faro Punta Curaumilla (fuente: Google Maps)

Los datos obtenidos desde el Explorador Eólico se procesaron utilizando el software Windographer, desarrollado por la empresa AWS Truepower, y que permite obtener un análisis comprensivo de series de datos de viento y otros factores meteorológicos para luego ser exportados y utilizados en software de modelación de parques eólicos (e.g. WAsP, Openwind, Windfarmer).

Los resultados del análisis realizado a la serie de datos asociados al punto 1 se presentan a continuación:

4.5.1.1.1 Resumen General

Para el Punto 1, se descargaron los datos correspondientes a cada altura modelada por el Explorador Eólico. La Tabla 4-2 muestra un resumen de la principal información de cada serie.

Altura de modelación (m)	222	167	124	94	77	67	56	46	36	25	15	5
Velocidad promedio (m/s)	8.6	8.6	8.5	8.3	8.2	8.1	8.0	7.8	7.6	7.2	6.6	5.0
Velocidad mínima (m/s)	0.04	0.09	0.14	0.08	0.06	0.05	0.05	0.10	0.04	0.04	0.12	0.04
Velocidad máxima (m/s)	26.7	26.2	25.6	24.8	24.2	23.7	23.1	22.3	21.2	19.7	17.2	12.1
Dirección predominante	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S

Tabla 4-2 Resumen datos modelados sector Faro Punta Curaumilla

Según la norma internacional IEC²⁰, y los promedios asociados a cada altura, la clase de vientos encontrada en el sitio corresponde a clase III para alturas bajo 37 metros, pasando luego a ser clase II hasta los 124 metros, y clase I en las alturas superiores.

Dada esta clasificación, se asevera que la zona del Faro Punta Curaumilla presenta vientos bastante fuertes con respecto a otros sitios de Chile, donde la mayor parte de los parques eólicos actualmente en funcionamiento operan utilizando turbinas diseñadas para vientos de clase III a alturas de buje de 80 metros o más¹².

Es importante destacar que la serie de datos modelada por el Explorador Eólico no informa sobre el nivel de turbulencia en ninguna de las alturas, lo cual corresponde a una variable fundamental al momento de diseñar y seleccionar el prototipo de turbina a instalar en el sitio, dado que la turbulencia indicara el grado de fluctuación en las cargas inducidas sobre la turbina, afectado su vida útil y/o su rendimiento en el sitio.

²⁰ International Electrotechnical Commission, "International Standard IEC 61400-1:2005, Wind turbines - Part 1: Design requirements", 2005

4.5.1.1.2 Distribución del Viento

Para efectos prácticos, el análisis en la distribución de la velocidad del viento se realiza a la altura más cercana a 50 m provista por el explorador, la que en el presente caso corresponde a 47.5 m. Esto debido a que las maquinas que se evaluarán en secciones posteriores, corresponderán a turbinas de tamaño mediano (e.g. 500 kW), con alturas de buje menores a 100 m.

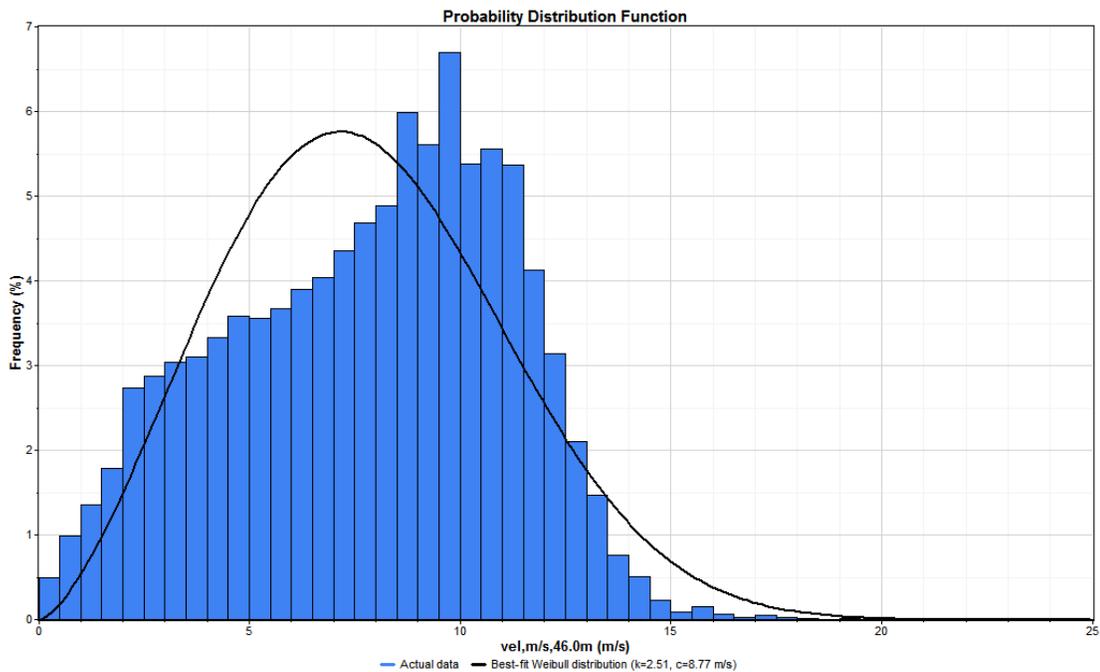


Gráfico 4-1 Distribución anual de velocidad sector Faro Punta Curaumilla

El Gráfico 4-1 muestra el histograma anual de distintos intervalos de velocidad de viento obtenidos de la modelación del Explorador Eólico. Con estos datos, Windographer utiliza el método de Máxima Verosimilitud para encontrar, de forma iterativa, los parámetros k y c de la curva de Weibull que mejor se aproxima a los datos obtenidos.

Si bien la distribución de Weibull no se alinea perfectamente a los datos, esta presenta una buena representatividad, obteniéndose un coeficiente de determinación R^2 de 0.83, sin embargo, la curva tiende a sobrestimar los rangos de velocidades bajas/medias (i.e. 3-8 m/s) y a subestimar velocidades medias/altas (i.e. 8-13 m/s)

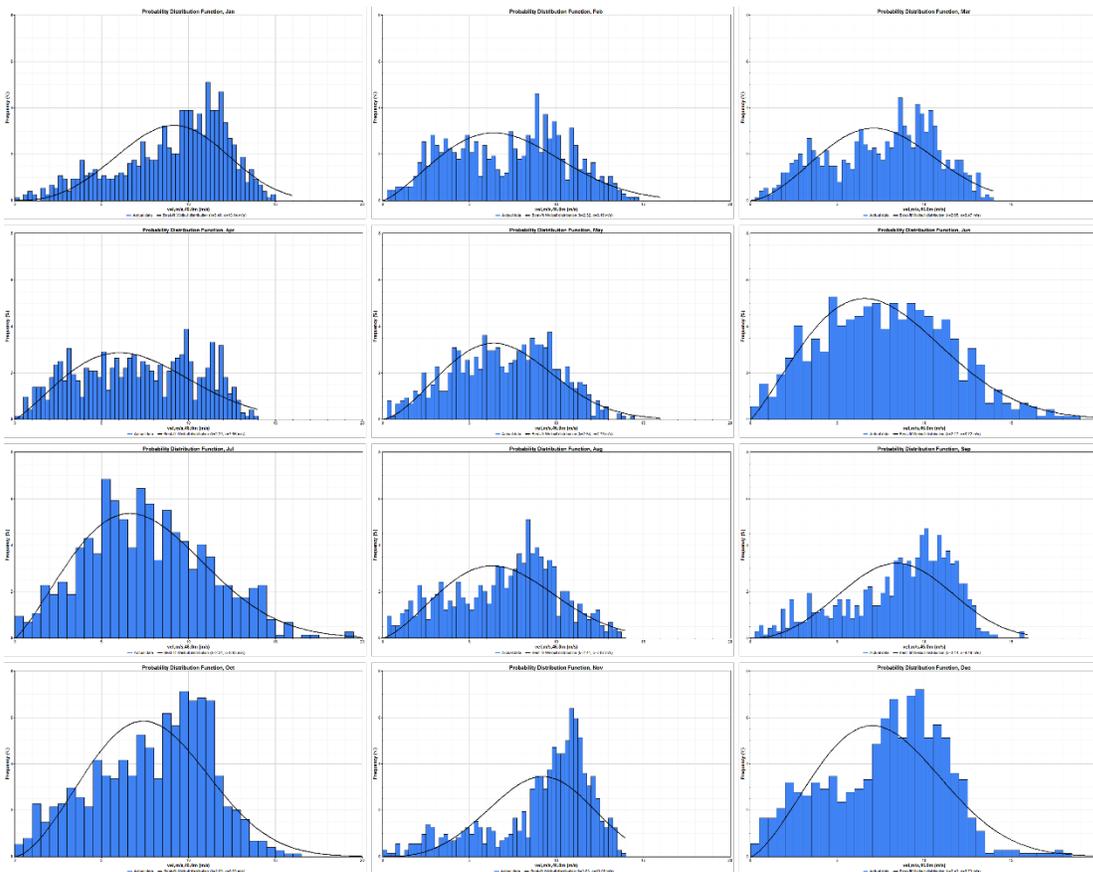


Gráfico 4-2 Distribución mensual de viento sector Faro Punta Curaumilla

Una mirada a la distribución de velocidades a nivel mensual revela la variabilidad en el comportamiento del viento según la estación.

Se observa una baja dispersión durante los meses de primavera/verano, concentrándose en velocidades altas (i.e. ~ 10 m/s), sin embargo, la correlación con el ajuste Weibull no es buena, con un coeficiente R muy variable entre 0.20 y 0.70

Por otro lado, durante los meses de otoño/invierno, la velocidad del viento tiende a disminuir, concentrándose alrededor de velocidades medias (i.e. ~ 8 m/s) pero aumentando su dispersión, probablemente debido a ráfagas provocadas por temporales invernales. La distribución durante estos meses se adecua de forma más fiel a la distribución de Weibull, particularmente en los meses de junio y julio, obteniéndose en estos un coeficiente de determinación de 0.91 y 0.90 respectivamente.

4.5.1.1.3 Dirección

Adicional a los datos de velocidad, la modelación del explorador eólico entrega también datos de dirección de procedencia del viento a distintas alturas. Mediante el software Windographer se realizan distintas gráficas de la rosa de vientos.

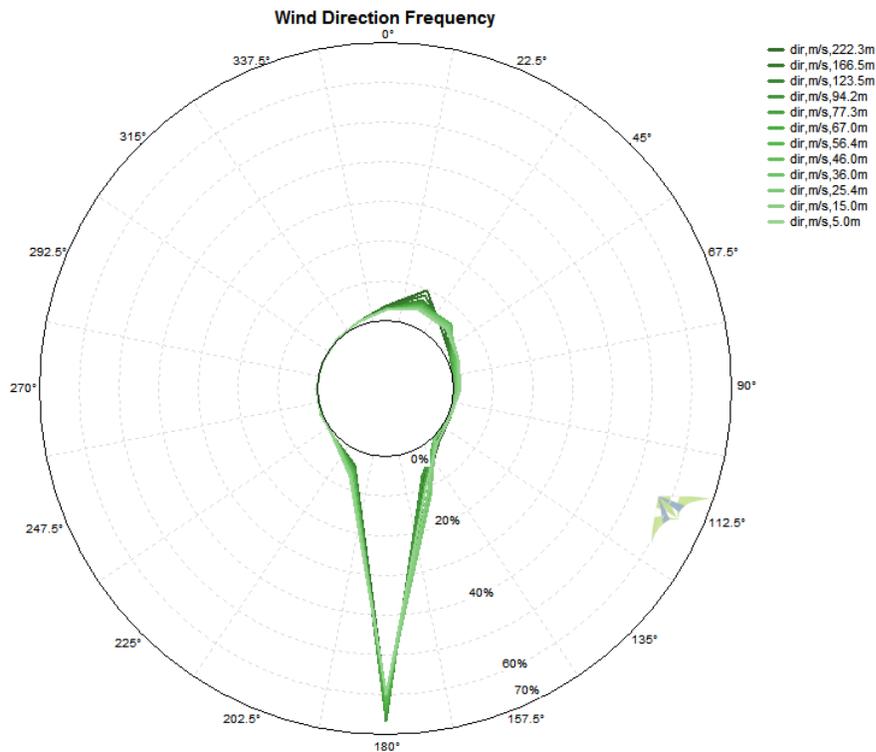


Gráfico 4-3 Rosa de viento anual a múltiples alturas, sector Faro Punta Curaumilla

El Gráfico 4-3 muestra la frecuencia anual de dirección del viento para todas las alturas modeladas en un rango de 360° dividido en 16 sectores; se denota que la dirección predominante del sitio es sur en cada altura.

El cambio en dirección a distinta altura se denomina viraje del viento el cual puede ser analizado de mejor manera al graficar la dirección promedio vs la altura de medición tal como en el gráfico a continuación.

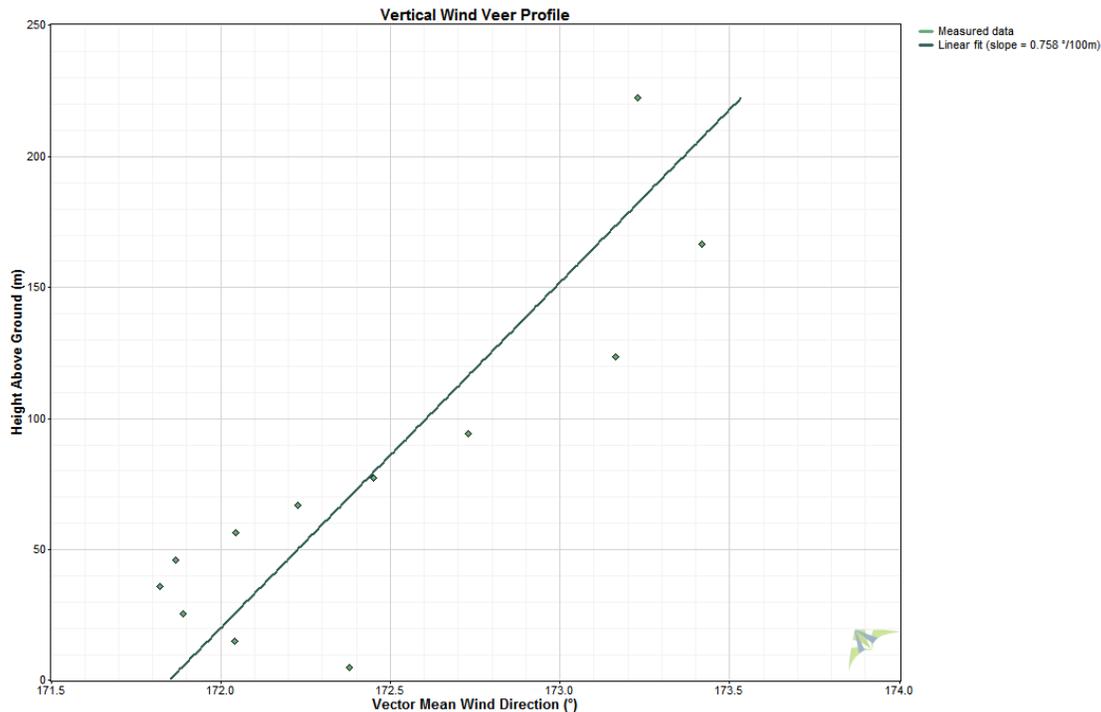


Gráfico 4-4 Viraje promedio anual del viento sector Faro Punta Curaumilla

Según el Gráfico 4-4, la variación anual en la dirección del viento es muy leve conforme aumenta la altura, dando la impresión de una variación un tanto errática en la dirección. La regresión lineal realizada por el software, indica una pendiente de 0.76° , indicando una tendencia horaria en el cambio de dirección de 0.76° por cada 100 metros de aumento en altura.

Es importante destacar que, al igual como ocurre con la velocidad, la dirección del viento también varía según la estacionalidad del año.

El Gráfico 4-5 muestra la distribución de vientos para cada mes del año modelado. Si bien la predominancia sur se mantiene constante, durante los meses más fríos de otoño/invierno surgen vientos opuestos, provenientes del noreste; estos vientos tienen una distribución mucho más dispersa, posiblemente debido que son vientos producidos por otros efectos climáticos (e.g. tormentas), lo cual concuerda con lo esperado para esta estación.

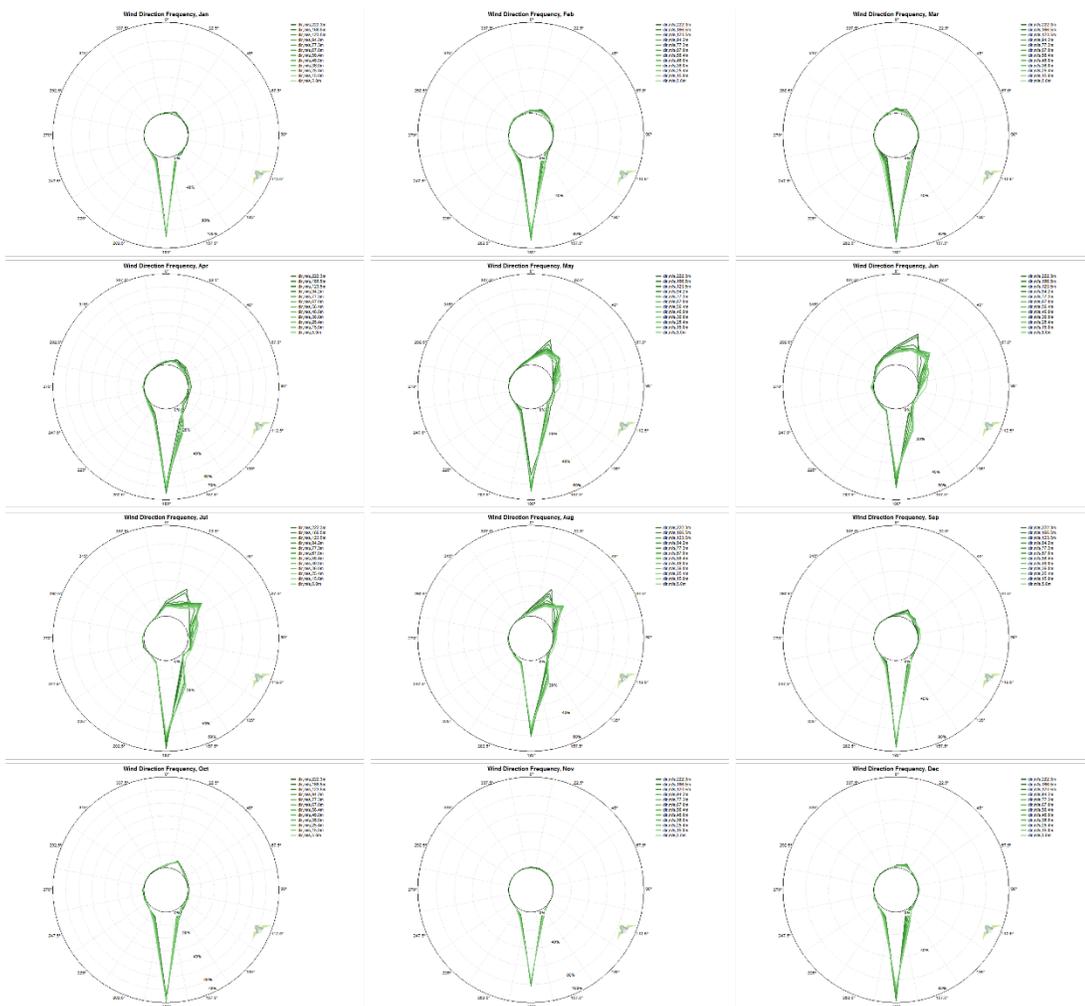


Gráfico 4-5 Rosa de viento mensual sector Faro Punta Curaumilla

La herramienta Windographer permite también realizar un análisis más detallado de la dirección a la altura de interés de 47,5 m, a través de un gráfico de frecuencia de viento según dirección y velocidad, ilustrado a continuación.

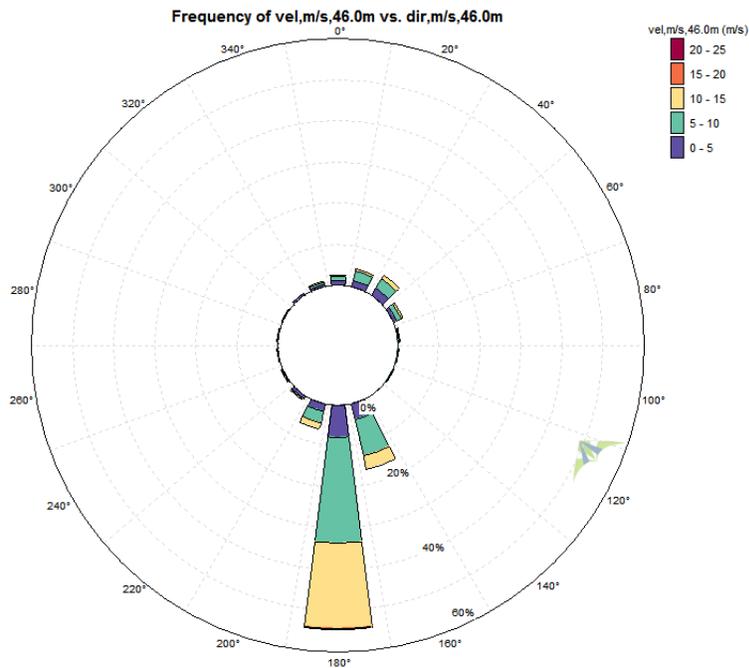


Gráfico 4-6 Frecuencia anual de velocidad según dirección del viento sector Faro Punta Curaumilla

Se puede apreciar en el gráfico previo, que la velocidad más frecuente, en la dirección predominante sur, corresponde a vientos medios a altos, entre 5 a 15 m/s.

4.5.1.1.4 Perfil Vertical

La capa límite atmosférica corresponde a la parte más baja de la atmosfera, y que se ve afectada por su contacto con la superficie terrestre. Las distintas rugosidades con las que se encuentra el flujo atmosférico producen efectos de turbulencia, afectando y generando fuertes gradientes en factores como velocidad de viento, temperatura, humedad, etc.

De particular interés es el efecto que se produce en la velocidad del viento; la viscosidad del aire, en conjunto con la rugosidad de la superficie de la tierra (e.g. Bosques, edificaciones, plantaciones), produce un esfuerzo de corte sobre la parte más baja de la capa límite atmosférica, obedeciendo a la condición de “deslizamiento cero”, la cual asume que un fluido tiene velocidad cero en el punto de contacto con una superficie sólida, generando lo que es comúnmente conocido como cizalladura de viento.

La cizalladura de viento corresponde al gradiente de velocidad entre la superficie y la parte superior de la capa límite atmosférica, por sobre la cual el flujo de viento se considera geostrófico. El gradiente de velocidad de viento comúnmente sigue un perfil que varía de acuerdo a la ley potencial con un coeficiente exponencial (α) constante, sin embargo, el ajuste no siempre es exacto.

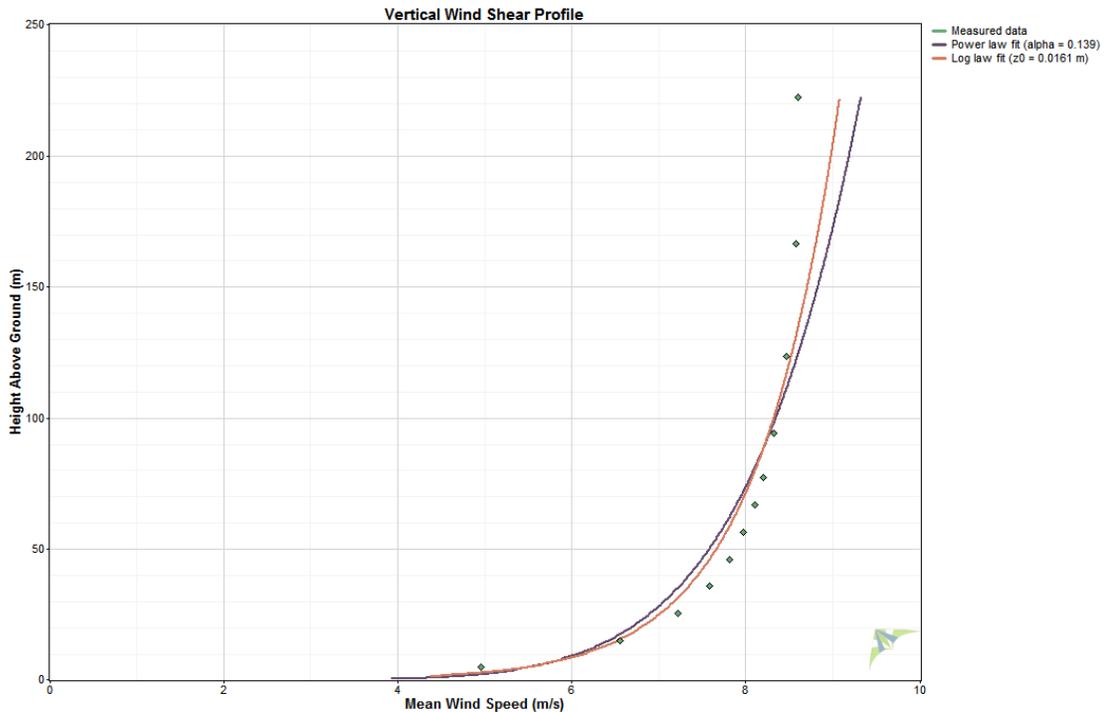


Gráfico 4-7 Perfil anual de viento vertical sector Faro Punta Curaumilla

El Gráfico 4-7 muestra 3 variables distintas: Los puntos corresponden a la velocidad modelada por el Explorador Eólico en cada altura; la línea negra corresponde al mejor ajuste de la curva potencial; la línea roja muestra otra curva de ajuste que podría calzar de mejor manera, la cual está basada en la ley logarítmica. Esta última suele ajustarse mejor para los primeros 20 m desde el suelo; sobre esta altura la ley de potencial y la ley logarítmica comúnmente entregan resultados similares.

El perfil de viento en el Faro Punta Curaumilla denota un comportamiento muy peculiar, presentando un corte muy pronunciado en los primeros 100 metros ($\alpha \approx 0.17$), lo cual se traduce en un cambio muy rápido en la velocidad conforme aumenta la altura.

Por el contrario, sobre los 100 m, la cizalladura disminuye de forma abrupta ($\alpha \approx 0$), es decir la velocidad casi no aumenta con la altura, llegando incluso a no haber un cambio entre las dos alturas más altas modeladas (i.e. 224m y 168m) tal como se indica en la Tabla 4-2.

Este comportamiento hace que las curvas exponencial y logarítmica no se ajusten exactamente, resultando en el caso de la primera en un coeficiente α de aproximadamente 0.14.

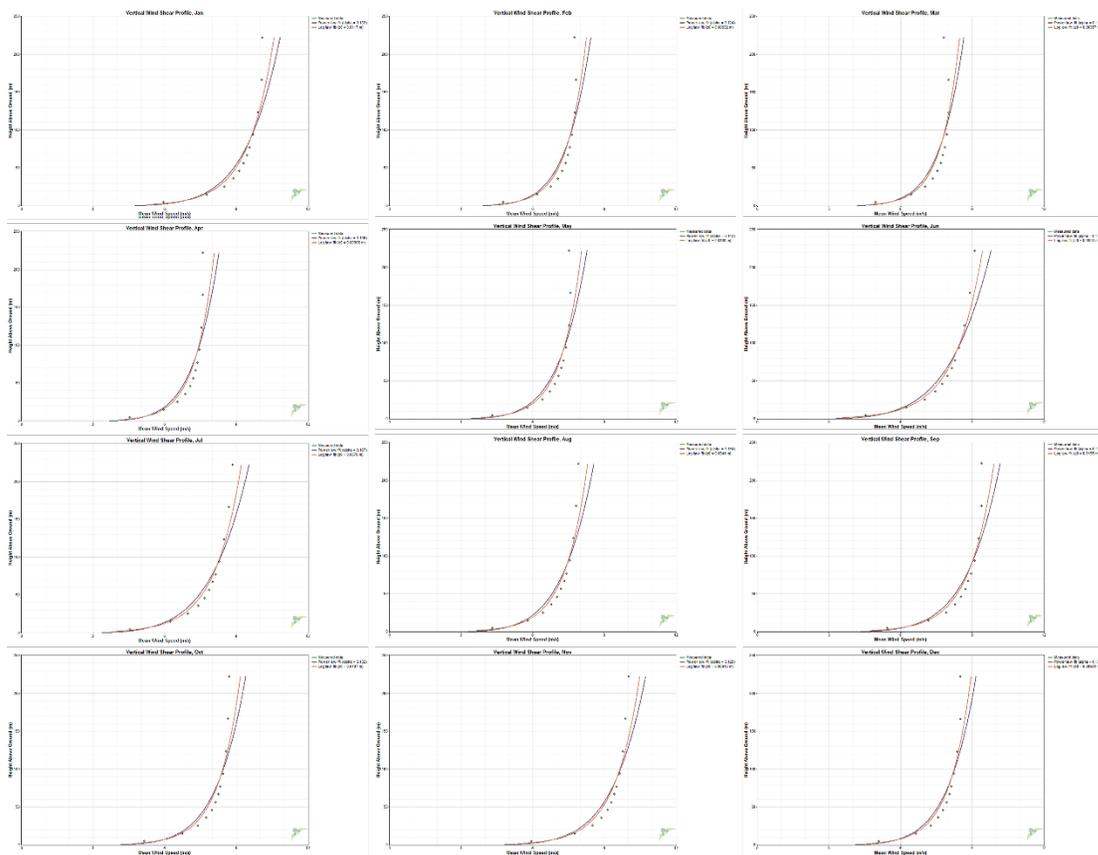


Gráfico 4-8 Variación mensual perfil vertical de viento sector Faro Punta Curaumilla

El análisis mensual del perfil vertical del viento, según se muestra en el Gráfico 4-8, indica una leve variación estacional. Si bien las velocidades medias cambian, todas lo hacen en proporciones similares, dando lugar a una variación en el coeficiente exponencial α entre 0.12 y 0.18.

4.5.1.1.5 Perfil Diario

El perfil diario de viento muestra como este se comporta en promedio hora a hora durante un día completo.

En el sector energético comercial de gran escala, el perfil diario permite a las generadoras analizar la competitividad de un parque eólico frente a otras tecnologías; dependiendo de las horas en que el parque funcione dependerá también de los ingresos que pueda recibir en caso de estar vendiendo la energía producida al llamado mercado spot, o bien de las compras de energía a realizar al mercado spot en caso de estar suministrando algún contrato de suministro energético.

Para el presente estudio, el perfil diario podría determinar la complementariedad que tendría el Centro Tecnológico con la tecnología solar existente en el sector, esta última teniendo evidentemente un perfil diurno.

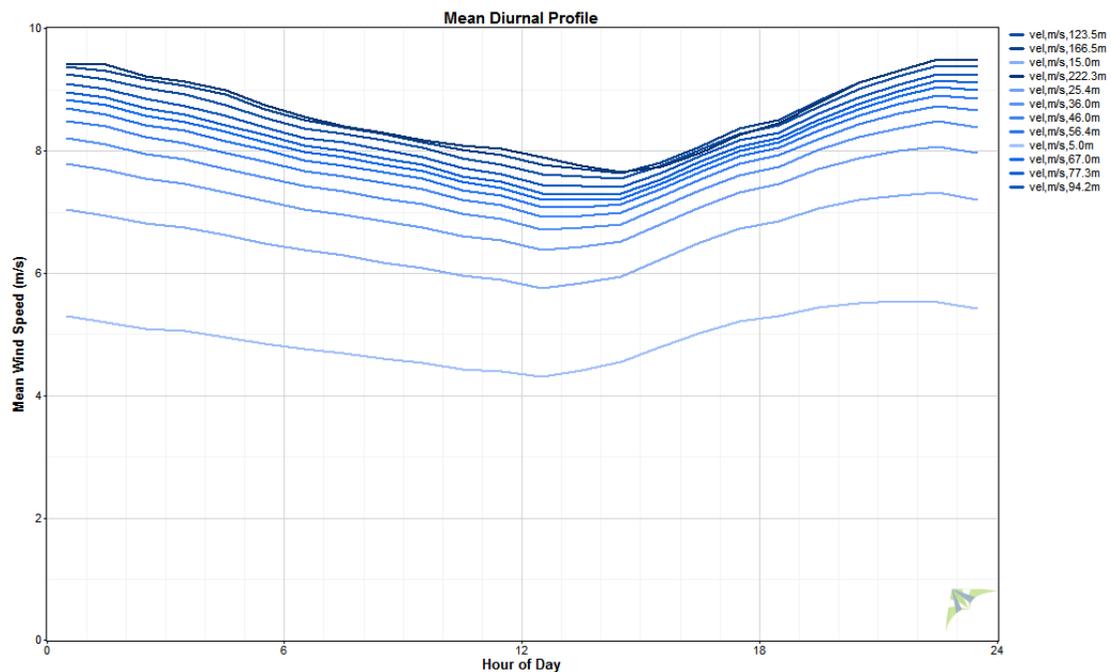


Gráfico 4-9 Promedio Anual Perfil diario sector Faro Punta Curaumilla

El Gráfico 4-9 muestra el promedio anual del comportamiento horario del viento en el Faro de Punta Curaumilla para todas las alturas modeladas. Se observa como la

velocidad en promedio aumenta durante las horas nocturnas y disminuye durante el día, alcanzando la menor velocidad alrededor de las 12 del día.

De igual forma que los otros parámetros del sitio, el perfil diario varía dependiendo de la época del año tal como se grafica a continuación.

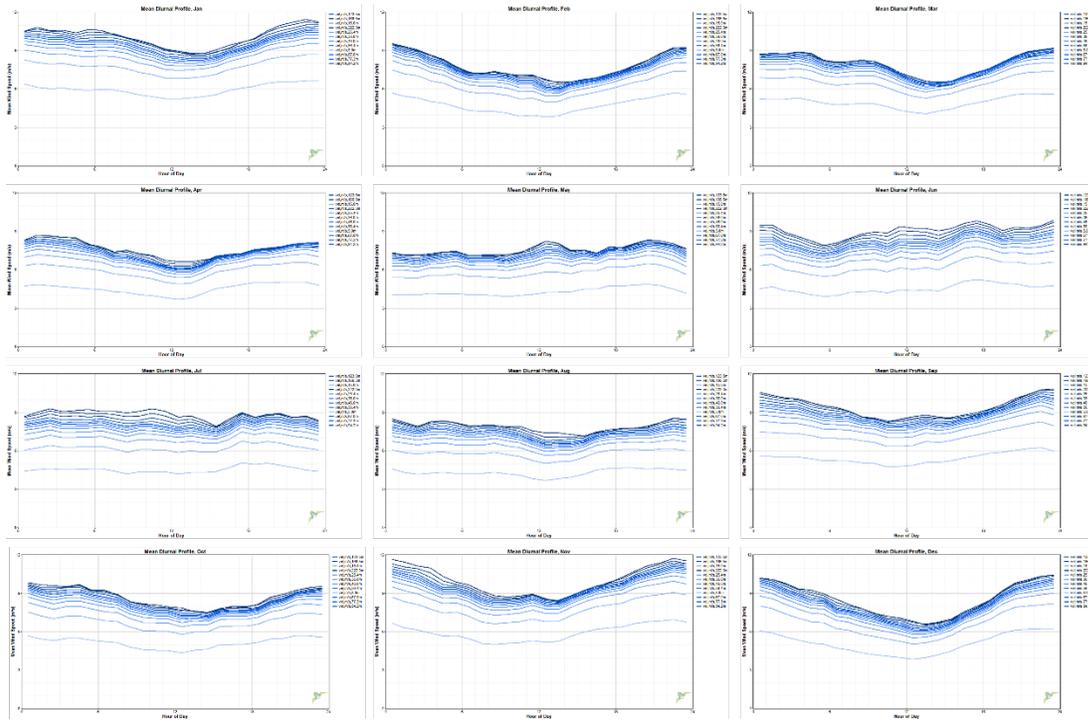


Gráfico 4-10 Variación mensual de perfil diario sector Faro Punta Curaumilla

Acorde con lo observado en la distribución mensual de velocidades, el Gráfico 4-10 muestra una disminución en la velocidad general del perfil diario durante los meses de otoño/invierno, aumentando fuertemente durante los meses de primavera/verano.

Adicionalmente, se nota un cambio en la forma del perfil, presentando un valle pronunciado en las horas diurnas durante los meses más cálidos, particularmente durante el mediodía; asimismo durante los meses de bajas temperaturas, el comportamiento cambia a un régimen estable, sin gran variación hora a hora.

4.5.1.2 Punto 2: Sector de transición (lat -33.1022, lon -71.703)

El punto 2 corresponde al punto que se encuentra a mitad de camino entre la zona del faro (desde donde proviene el viento) hasta el área de potencial emplazamiento del Centro Tecnológico. Es importante analizar este punto pues permite caracterizar como la topografía y vegetación del lugar afectan el flujo a medida que cruza la península.

Este punto se encuentra ubicado a alrededor de 90 m sobre el nivel del mar en una zona de bosques densos, principalmente de eucaliptus y pinos, significando un alto nivel de rugosidad superficial.

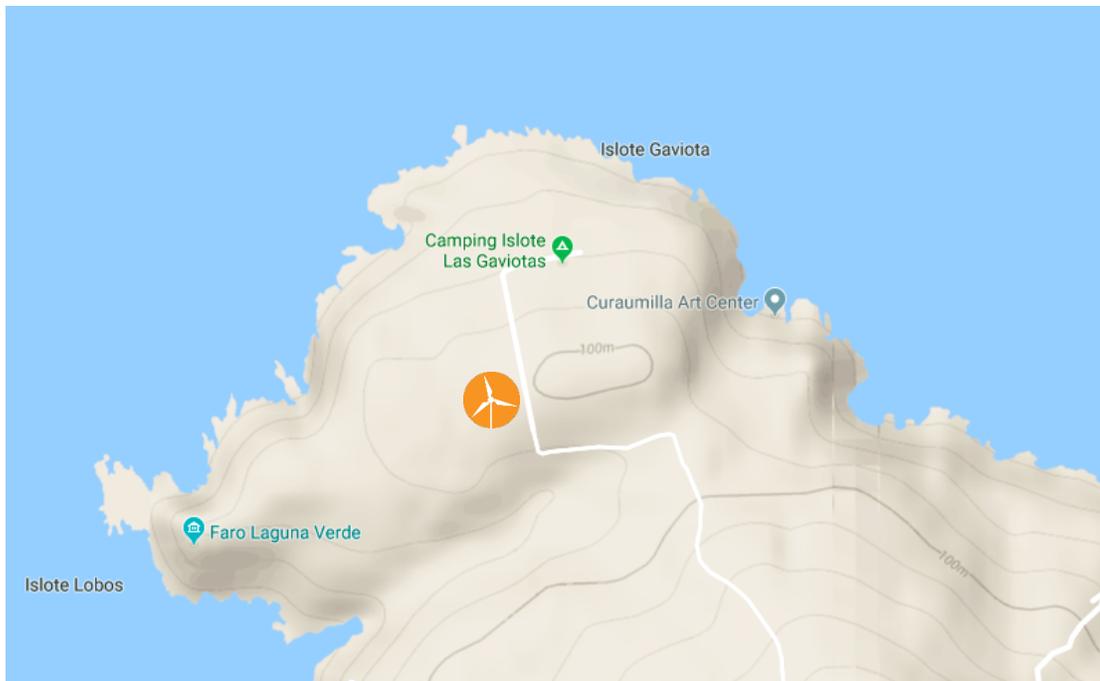


Ilustración 4-13 Relieve sector de transición (Fuente: Google Maps)

La pendiente de la zona es poco pronunciada, con una inclinación promedio de 3.6%; esta característica ha fomentado la instalación de viviendas y campings en el sector, las que a su vez han visto la necesidad de talar y limpiar de vegetación las zonas de sus emplazamientos, reduciendo la densidad arbórea del lugar.

4.5.1.2.1 Resumen General

Análogo al Punto 1, se descargaron los datos correspondientes a cada altura modelada por el Explorador Eólico en el Punto 2, según lo muestra la Tabla 4-3.

Altura de modelación (m)	224	168	125	95	79	68	58	48	37	27	17	6
Velocidad promedio (m/s)	8.9	9.0	8.9	8.8	8.6	8.5	8.3	8.1	7.8	7.3	6.4	4.5
Velocidad mínima (m/s)	0.12	0.02	0.10	0.06	0.10	0.09	0.06	0.03	0.08	0.06	0.02	0.07
Velocidad máxima (m/s)	25.9	25.5	25.0	24.3	23.8	23.4	22.9	22.2	21.4	20.1	18.1	13.7
Dirección predominante	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	SSO

Tabla 4-3 Resumen datos modelados sector de transición.

Según la norma internacional IEC²⁰, y los promedios asociados a cada altura, las clases de vientos encontradas en el sitio difiere de aquellas encontradas en el punto 1; los vientos de clase III se obtienen entre los 27 y los 37 m, pasando luego a ser clase II hasta los 68 metros, y clase I en las alturas superiores.

Al comparar los datos con el Punto 1 y tomando en cuenta las clases recién definidas, se observa que en el Punto 2 los vientos aumentan en intensidad para alturas más bajas, adicionalmente, se denota un fenómeno de disminución de velocidad en la mayor altura registrada (224m) en comparación a la segunda mayor altura (168m).

En el caso de la dirección, la predominancia continúa siendo sur, sin embargo, hay un leve viraje hacia el suroeste en las menores alturas modeladas, pudiendo ser causado por la topografía del lugar.

4.5.1.2.2 Distribución del Viento

Tal como se hizo para el Punto 1, se presenta a continuación la distribución de velocidades para la altura de 48m modelada por el explorador eólico.

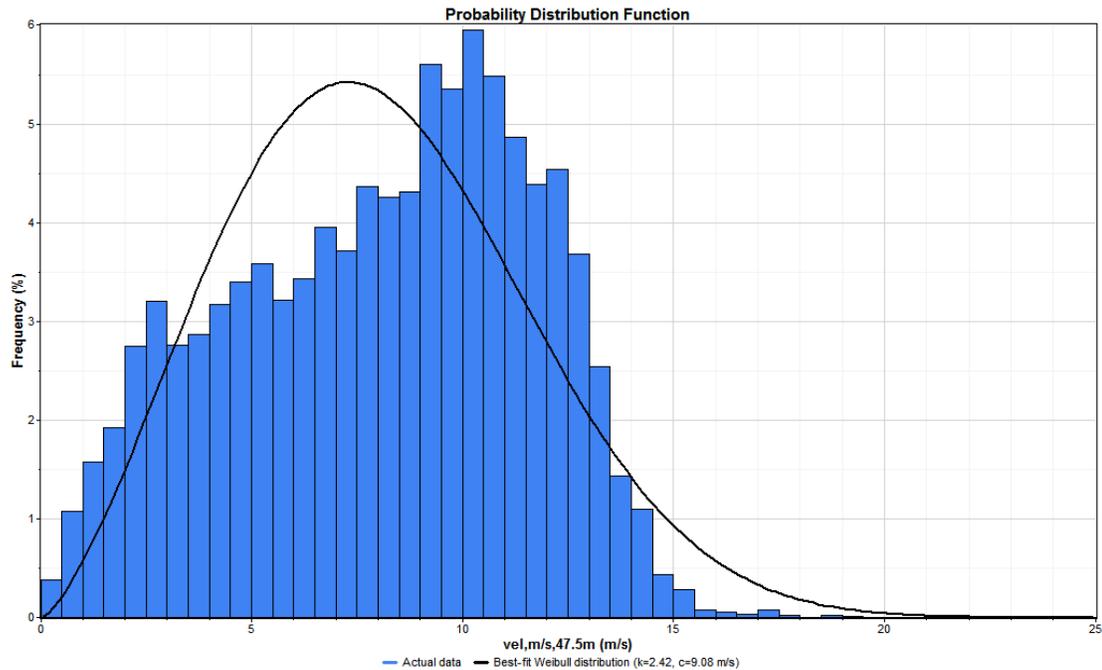


Gráfico 4-11 Distribución anual de viento sector de transición

El Gráfico 4-11 demuestra una gran similitud entre la distribución de velocidades del Punto 1 y el Punto 2, con una predominancia en velocidades altas (>10m/s). Por otro lado, el ajuste Weibull indica un leve aumento en la dispersión, evidenciado por un factor k de 2.4 vs 2.5 en el Punto 1.

De igual manera, el coeficiente R indica una buena representatividad de la curva Weibull, con un valor de 0.80, sin embargo, tal como se ve en el Gráfico 4-11, el ajuste tiende a sobrestimar las velocidades en rangos bajos/medios y a subestimar aquellas en rangos superiores.

Además de la distribución anual, la zona también presenta semejanzas en su distribución a nivel estacional, según se grafica a continuación.

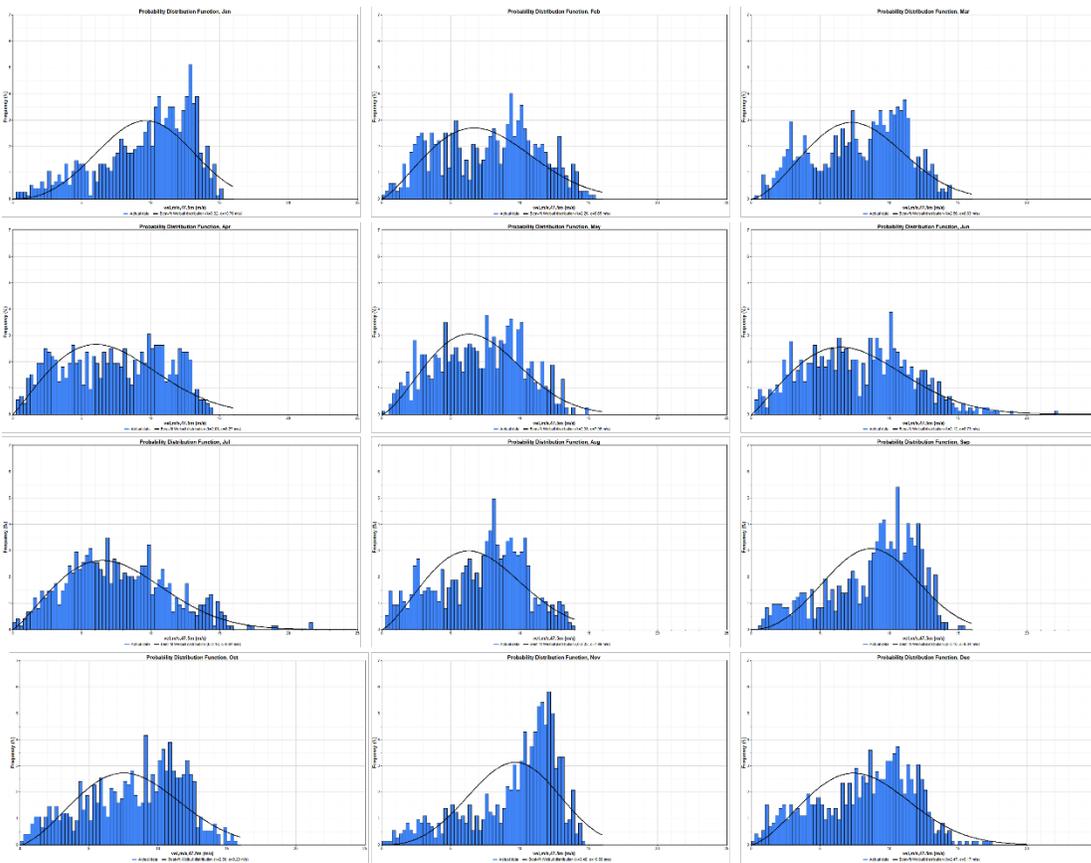


Gráfico 4-12 Distribución mensual de viento sector Transición

Tal como en el Punto 1, la distribución mensual presenta cambios notorios entre los meses cálidos de primavera/verano y los meses más fríos de otoño/invierno.

Durante los meses de mayores temperaturas, la dispersión en la distribución tiende a ser menor, concentrándose en velocidades altas (10 m/s) aunque sin una forma clara, como ejemplo, el mes de febrero presenta una tendencia a la bimodalidad concentrada alrededor de los 5 y los 10 m/s. Esta irregularidad en la frecuencia de velocidades reduce en gran medida la precisión del ajuste Weibull, resultando, al igual que en el punto 1, en coeficientes R de entre 0.3 a 0.7 para estos meses.

Inversamente, los meses de invierno se ajustan mucho mejor a la curva Weibull, pero aumentando su dispersión, nuevamente se presume debido a altas velocidades de viento producidas por los temporales que afectan la zona durante los meses de invierno.

4.5.1.2.3 Dirección

De igual forma que en el punto anterior, mediante el software Windographer se grafica la dirección del viento modelada por el explorador eólico para todas las alturas, divididas en 18 zonas.

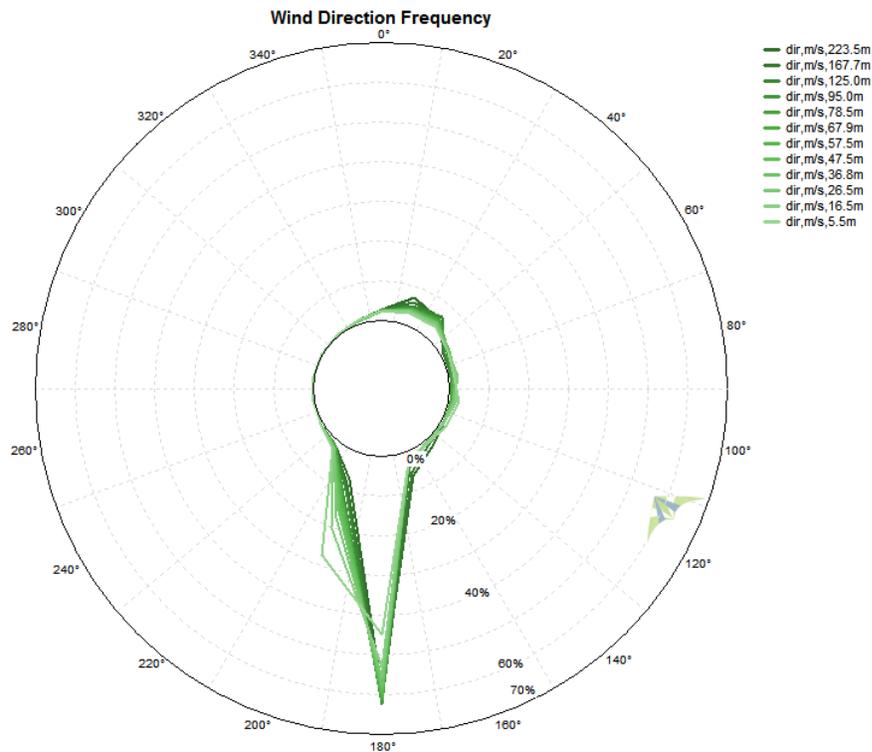


Gráfico 4-13 Dirección anual de viento sector de transición.

Se observa en el Gráfico 4-13 que la tendencia general de la dirección del viento en la zona de transición es predominantemente sur para todas las alturas modeladas. Sin embargo, a diferencia de lo visto en el Punto 1, las velocidades más bajas presentan además una leve tendencia de dirección hacia el sur-suroeste, presuntamente causado por el relieve de la zona.

El viraje mencionado se puede apreciar de mejor manera al graficar la dirección promedio en relación a la altura modeladas, según se ilustra a continuación:

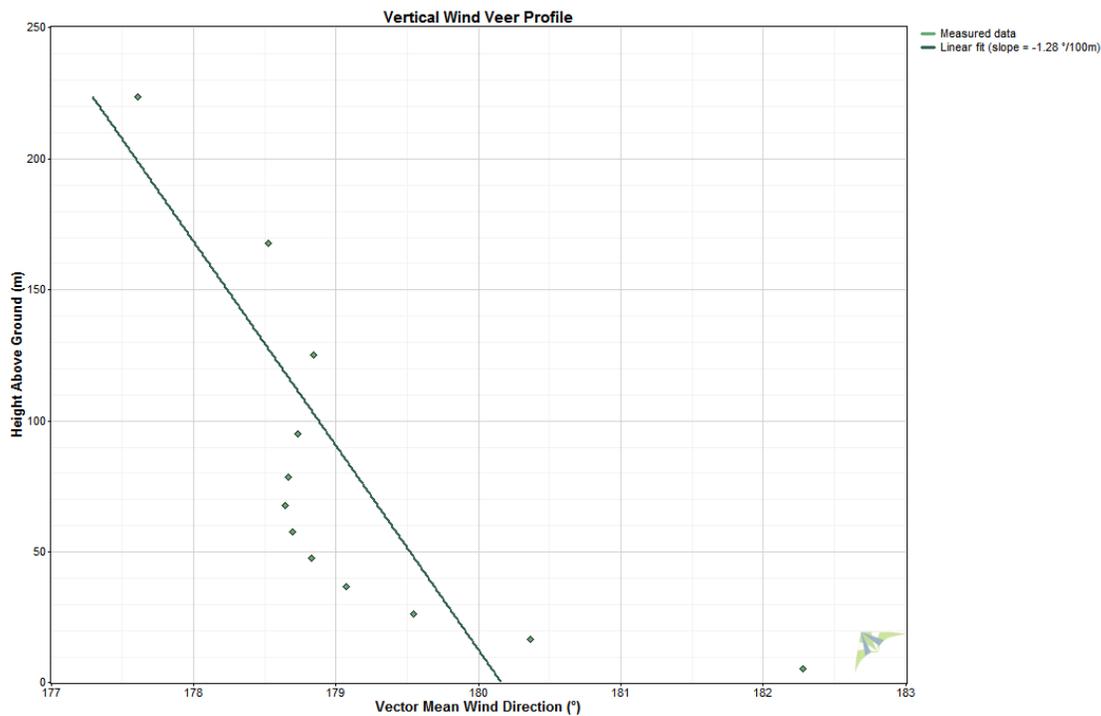


Gráfico 4-14 Viraje promedio anual del viento sector de transición.

El Gráfico 4-14 demuestra lo estipulado recientemente, en donde la dirección del viento gira bruscamente hacia el sur-suroeste en alturas bajas, no obstante, sobre los 50 m de altura, el flujo vuelve a virar levemente en sentido opuesto para luego volver a la dirección de giro inicial antihorario.

Al realizar un ajuste lineal, se obtiene una recta con pendiente de -1.28° , significando que el cambio de dirección que se produce en el flujo es muy leve, variando de forma antihoraria en solo 1.28 grados cada 100 metros de altura, aunque se debe destacar que, según se puede apreciar en el Gráfico 4-14, él ajuste es muy aproximado. Al realizar un análisis subdividido cada 5 niveles de altura, se obtiene que las más bajas resultan en una pendiente de -8.21° , vale decir una gran variabilidad de dirección; las 5 alturas medias dan -0.03° , significando que casi no hay cambio de dirección; mientras que para las restantes se obtiene -1.64° , o bien un leve cambio, mucho menor al obtenido a bajas alturas.

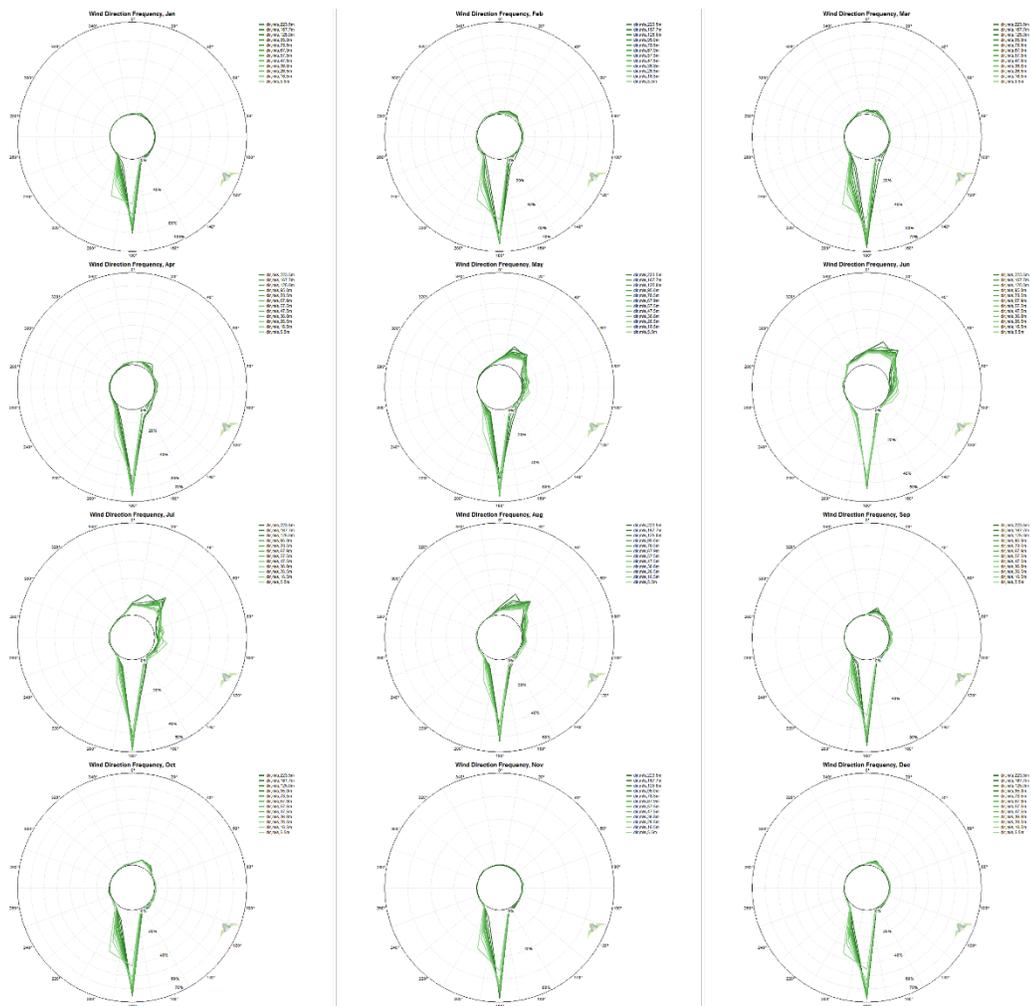


Gráfico 4-15 Rosa de viento mensual sector de transición.

La variación estacional de la dirección del viento, presentada en el Gráfico 4-15 muestra que la tendencia sur del viento se mantiene durante todos los meses del año, sin embargo, el viraje que ocurre a bajas alturas se atenúa durante los meses de invierno.

Por otra parte, se repite la presencia de vientos norestes dispersos en los meses de invierno, se presume nuevamente que estos vientos ocurren en condiciones de temporal, en donde la dirección y velocidad del viento cobra una condición errática, disímil de los vientos costeros normales.

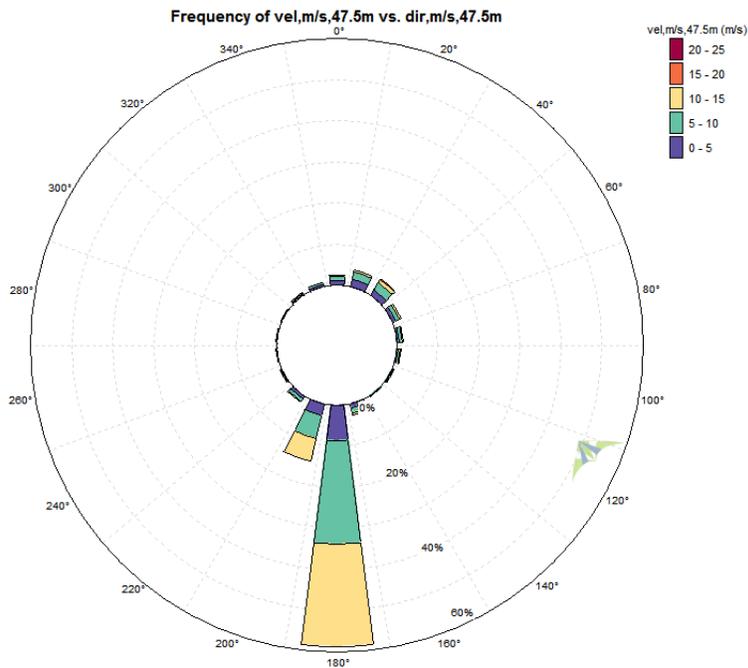


Gráfico 4-16 Frecuencia anual de velocidad según dirección del viento sector de transición.

Al graficar la frecuencia de velocidad en función de la velocidad se observa que la predominancia sur se compone principalmente por vientos medios/altos de entre 5 y 15 m/s. Adicionalmente, la data indica que los vientos máximos ocurren en la dirección noreste, con valores sobre los 20 m/s, reforzando la idea de vientos fuertes producidos por la presencia de temporales región.

4.5.1.2.4 Perfil Vertical

Tal como se hizo para el Punto 1, se analiza el perfil vertical de viento en el punto de transición. Las variaciones de perfil presentes en este sector son de particular interés, ya que permiten ver el efecto que tiene el terreno y su respectiva rugosidad, esta última aumentada principalmente por la alta densidad de vegetación boscosa de la zona, en el flujo de aire al pasar a través de la península.

El siguiente gráfico muestra el perfil vertical ilustrado mediante el software Windographer para todas las alturas modeladas por el Explorador Eólico.

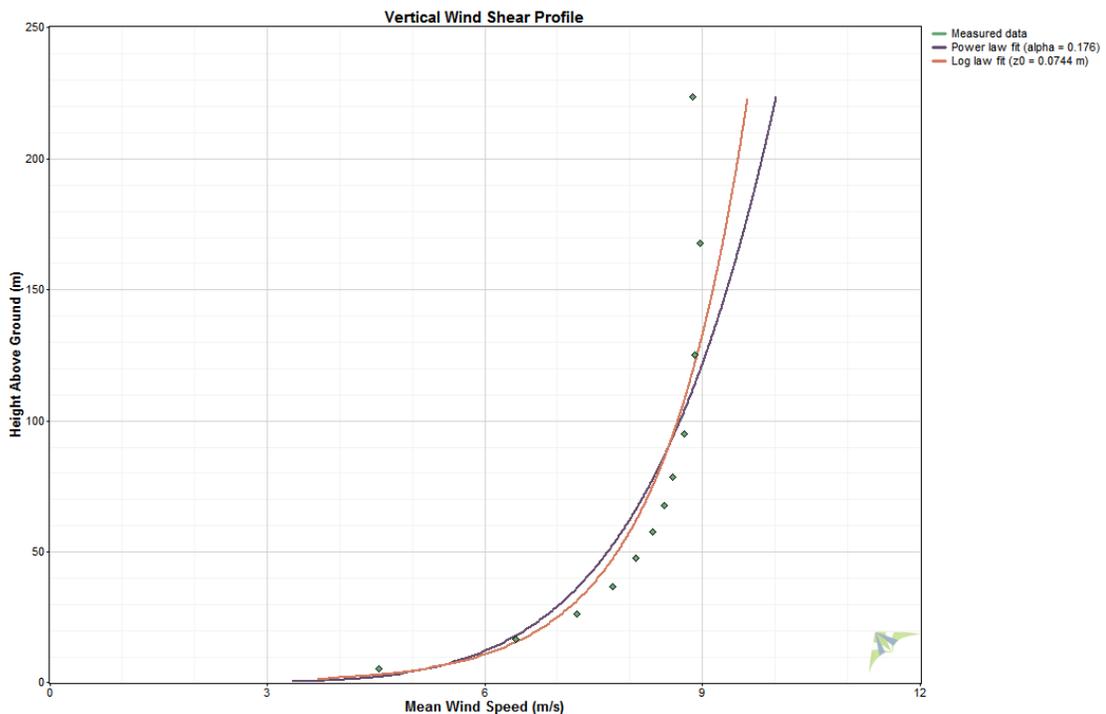


Gráfico 4-17 Perfil anual de viento vertical sector de transición.

Según lo que se observa en el Gráfico 4-17, y de manera similar a lo obtenido en el Punto 1, los ajustes potencial y logarítmico no calzan perfectamente a los puntos medidos; para los primeros 100 metros, el cambio en velocidad con altura ocurre de forma más acelerada de lo que sugieren las curvas, obteniéndose un factor $\alpha \approx 0.23$, mayor al visto en el sector precedente, sin embargo, de manera similar al Punto 1, para alturas mayores el factor α se reduce casi a 0.

Es importante destacar que en el presente sector ocurre un fenómeno de cizalladura disímil al punto anterior, en donde la altura superior presenta una velocidad menor a aquella que la precede (i.e. 224m v/s 168m). Este comportamiento podría deberse a las características topográficas de la península, produciendo un efecto similar en el flujo de aire al que se observa en la parte superior del ala de un avión (Ilustración 4-14). En este caso, el viento que fluye sobre el punto de

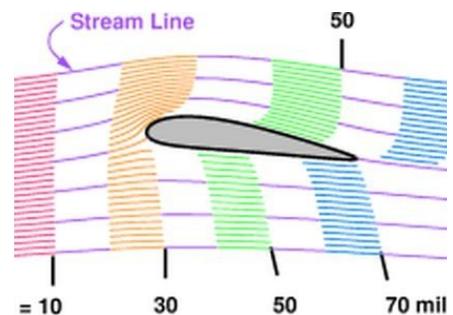


Ilustración 4-14 Comportamiento de un flujo en un perfil alar (Fuente: Google Images)

estancamiento se comprime, sufriendo una aceleración debido al principio de conservación de masa, sin embargo, esta aceleración afecta solo al flujo más cercano a la superficie, disipándose el efecto a medida que la distancia aumenta.

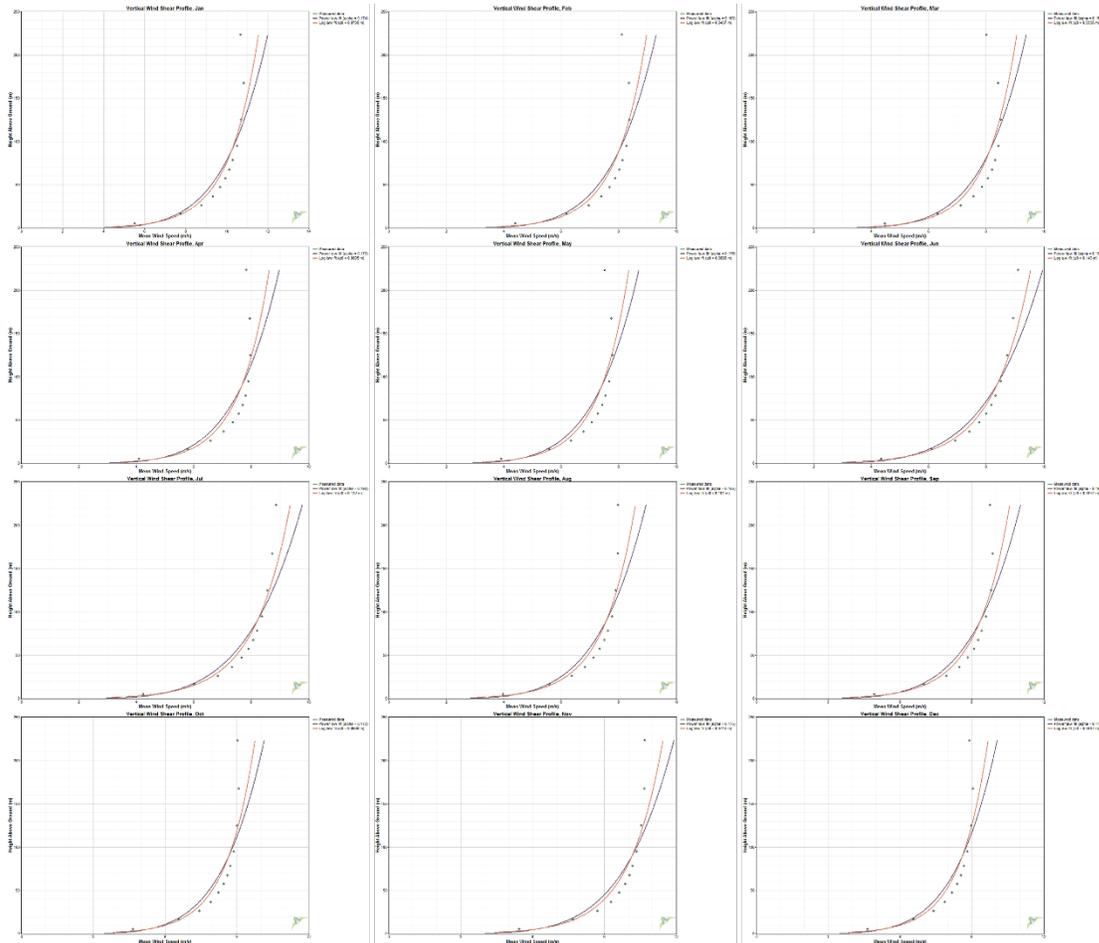


Gráfico 4-18 Variación mensual perfil vertical de viento sector de transición.

A nivel mensual el fenómeno recién descrito se presenta en menor y mayor medida durante todo el año a excepción de los meses de junio y julio posiblemente por los cambios en regímenes de viento causados por temporales y otros fenómenos climáticos invernales.

4.5.1.2.5 Perfil Diario

A continuación, se presenta el análisis en el comportamiento horario del viento para la zona de transición hacia el sector de emplazamiento del Centro Tecnológico.

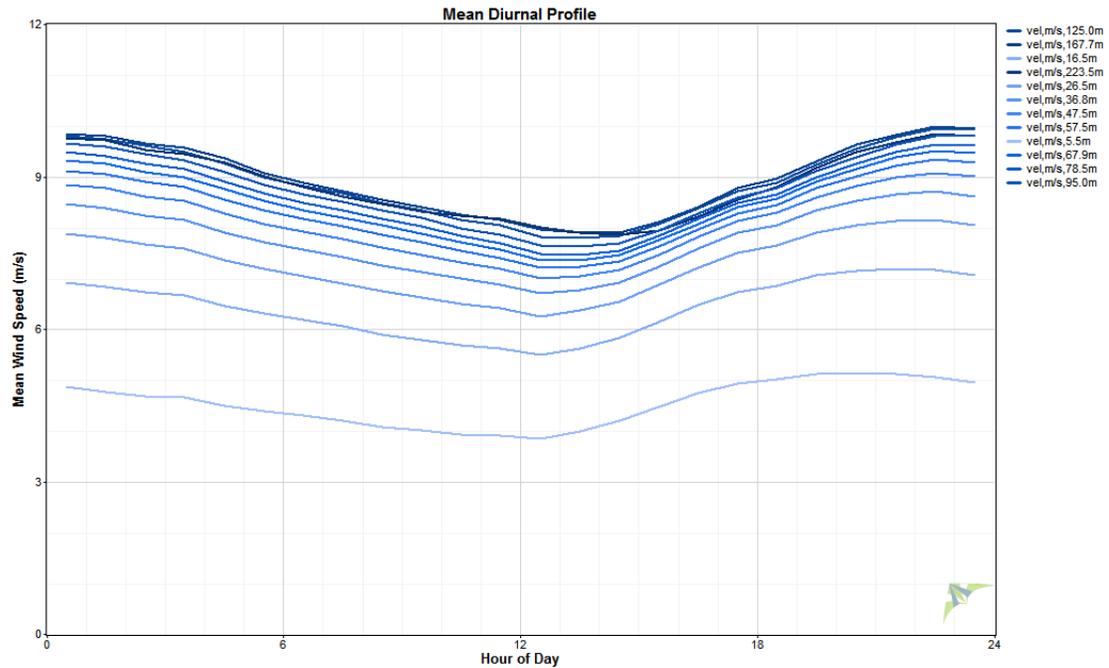


Gráfico 4-19 Promedio Anual Perfil diario sector de transición.

Al comparar el Gráfico 4-19 contra el Gráfico 4-9 se aprecia que no existe una gran diferencia entre el perfil diario de ambos sectores, presentándose un valle en la velocidad promedio registrada en todas las alturas alrededor del mediodía, y llegando a un pico de velocidad alrededor de la media noche.

Si bien el perfil no sufre grandes cambios, se observa una diferencia en la velocidad promedio horaria modelada en la mayor altura a 224m, manteniéndose por debajo de la velocidad a 168m durante la mayor parte del día, salvo en aquellas horas de vientos de menor intensidad

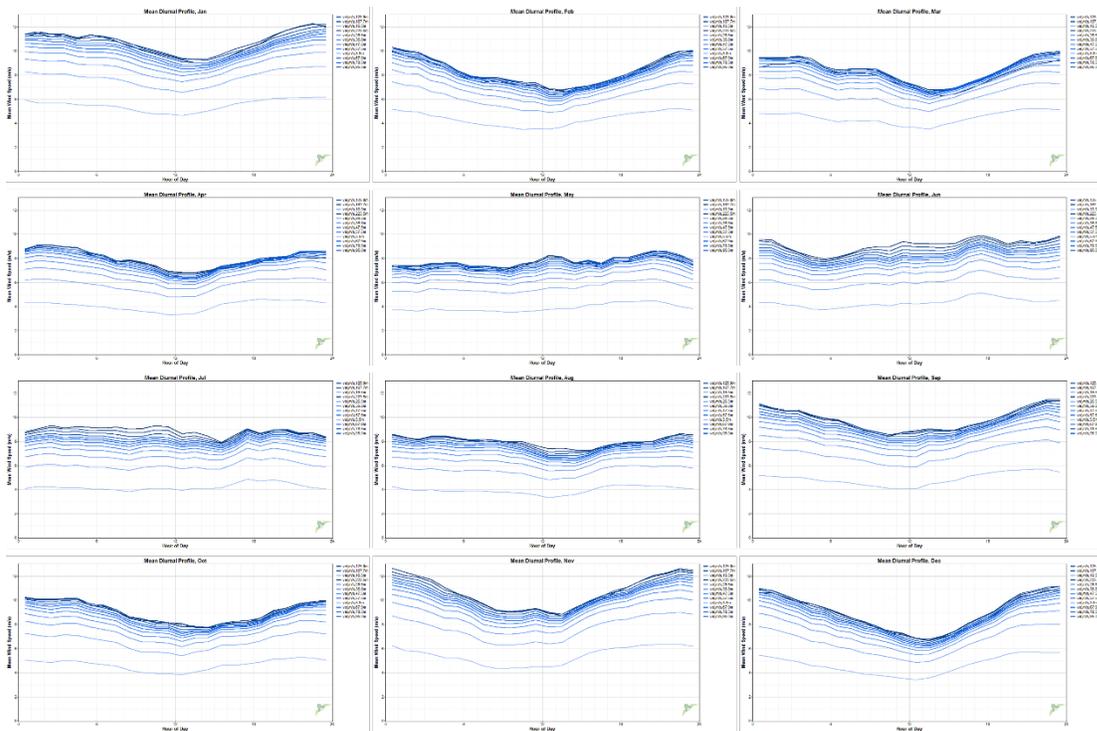


Gráfico 4-20 Variación mensual de perfil diurno sector de transición.

El perfil diario a nivel mensual sufre las mismas variaciones que aquellas observadas en el sector anterior, obteniéndose cambios estacionales en la forma del perfil; los meses cálidos registran valles pronunciados con altas velocidades promedio, alternativamente los meses de invierno no presentan una tendencia clara, traduciéndose en un perfil relativamente plano.

Adicionalmente, el ralentizaje de la velocidad del viento a la altura máxima de modelación (i.e. 224m) continúa denotándose durante la mayor parte del año, con excepción de los meses de junio y julio.

4.5.1.3 Punto 3: Centro Tecnológico (lat -33.0948, lon -71.7222)

El Centro de tecnología Eólica de Punta Curaumilla, se emplazará en terrenos ubicados cerca del borde costero al norte de la península; para el análisis de viento, se han obtenido datos del Explorador Eólico de un punto que represente de buena manera el área de instalación del Centro Tecnológico.

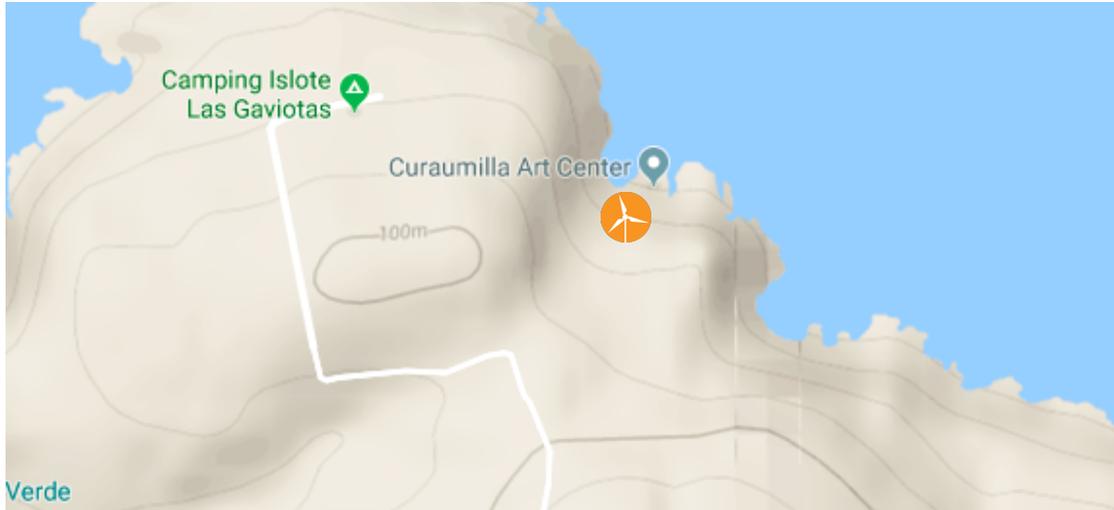


Ilustración 4-15 Relieve sector Centro Tecnológico (Fuente: Google Maps)

El Punto 3 se encuentra a una altura de 64 metros sobre el nivel del mar; la ubicación es de particular interés, debido a que en este punto el viento proveniente desde el sur-suroeste (según lo analizado en el Punto 1 y 2), ya ha cruzado todo el ancho del sector, y por ende ya ha sufrido los efectos de la rugosidad y relieve, dando paso características distintas a aquellas de la sección anterior.

El área adyacente al Punto 3 posee niveles similares de vegetación boscosa, que el sector de transición, y por lo tanto debe tenerse especial cuidado al seleccionar la ubicación y altura de los prototipos a instalar, adicionalmente la pendiente del lugar tiene un gradiente de aproximadamente 11%, lo que podría dificultar o encarecer la instalación de los distintos elementos del Centro Tecnológico.

4.5.1.3.1 Resumen General

Análogo al Punto 1, la Tabla 4-4 muestra un resumen de la principal información entregada por el Explorador Eólico para el sector del Centro Tecnológico.

Altura de modelación (m)	223	167	124	94	77	67	56	46	36	25	15	5
Velocidad promedio (m/s)	8.5	8.9	9.1	9.0	8.9	8.8	8.6	8.4	8.0	7.6	6.8	5.3
Velocidad mínima (m/s)	0.04	0.09	0.03	0.10	0.08	0.01	0.09	0.10	0.10	0.08	0.02	0.08
Velocidad máxima (m/s)	25.7	25.1	24.6	23.9	23.4	22.9	22.4	21.8	20.9	19.6	17.7	14.2
Dirección predominante	S	S	S	S	S	S	S	S	S-SSO	S-SSO	SSO	SSO

Tabla 4-4 Resumen datos modelados sector Centro Tecnológico

De acuerdo a la norma IEC²⁰, el sector del Centro Tecnológico varía con respecto al Punto 1 y 2, produciéndose un cambio de clase de III a II entre los 15 y 25 m de altura, pasando a clase I entre los 46 y 56 m, y bajando nuevamente a clase II a los 223 m.

Al igual que en el punto 2, se nota una condición de viento irregular, produciéndose una disminución en la velocidad del viento a partir de los 94 metros de altura, en donde tanto la curva de ley potencial ni la curva de ley logarítmica se ajustan adecuadamente.

Este comportamiento general podría ser consecuencia de altas velocidades a baja altura, presuntamente debido a la aceleración del flujo presente a través de la península causado por la irrupción repentina del viento costero.

4.5.1.3.2 Distribución del Viento

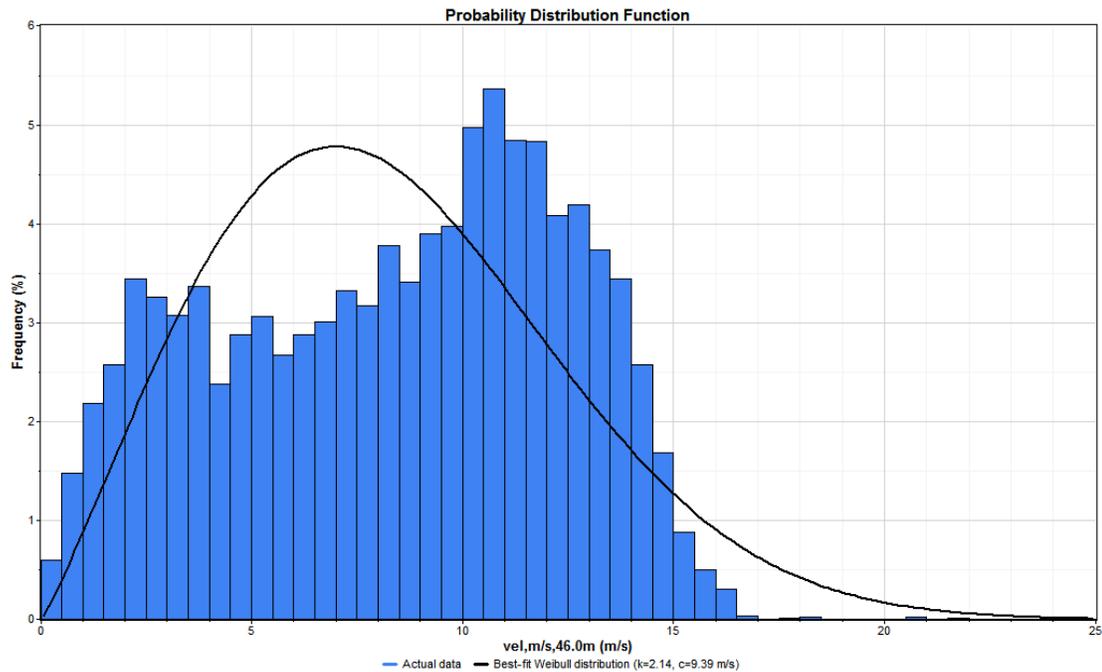


Gráfico 4-21 Distribución anual de velocidades de viento sector Centro Tecnológico

Si bien lo habitual es que la distribución de velocidades calce bien con una curva Weibull, el Gráfico 4-21 demuestra más bien una distribución bimodal para las velocidades modeladas a 46m de altura. Bajo esta condición la distribución Weibull tiende a sobreestimar la velocidad en los rangos de velocidades medias y, subestimarla para rangos bajos y altos.

Esta bimodalidad debe considerarse al momento de realizar el análisis de potencial energético de la zona, dado que la utilización de la distribución Weibull podría llevar una subestimación de la energía que se podría generar²¹.

Por otro lado, las diferencias presentes en el Punto 3 con respecto a los puntos previos se atenúan a nivel mensual, como se aprecia en el gráfico a continuación.

²¹ O.A. Jaramillo, M.A. Borja, “Bimodal versus Weibull Wind Speed Distributions: An Analysis of Wind Energy Potential in La Venta, Mexico”, 2004.

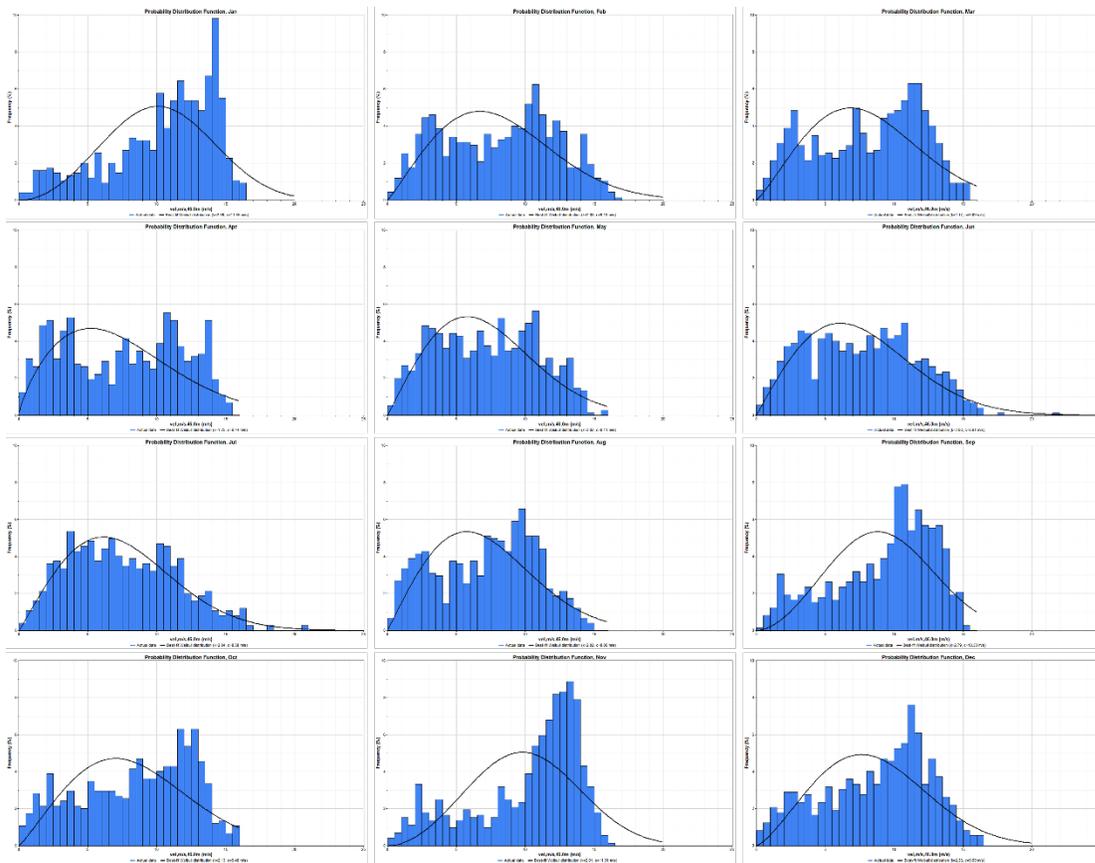


Gráfico 4-22 Distribución mensual de velocidades de viento sector Centro Tecnológico

En el Gráfico 4-22 se denota una similitud entre el comportamiento mensual del viento en el sector comparado a los sectores previamente analizados, aunque con una bimodalidad levemente más marcada, particularmente durante los meses cálidos de primavera/verano, en donde también se nota una tendencia de mayor frecuencia en altas velocidades y una menor dispersión. Por otro lado, al igual que en los puntos 1 y 2, durante los meses de otoño/invierno las velocidades se dispersan, con mayor concentración en velocidades medias, pero ajustándose de forma más precisa a la distribución de Weibull, con coeficientes de determinación de 0.83 y 0.9 en los meses de junio y julio respectivamente.

4.5.1.3.3 Dirección

Tal como en los puntos previos, se utiliza Windographer para graficar la frecuencia de dirección de viento en cada altura modelada en la zona del Centro Tecnológico.

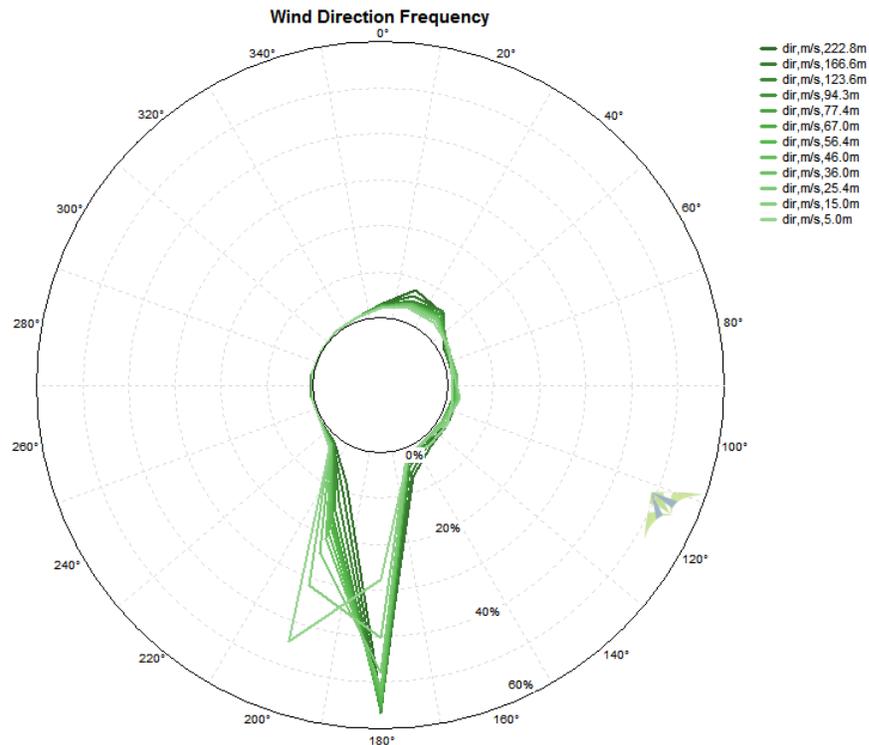


Gráfico 4-23 Rosa de Vientos anual sector Centro Tecnológico

A diferencia de la tendencia casi puramente Sur de los puntos 1 y 2, el Gráfico 4-23 muestra que la procedencia predominante para la zona en el Punto 3 resulta mayoritariamente entre 180° y 200° (i.e. Viento Sur-Suroeste), dándose la dirección Suroeste en alturas bajas y Sur alturas superiores.

Esto último significa un mayor viraje conforme aumenta la altura en comparación a lo ya visto, condición que se hace aún más evidente al graficar la dirección promedio vs la altura modelada.

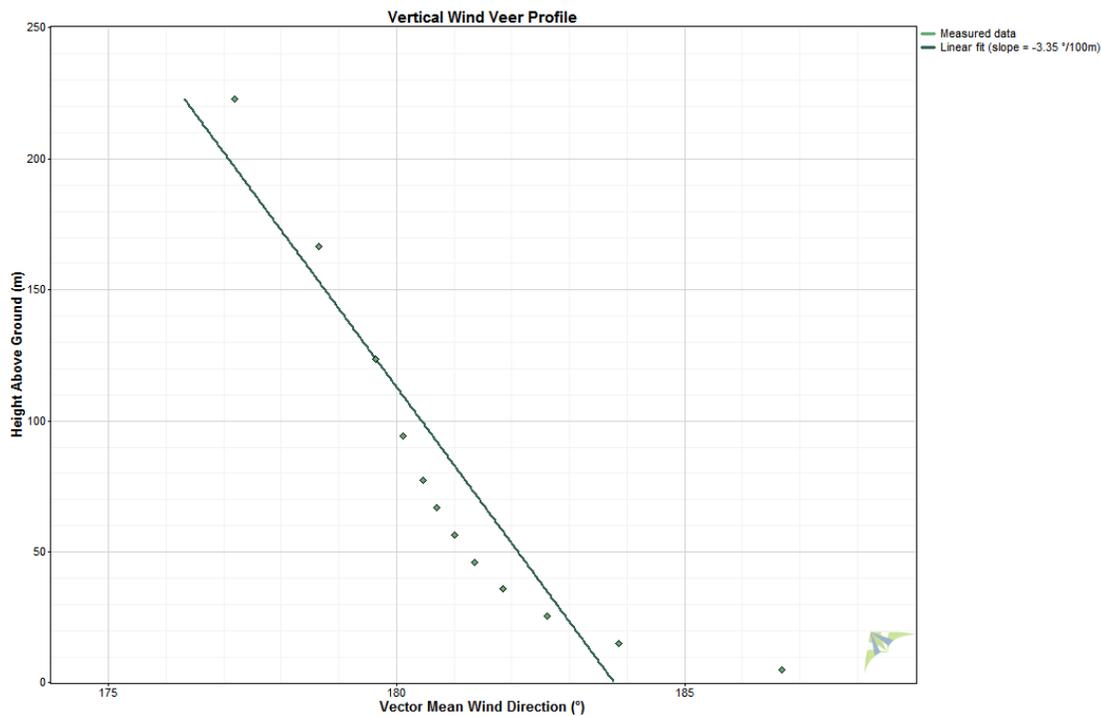


Gráfico 4-24 Viraje promedio anual del viento sector Centro Tecnológico

El Gráfico 4-24 indica la variación en la dirección promedio del viento a cada altura. En este caso la tendencia se acerca mejor a un ajuste lineal. Según la regresión que realiza Windographer, la recta que mejor se ajusta a los datos posee una pendiente de -3.35, traduciéndose en un cambio promedio en la dirección del viento de 3.35° cada 100 metros de aumento en altura en sentido antihorario, más del doble que en el Punto 2 y más de 4 veces el viraje en el Punto 1

El mayor viraje obtenido en este sector podría ser atribuido a la interacción entre el terreno y el flujo de aire, dado que el mayor cambio en dirección con respecto al punto anterior ocurre en las alturas más bajas, siguiendo la dirección perpendicular a las curvas de nivel.

El comportamiento estacional de la dirección del viento se grafica a continuación.

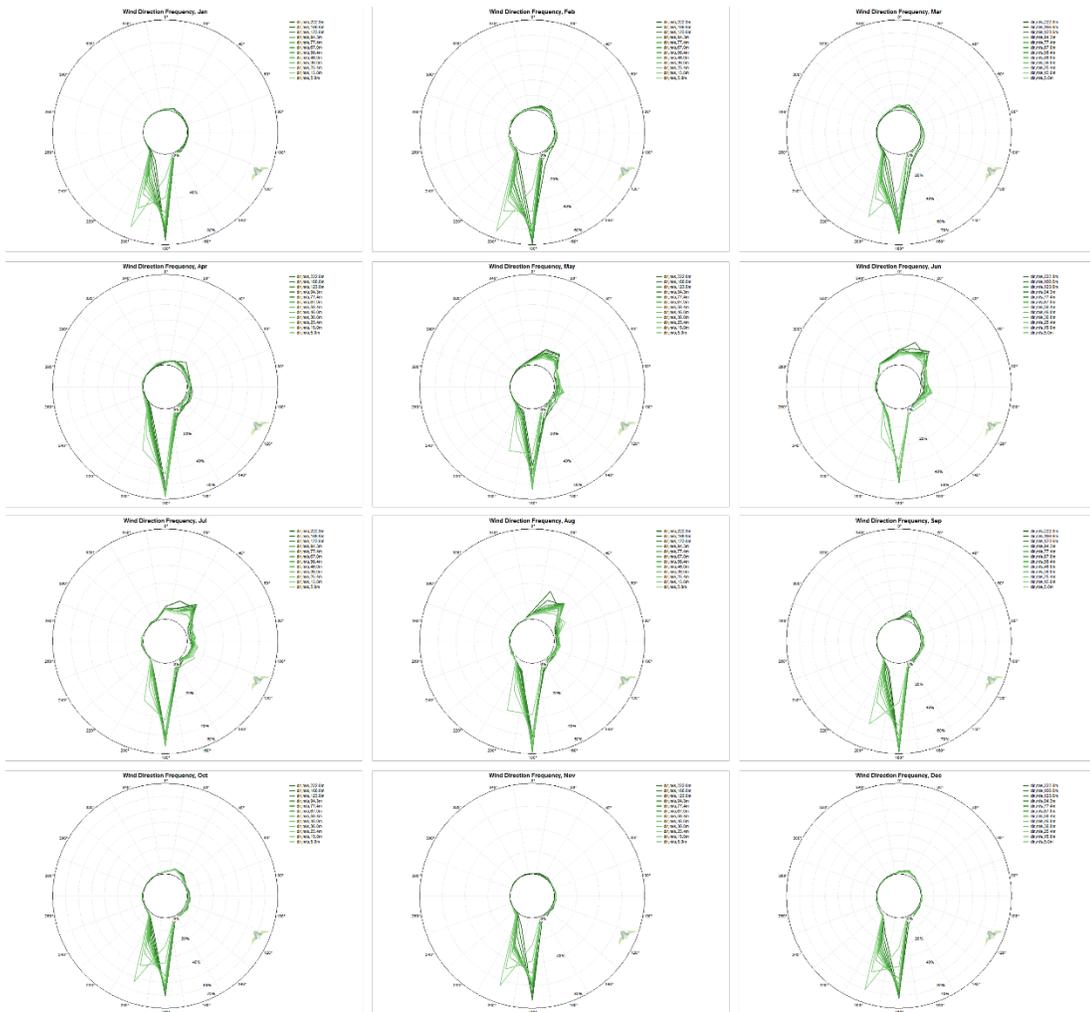


Gráfico 4-25 Rosa de viento mensual sector Centro Tecnológico

Dado el viraje del viento, mensualmente existe una diferencia notoria; entre los meses de abril a agosto, la dirección del viento se vuelve predominantemente sur, con algunas ocasiones de vientos norte-nordestes, estos últimos presentando una gran dispersión en el rango de 340° a 40° tal como se ha visto en los puntos precedentes; en el caso de los meses de primavera/verano la dirección del viento a bajas alturas sufre el viraje mencionado previamente en orientación sureste, manteniéndose la tendencia sur para alturas superiores.

El gráfico a continuación ilustra la frecuencia de ocurrencia de distintos niveles de velocidad de viento en función de la dirección para la altura de interés a 46m.

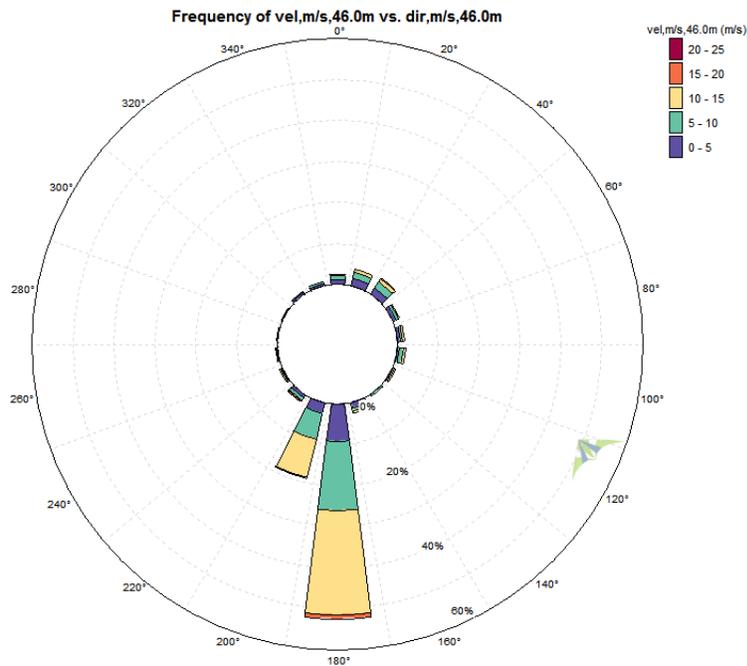


Gráfico 4-26 Distribución anual de velocidades según dirección de viento, sector Faro Punta Curaumilla

El Gráfico 4-26 muestra que la mayor frecuencia se da en velocidades entre 10 a 15 m/s en dirección, indicando una zona de viento particularmente fuerte (i.e. Clase I), con ocasiones de vientos mayores en el rango de 15 a 20 m/s, situación que no se da en los 2 puntos anteriores. Es importante considerar la presencia de estas grandes velocidades al momento de elegir la altura más apropiada para los prototipos a probar en el Centro Tecnológico, pudiendo incluso significar una reducción en la altura de buje pensada para estos.

4.5.1.3.4 Perfil Vertical

Según el Gráfico 4-27, el perfil vertical de viento en el Faro Punta Curaumilla no sigue la ley potencial o ley logarítmica; contrario a lo común, a partir de los 124m la velocidad del viento comienza a disminuir, alcanzando en la mayor altura de medición (i.e. 224 m), una velocidad promedio de 8.5 m/s, similar a la velocidad promedio a 46 m de 8.4 m/s.

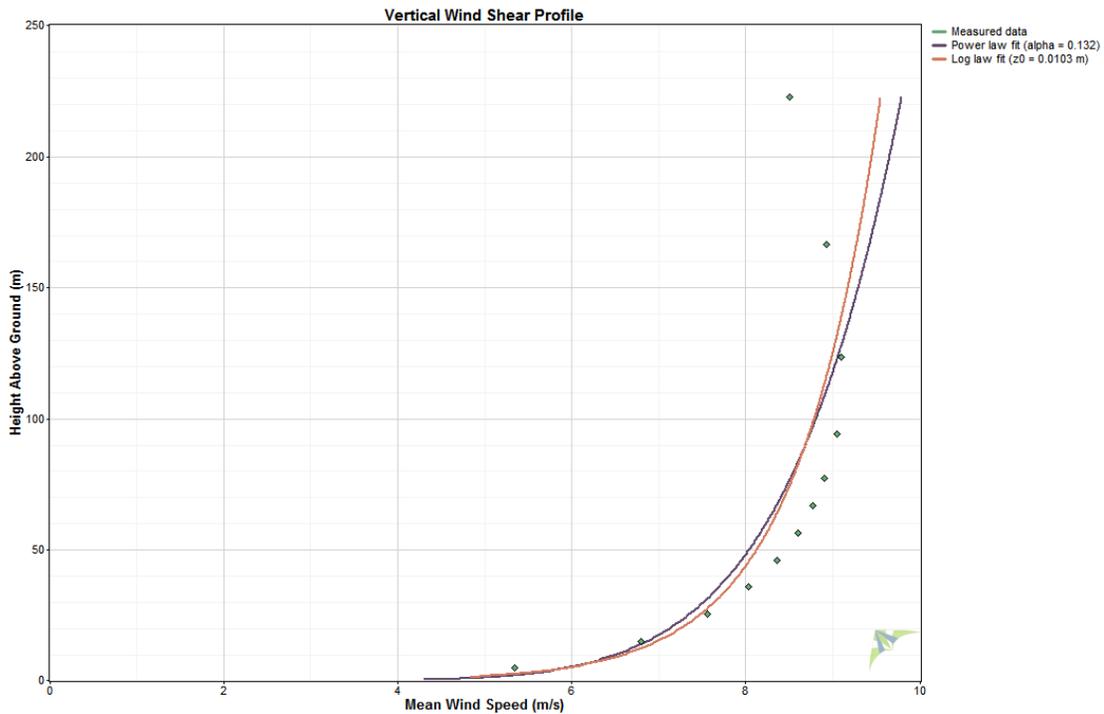


Gráfico 4-27 Perfil anual vertical sector Centro Tecnológico

El perfil vertical ilustrado es similar al que se encuentra en el sector de transición, describiendo una curva que aumenta su velocidad en bajas alturas, llegando a un pico para luego comenzar a disminuir conforme la altura sigue aumentando. Se presume que esta condición se produce por la aceleración del flujo de aire proveniente del mar al encontrarse con la península, tal como se observa en la Ilustración 4-14, presentándose un efecto de “ala”.

Alternativamente, el punto estudiado podría estar afecto al llamado “drenaje de aire frío”²², en donde el aire frío baja siguiendo la pendiente del terreno, aumentando su velocidad cerca de la superficie, sin embargo, este efecto comúnmente ocurre en condiciones de vientos tranquilos y de baja velocidad, el cual no es el caso en el presente punto.

²² James D. Bergen, “Cold Air Drainage on a Forested Mountain Slope”, 1969

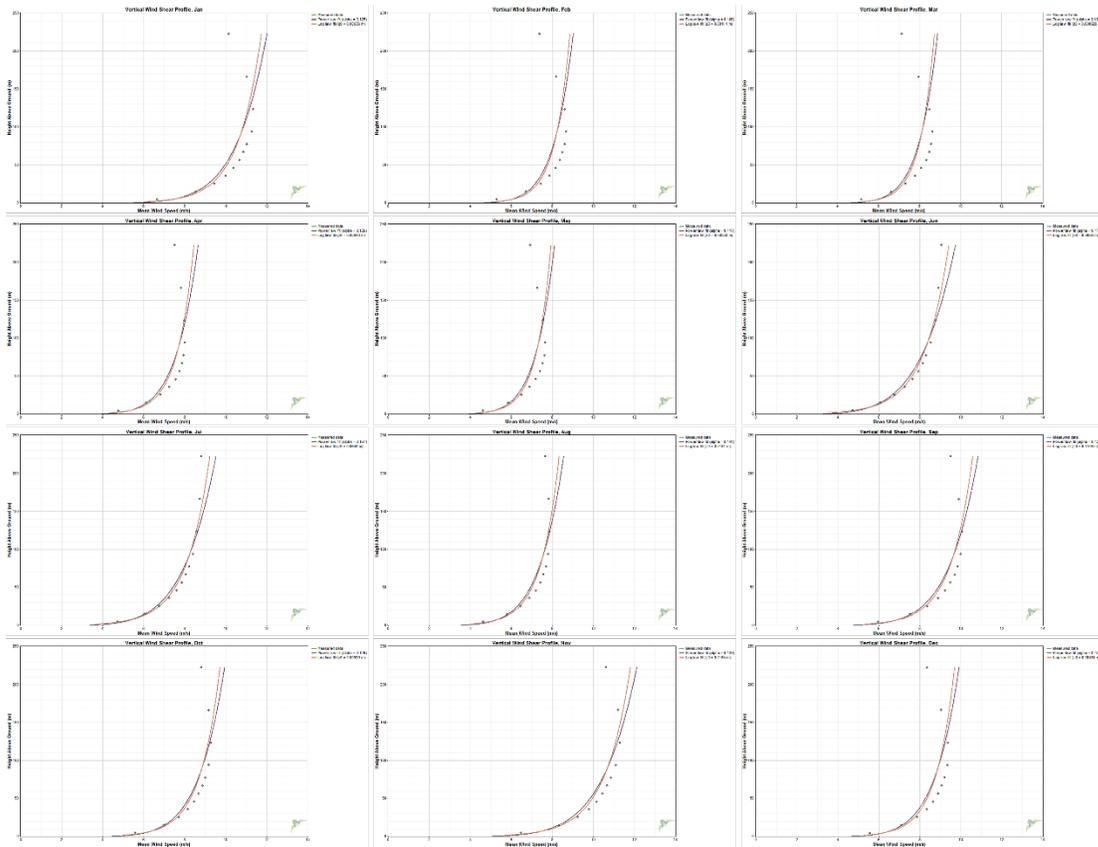


Gráfico 4-28 Variación mensual perfil vertical de viento sector Centro Tecnológico

Análogo al Punto 2, la variación mensual del perfil vertical se produce principalmente en el nivel de intensidad de los vientos más que en su forma, manteniéndose esta última casi constante la mayor parte de los meses según lo que muestran los valores de α obtenidos en cada uno, con la mayor variación en los meses de junio y julio, en donde el ajuste logarítmico y potencial se ajustan de forma más precisa que el resto del año.

4.5.1.3.5 Perfil diario

De la misma forma que en los puntos 1 y 2, en la presente sección se analiza el comportamiento del viento a nivel horario, según lo describe el gráfico a continuación.

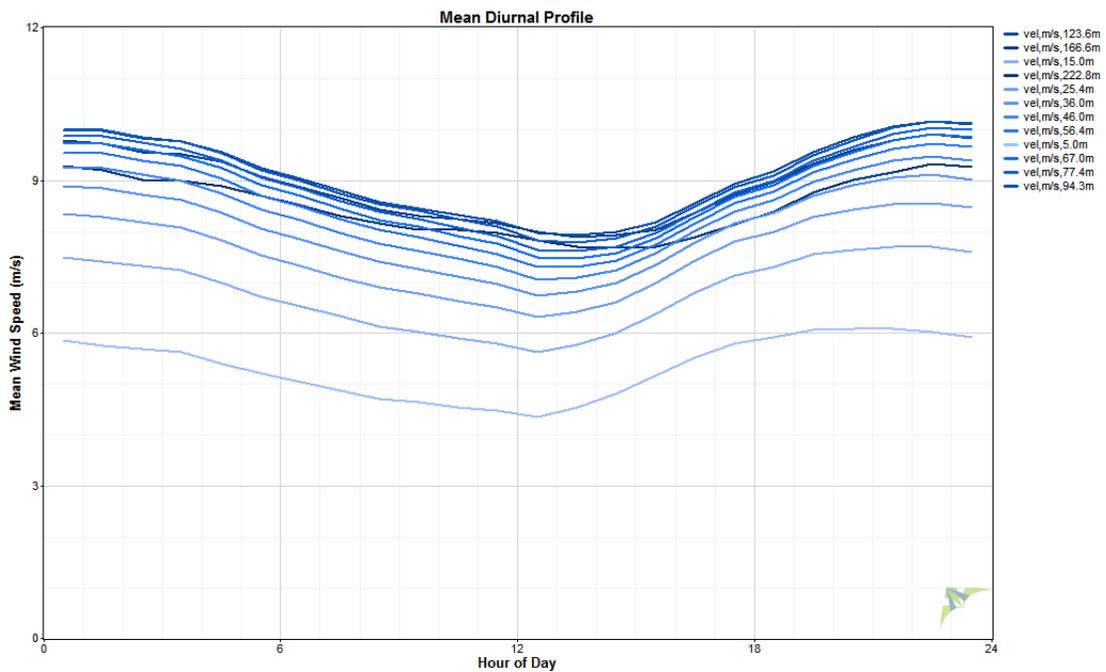


Gráfico 4-29 Promedio Anual Perfil diario sector Centro Tecnológico

Según se muestra en el Gráfico 4-29, el perfil horario del viento no sufre muchas variaciones con respecto a los primeros dos puntos analizados, repitiéndose la baja de velocidad durante el mediodía, como también el pico de velocidad a la medianoche. Adicionalmente, de forma similar al viento en la zona de transición, se observa que la velocidad modelada a 223 y 167 m de altura se mantiene por debajo de la velocidad a 124 m durante todo el día, disminuyendo la brecha en las horas de vientos de menor intensidad y viceversa.

Mensualmente, la similitud con los otros primeros dos puntos analizados se mantiene, tal como lo muestra el Gráfico 4-30; los meses cálidos presentan una gran diferencia de velocidad entre las horas diurnas y nocturnas, con vientos tranquilos y fuertes respectivamente; por otro lado los meses fríos resultan en un perfil casi plano en todas las alturas modeladas. Asimismo, la disminución en la velocidad del viento en las mayores dos alturas se mantiene durante todos los meses del año a excepción de los meses de junio y julio.

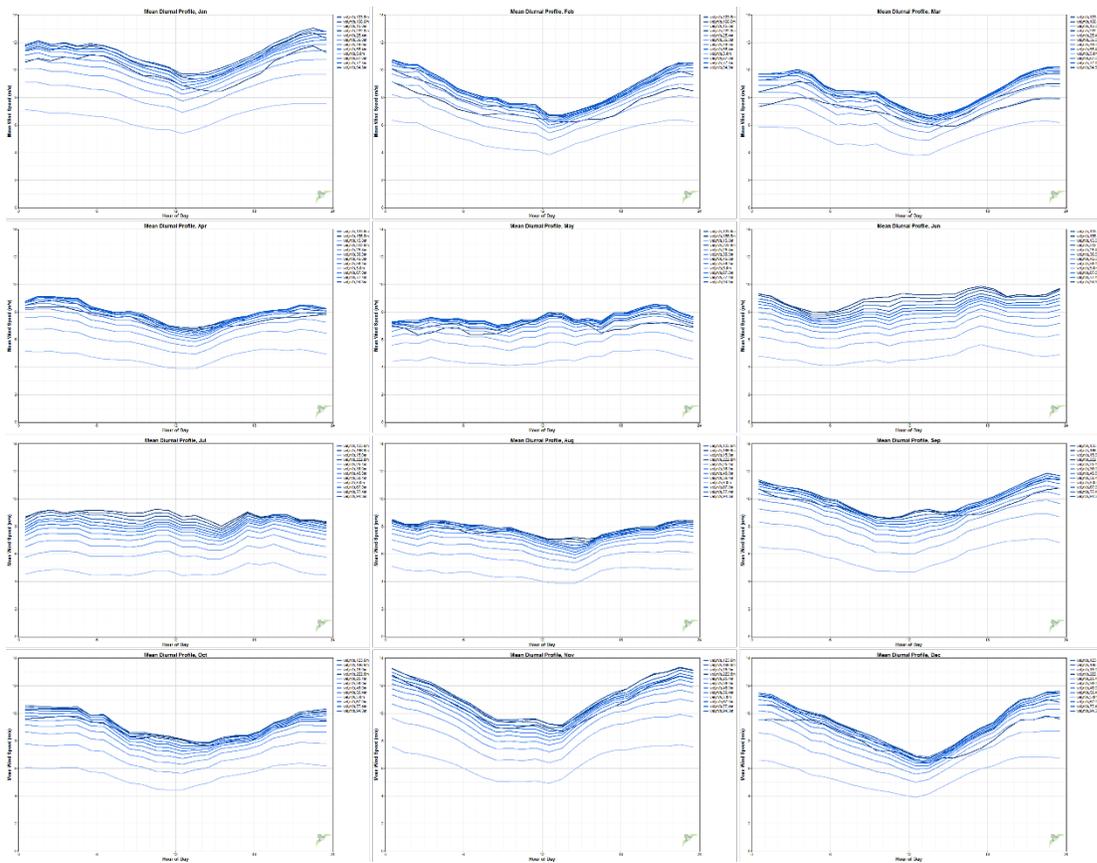


Gráfico 4-30 Variación mensual de perfil diario sector Centro Tecnológico

4.5.1.4 Análisis comparativo

En la presente sección se realiza un análisis comparativo de los 3 puntos previamente observados, con el fin de determinar en mayor detalle las similitudes y diferencias que permitan definir el comportamiento del flujo de aire en el sector de Punta Curaumilla.

A fin de mantener la consistencia y brevedad del estudio, algunos aspectos tales como distribución anual del viento, dirección y perfil diario se compararán solo en la altura modelada más cercana a los 50 m sobre el suelo de cada punto.

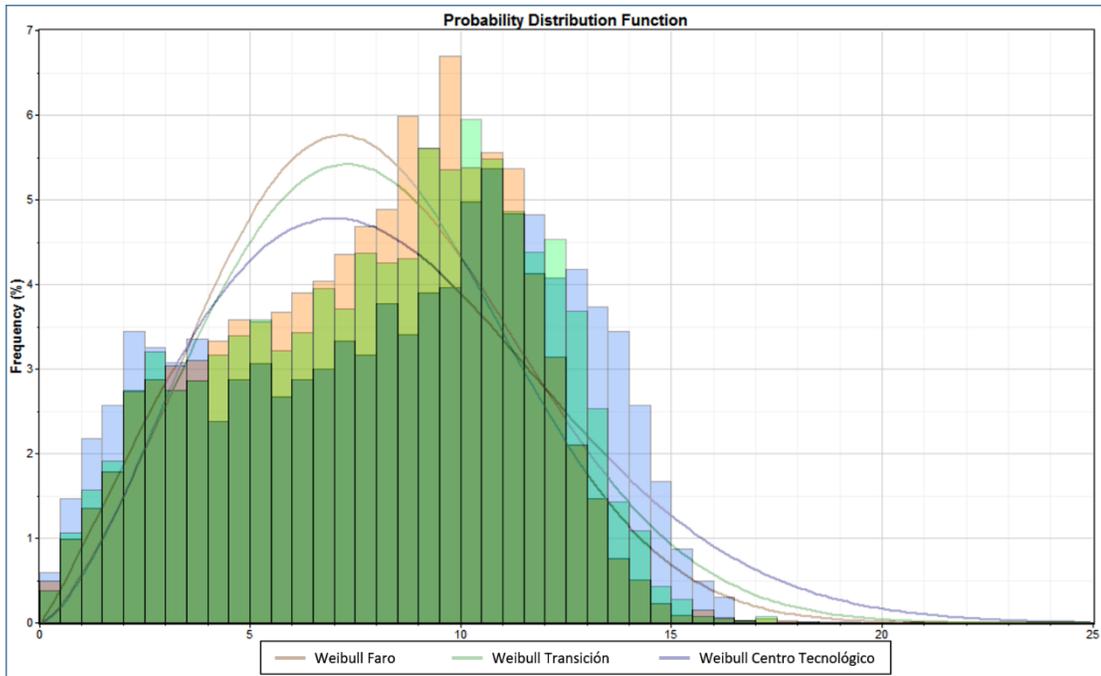


Gráfico 4-31 Comparación en la distribución mensual de viento Punta Curaumilla

Al comparar con mayor detalle la distribución anual entre los puntos seleccionados para el análisis, se nota una disminución en el factor k del ajuste Weibull, vale decir la distribución tiende a dispersarse a medida que el viento avanza de sur a norte, asimismo, esta dispersión cobra mayor fuerza para velocidades altas, en donde la frecuencia aumenta a más del triple en los rangos cercanos a 15 m/s, dando el primer indicio de la aceleración de flujo antes estipulada.

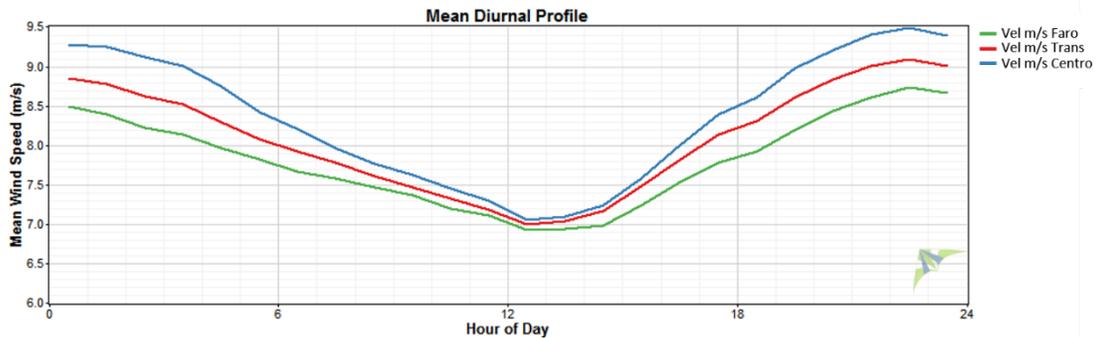


Gráfico 4-32 Comparación perfil diario de velocidad Punta Curaumilla

En el caso del perfil diario, el Gráfico 4-32 sugiere que la aceleración del flujo de viento se produce con mayor intensidad durante las horas en que el viento es más rápido, dada la mayor diferenciación en los niveles de velocidad en cada punto durante las horas nocturnas; inversamente durante las horas diurnas, la diferencia de velocidad entre cada punto disminuye, casi igualándose al mediodía.

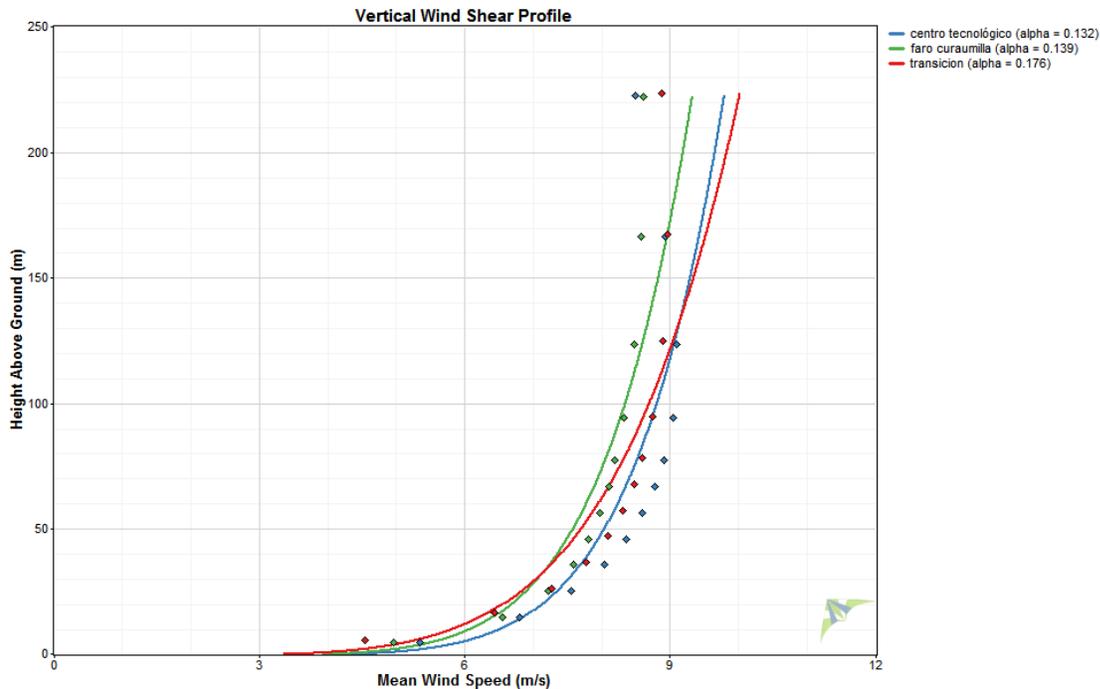


Gráfico 4-33 Comparación perfil vertical de viento Punta Curaumilla

La aceleración se hace más evidente al superponer el perfil vertical promedio de cada punto tal como en el Gráfico 4-33. En este gráfico se denota un aumento en la velocidad de cada punto al avanzar de sur a norte, particularmente para la velocidad promedio entre los 50 y los 100 m de altura sobre el suelo; para alturas bajo los 50 m la diferencia sigue presentándose, pero disminuye en la medida que se acerca al nivel del suelo, para este tramo de altura la velocidad en el punto de transición disminuye de forma mucho más rápida, lo que podría deberse a una mayor rugosidad presente en la zona aledaña; por otra parte, para alturas mayores a 100 m, la diferencia en cada punto también comienza a disminuir, casi igualándose al sobrepasar los 200 m, altura en la cual posiblemente termina la capa límite y se alcanza la condición de flujo geostrófico.

La condición de aceleración puede estar dada por la condición topográfica de la península y como ésta impone un obstáculo en el flujo proveniente del mar.

La Ilustración 4-16 muestra el perfil topográfico en la zona de Punta Curaumilla, específicamente en un trazado desde el Faro hasta el emplazamiento del Centro Tecnológico. La forma que describe el perfil presenta características propicias para la aceleración del flujo, al producir un “efecto de ala” al encontrarse el viento marino con un aumento repentino en elevación, de la misma forma en que el aire fluye en la parte superior de un perfil alar luego de pasar por el punto de estancamiento (Ilustración 4-14). Después de encontrarse con la península, el flujo se acelera, siguiendo el contorno de la superficie debido al denominado Efecto Coanda²³, acelerando aún más el flujo una vez pasado el punto de mayor altura.

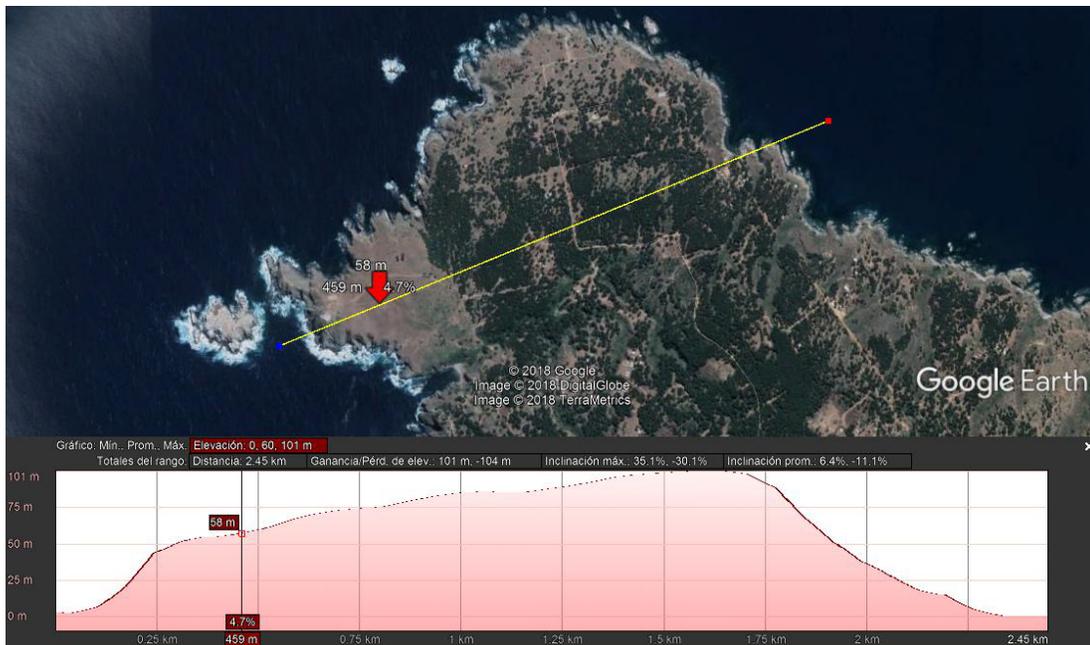


Ilustración 4-16 Perfil de elevación desde el Faro al Centro Tecnológico

Por último, se realiza el análisis comparativo de la dirección del viento entre cada uno de los puntos según se indica en la rosa de vientos a continuación.

²³ https://en.wikipedia.org/wiki/Coandă_effect

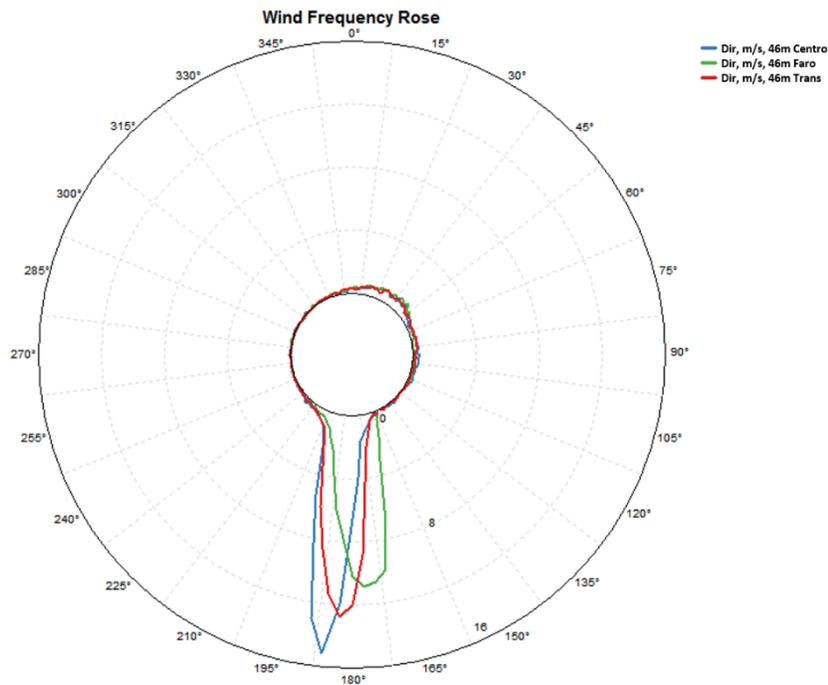


Gráfico 4-34 Comparación de dirección de viento en altura cercanas a 50m sobre el suelo

El Gráfico 4-34 muestra el promedio anual de velocidad para distintos rangos de dirección para cada punto, según este se denota la misma tendencia en el aumento de velocidad a media que se avanza de sur a norte, por otra parte, se observa un claro viraje del viento en sentido horario, aunque en un rango bastante acotado. Como ya se ha mencionado, el cambio de dirección podría explicarse por la interacción del viento con la superficie, y su tendencia a fluir de forma perpendicular a las curvas de nivel.

5 Conceptualización y Diseño del Centro de Tecnología Eólica

Habiendo caracterizado la zona general de Punta Curaumilla, se procede a realizar en la presente sección un análisis más detallado del Centro Tecnológico indicando sus objetivos principales y secundarios y detallando los aspectos esenciales para su desarrollo, tales como la topología del terreno (e.g. características de suelo y vegetación), además de posibles impactos socioambientales.

5.1 Objetivos del Centro Tecnológico

Tal como su nombre lo indica, el Centro de Tecnología Eólica en Punta Curaumilla tiene como propósito principal otorgar un espacio apropiado para la investigación académica de la energía eólica en Chile, la que cada día cobra más fuerza particularmente por las políticas globales y nacionales que buscan desplazar la matriz energética hacia una generación 100% renovable.

5.1.1 Objetivos primarios

En el desarrollo de aerogeneradores, una vez pasada la etapa de diseño en condiciones de laboratorio, es imperante someter los prototipos a escenarios que incluyan factores no replicables de forma artificial.

La instalación de un Centro Tecnológico en un emplazamiento como Punta Curaumilla, permite el análisis y diseño de distintos prototipos de generadores eólicos bajo condiciones reales de operación, donde los factores ambientales pueden presentar cambios impredecibles, obligando a los diseñadores a realizar correcciones a sus prototipos para adaptarse a situaciones anormales como lluvia, ráfagas y temperaturas extremas, entre otros.

Dada la clase de vientos que se obtienen en alturas cercanas al suelo y el resto de las características ambientales que presenta la zona, el Centro Tecnológico permitiría a estudiantes y académicos la realización de pruebas de variados diseños de

aerogeneradores posiblemente a costos menos elevados debido a la menor altura de buje requerida para obtener el viento deseado.

Además del aspecto eólico, el Centro de Tecnología Eólica serviría como un polo de desarrollo multidisciplinario, en donde se requeriría el aporte de distintas áreas académicas para su implementación: el área de mecánica para el aporte de prototipos, el área civil para el análisis constructivo (e.g. fundaciones), área eléctrica para la evacuación de la energía, el área informática/telemática para el diseño de interfaz con el usuario y transmisión de datos.

Adicionalmente, la información investigativa recopilada por los usuarios del Centro Tecnológico se encontraría disponible para el resto del cuerpo académico, a fin de aportar conocimiento adicional sobre futuros desarrollos.

5.1.2 Objetivos Secundarios

El enfoque académico que tendrá el Centro de Tecnología Eólica no se limitará solo a la educación superior. Este centro tiene el potencial de ser una herramienta de acercamiento a la población general, particularmente a aquellas de recursos limitados que se encuentran mayoritariamente en zonas rurales como Punta Curaumilla.

Uno de los objetivos secundarios del Centro Tecnológico consiste en poner a disposición de estudiantes escolares información relevante recopilada, además de utilizar los recursos humanos disponibles para instruir a los estudiantes acerca de esta información de modo que se les atraiga de manera temprana al mundo de la ciencia y la tecnología, al cual no siempre tienen acceso.

Para lograr esto, es importante contar con plataformas informáticas apropiadas, que permitan acceder de manera remota y amigable a la información, a fin de que los alumnos puedan acceder a ella en cualquier momento que lo deseen.

Un aspecto no menos importante del Centro Tecnológico es la posibilidad de traer consigo el abastecimiento de energía eléctrica a la zona desde una fuente limpia e

ilimitada, reduciendo la huella de carbono de pequeñas empresas aledañas y/o mejorando la calidad de vida de la comunidad que actualmente no cuenta con acceso a energía eléctrica en el lugar, o que se ven obligados a abastecerse a partir de generadores que consumen grandes cantidades de combustibles fósiles, y que al mismo tiempo generan altos niveles de ruido y gases contaminantes.

5.2 Análisis Localizado del Emplazamiento

5.2.1 Ubicación específica

El potencial emplazamiento del Centro Tecnológico corresponde un terreno fiscal de aproximadamente 7000 m² ubicado junto a terrenos pertenecientes a la compañía acuicultora Marina Farms S.A. quienes operan desde el 2003 una granja marina con enfoque sustentable para el cultivo y comercialización de diversas especies de mariscos, crustáceos y otros productos marinos para la industria alimentaria.

El área de emplazamiento se encuentra delimitada aproximadamente por las siguientes coordenadas

Vértice	Latitud	Longitud
A	-33.096085°	-71.722163°
B	-33.096771°	-71.721684°
C	-33.097277°	-71.722518°
D	-33.096421°	-71.722762°

Tabla 5-1 Coordenadas de vértices emplazamiento Centro Tecnológico

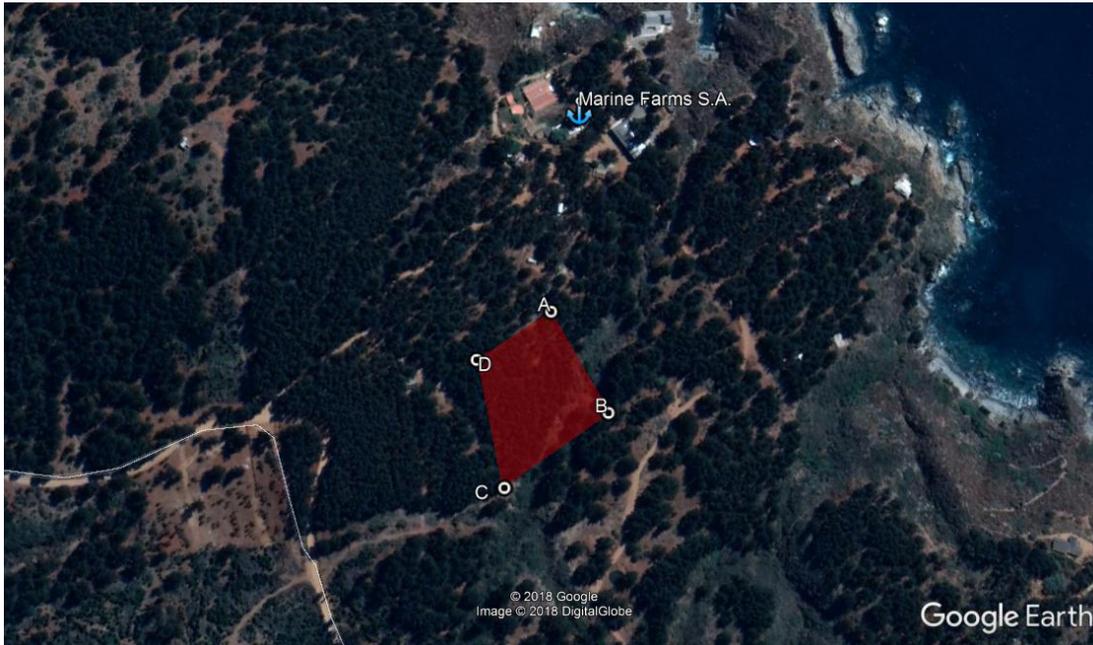


Ilustración 5-1 Área aproximada de terreno fiscal disponible para el Centro Tecnológico

A continuación, se describirán las características principales encontradas en esta área.

5.2.2 Suelo

De acuerdo a los antecedentes presentados en la declaración ambiental del proyecto Eólico Laguna Verde, el Centro de Información de Recursos Naturales (CIREN), instituto tecnológico que brinda apoyo al Ministerio de Agricultura de Chile, los suelos en la zona de Punta Curaumilla entran en la serie Lo Vasquez, correspondientes a suelos de clase franco arcillo arenosos pertenecientes a la familia de los Alfisol.

Estos suelos son de origen residual, derivados de rocas graníticas, moderadamente profundos a profundos, en los cerros de la cordillera de la Costa de Región Central. Los materiales se encuentran bien estructurados en los primeros 40 o 50 cm y no presentan estructuras en profundidad.²⁴

²⁴ Mauricio Silva, Natalia Rodríguez, “INFORME AGROLÓGICO, MODIFICACIÓN PARQUE EÓLICO LAGUNA VERDE”, 2011

Los antecedentes del proyecto mencionado también incluyen la estratificación del terreno mediante la excavación de una calicata de 1m x 1m x 1m en las coordenadas -33,121075° -71,696587°; el punto se encuentra ubicado a aproximadamente 3,7 km al sureste del punto de emplazamiento del Centro Tecnológico, según se ilustra a continuación.

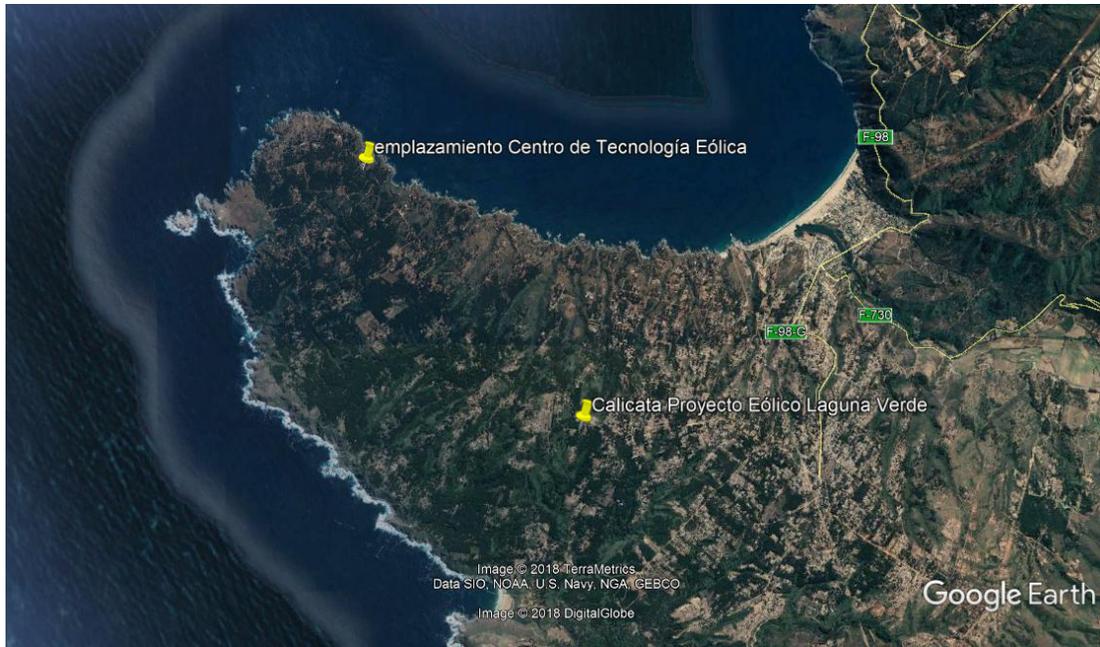


Ilustración 5-2 Emplazamiento Calicata proyecto eólico Laguna Verde y emplazamiento Centro de Tecnología Eólica (Fuente: Google Earth)

La estratificación muestra resultados relativamente homogéneos en la totalidad de su profundidad (i.e. 1 m), caracterizando al material como franco arcillo arenoso, plástico, adhesivo, con poros finos y cierta actividad biológica presente, se observó también indicios de roca en la zona más profunda²⁴.



Imagen 5-1 Fotografía calicata proyecto eólico Laguna Verde²⁴

A pesar de su lejanía, y según lo constatado en terreno, el suelo en el área exacta de emplazamiento del Centro de Tecnología presenta características similares a las dispuestas en el proyecto eólico Laguna Verde, demostrando evidencias de suelos arcillosos (Imagen 5-2)



Imagen 5-2 Suelos arcillosos emplazamiento Centro Tecnológico

El tipo de suelo encontrado en el sitio presenta un desafío desde el punto de vista constructivo; la elevada plasticidad e impermeabilidad de la arcilla tiene como consecuencia un asentamiento muy lento de cualquier fundación que se quiera imponer encima de ella. Una fundación con una distribución de peso disparejo en este tipo de terreno podría provocar un tiempo de asentamiento irregular, produciéndose inclinaciones no deseadas en las estructuras.

Para contrarrestar estos efectos, es posible realizar una estabilización del terreno a fundar, sin embargo, la estabilización física de este tipo de suelo tiene costos relativamente altos. Una segunda opción consiste en remover el suelo arcilloso hasta el punto de afloramiento de roca, aunque esta propuesta no tiene sentido si la profundidad en la que se encuentra la roca es demasiado grande.

5.2.3 Flora y Fauna

En acuerdo con lo mencionado en la sección 4.1 y observado en la Ilustración 4-2, el terreno de emplazamiento del Centro de Tecnología Eólica se encuentra en áreas destinadas a plantaciones de explotación forestal, principalmente de las especies Pino Radiata y Eucaliptus; según se ha podido constatar en terreno, la mayor parte de las áreas aledañas al Centro Tecnológico, se encuentran parceladas, muchas de las cuales han despejado estas plantaciones para destinarse a asentamientos humanos con propósitos turísticos (e.g. cabañas, casas de verano). Aquellas áreas que aun presentan plantaciones forestales se encuentran en estado de abandono, con bajos indicios de explotación, quedando solo remanentes de explotaciones previas.

Durante las visitas, adicional a las áreas de plantación forestal, se constataron zonas de bosque esclerófilo y de matorrales de baja altura, sin embargo, la presencia de estos es mucho menos abundante que las primeras mencionadas.



Imagen 5-3 Especies esclerófilas constatadas en visitas a Punta Curaumilla

Las características físicas de las especies encontradas en el emplazamiento inmediato del Centro Tecnológico son bastante uniformes. La especie predominante corresponde al Pino radiata, en una configuración de bosque denso, con alturas estimadas entre los 10 y 15 m, esta especie entra en la categoría de Perennifolio o Siempreviva, debido a que sus hojas, duras y en forma de aguja, no caen a lo largo del año, formando una copa piramidal en ejemplares jóvenes y aplanada aquellos más maduros.



Imagen 5-4 Bosque conífero y arbustos pequeños en emplazamiento Centro Tecnológico

Dentro del predio se encuentra también zonas de vegetación menor, vale decir, arbustos y matorrales de alturas menores a 1 m, los que proveen una ventaja para el presente proyecto, puesto que se minimizan los costos asociados al despeje de las áreas y los efectos de obstaculización del viento. En este contexto, es de particular interés un punto específico ubicado en las coordenadas $-33,097667^{\circ}$ $-71,723636^{\circ}$; si bien este punto se encuentra fuera del predio fiscal, su posición lo hace ideal para la recepción de vientos suroestes, puesto que se ubica en la cúspide de la zona, libre de vegetación de gran tamaño, y aledaño a bosques coníferos en la parte noroeste y sureste, los que, gracias a su distribución, canalizan el viento que fluye en este punto (Ilustración 5-3).



Ilustración 5-3 Canalización de viento en punto de interés fuera del emplazamiento

Durante las visitas a terreno realizadas en esta investigación no se constató presencia de vida animal en el emplazamiento del Centro Tecnológico más allá de animales domésticos (e.g. perros) y algunas especies de aves marinas comunes. Sin embargo, los estudios presentados en la declaración de impacto ambiental del proyecto eólico Laguna Verde indican que la presencia de especies en el sector de Punta Curaumilla ha sido bastante afectada por la plantación de vegetación externa ligada a la actividad forestal, dejando un potencial de 138 especies distribuidas en 3 anfibios, 6 reptiles, 108 aves y 21 mamíferos²⁵

Las áreas catastradas en los estudios mencionados registraron la presencia de 39 especies de vertebrados, 27 de las cuales correspondieron a aves, 7 a mamíferos, 3 a reptiles y 2 a anfibios. El estudio del proyecto eólico Laguna Verde concluye que las especies se concentran mayormente en zonas de quebradas húmedas asociadas a vegetación esclerófila, no así en las zonas de plantaciones forestales, por lo cual el

²⁵ Tebal, “PROSPECCIÓN DE FAUNA TERRESTRE, PROYECTO MODIFICACIÓN PARQUE EÓLICO LAGUNA VERDE (MPELV)”

predio de emplazamiento del Centro Tecnológico tiene bajas posibilidades de presencia de fauna en estado de conservación.

5.2.4 Medio Humano

El sector de Punta Curaumilla se caracteriza por ser una zona rural de baja densidad poblacional. La mayoría de los asentamientos humanos que existen corresponden a centros turísticos (i.e. Cabañas), algunos comercios pequeños, casas familiares y de veraneo.

En este contexto, los asentamientos que se encuentra cercanos al predio destinado para el Centro de Tecnología Eólica son muy escasos. En un radio de 500 m (radio comúnmente considerado como límite de afectación para turbinas eólicas de gran envergadura) se identifican solo 4 puntos residenciales cercanos (Ilustración 5-4)

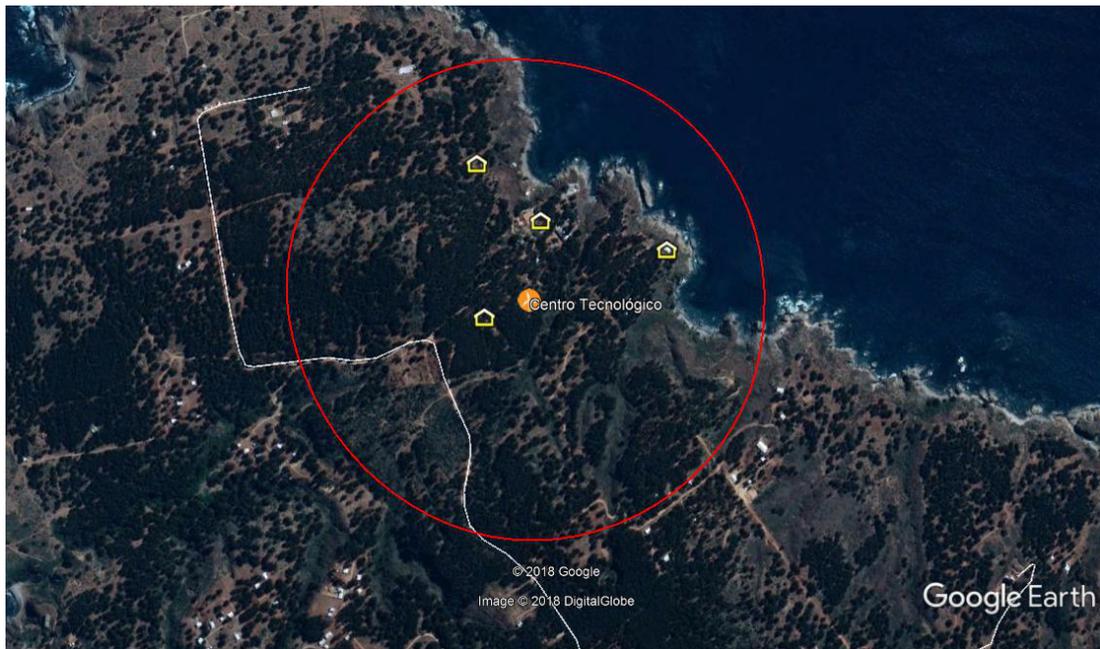


Ilustración 5-4 Radio de 500 m desde emplazamiento Centro Tecnológico

De los cuatro puntos ilustrados, los dos más cercanos corresponden a la granja marina Marine Farms S.A. mencionada anteriormente, y la residencia del profesor Udo Reinschmidt, Académico en la Universidad Técnica Federico Santa María, ambos quienes han cooperado directamente con la confección del presente trabajo de título.



Imagen 5-5 Asentamientos humanos aledaños al emplazamiento del Centro Tecnológico

5.3 Prediseño Conceptual

5.3.1 Componentes

Para cumplir con los objetivos dispuestos en el inciso 5.1, el Centro de Tecnología Eólica debe contar al menos con los siguientes elementos en su diseño:

1. Prototipo Eólico
2. Sala de Control
3. Mástil Meteorológico

4. Red de transmisión eléctrica

A continuación, se detalla cada uno de estos elementos.

5.3.1.1 Prototipo Eólico

Es el componente principal del Centro Tecnológico; el prototipo permitirá generar energía eléctrica a partir del viento, la cual idealmente debe ser la suficiente para al menos sustentar los requerimientos energéticos del resto de los elementos del Centro, no obstante, una generación mayor podría ser beneficiosa, caso que se evaluará en apartados posteriores.

El prototipo podría tener distintas procedencias, aunque en principio deberá ser diseñado por un grupo académico, que podría estar compuesto por entes de una o distintas universidades, como también podría hacer partícipe en parte a alguna empresa fabricante de aerogeneradores que desee realizar un nuevo diseño en conjunto con las agrupaciones educativas.

El diseño será un desafío para el grupo recién mencionado, pudiendo ser algo convencional de eje horizontal o vertical, o bien algún otro prototipo más experimental, tomando siempre en cuenta el potencial rendimiento y disponibilidad que este podría tener, dado que una baja generación podría ser perjudicial para la continuación operacional del Centro.

El espacio disponible para el Centro Tecnológico podría albergar más de un solo prototipo dependiendo de sus dimensiones, sin embargo, se debe tener especial cuidado en el emplazamiento para evitar interferencia excesiva entre cada uno.

5.3.1.2 Sala de Control

Corresponde al cerebro del Centro de Tecnología Eólica, albergando todos los componentes del sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), el cual, como su denominación indica, se encarga de almacenar, supervisar y controlar todos los parámetros del Centro, permitiendo monitorear en tiempo real su comportamiento.

Dada la condición lejana de Punta Curaumilla La instalación deberá contar con un sistema de transmisión de datos inalámbrico, que servirá para la transmisión de los datos adquiridos por el sistema SCADA, este podría considerarse mediante una red de internet celular o algún otro método similar, siempre y cuando se tenga una disponibilidad de transmisión de o cercana al 100% del tiempo, esto último es importante como medida de seguridad, dado que en caso de que el SCADA detecte alguna falla, el sistema deberá dar aviso inmediato al ente encargado del monitoreo del Centro (i.e. la universidad).

Si bien la operación remota es posible, es importante mantener una estación de trabajo local (i.e. computador de acceso) para la supervisión y monitoreo en sitio, en caso de necesitarse mantención al resto de los elementos del Centro Tecnológico, es por esto que la Sala de Control deberá estar equipada para acoger a un operador durante un tiempo finito. El tiempo estará determinado por los trabajos de mantención que sean necesarios, mediante un plan de mantención estudiado por o en conjunto con los diseñadores del prototipo.

5.3.1.3 Mástil Meteorológico

Corresponde a la herramienta más básica necesaria para la investigación que se realice en el centro, puesto que serán los parámetros medidos por éste los que determinarán las características principales de los prototipos a diseñar e instalar en el centro.

Idealmente, el mástil es el primer elemento que debe instalarse en el Centro, y deberá medir variables ambientales, como temperatura, humedad relativa, presión atmosférica y principalmente la velocidad horizontal y vertical además de la dirección del viento, estas últimas a múltiples alturas con el fin de caracterizar de mejor manera el perfil vertical del emplazamiento.

Si bien lo más ventajoso del punto de vista investigativo sería contar con mediciones en una gran cantidad de alturas distintas, podría no ser lo mejor del punto de vista económico, puesto que tanto la construcción y los elementos de medición del mástil tienen costos elevados, por lo que se debe optar por una altura total y número óptimo

de puntos a monitorear. La altura del mástil debe estar en lo posible directamente relacionada con la altura a la cual se instalarán los prototipos.

Una vez instalados los prototipos, el mástil servirá para correlacionar el desempeño de estos contra los parámetros reales de medición de viento, permitiendo obtener las curvas reales de potencia y su coeficiente asociado (C_p). En este contexto, es recomendable considerar el posicionamiento del mástil en relación a los prototipos, puesto que la distancia entre ellos debe mantenerse dentro de límites razonables, una distancia muy cercana podría afectar las mediciones de viento por los efectos del aerogenerador sobre el flujo; por otro lado, una distancia excesiva aumenta la incertidumbre de correlación entre el viento que pasa a través del mástil y aquel del prototipo, haciendo que las curvas obtenidas sean menos fidedignas. Para un aerogenerador convencional de eje horizontal, la distancia recomendada de instalación de un mástil para propósitos de verificación de estas curvas es de 2,5 veces el diámetro del rotor²⁶.

5.3.1.4 Red de Transmisión Eléctrica

Especial cuidado se debe tener en el diseño de la transmisión eléctrica del Centro Tecnológico puesto que dependerá del voltaje que se tenga a la salida del Aerogenerador y las distancias que existan entre cada elemento.

El conductor que transmita la electricidad desde el aerogenerador deberá considerar en lo posible un voltaje de 220 V a una frecuencia de 50hz (dado el voltaje de funcionamiento de los equipos eléctricos en Chile), capaz de transmitir la potencia más alta que se considere en los prototipos a diseñar. Se debe tener especial cuidado en no sobredimensionar el conductor puesto que podría traer sobrecostos indeseados.

Las líneas pueden considerarse aéreas o soterradas, siendo la primera la opción más económica, sin embargo, con menor grado de seguridad, se recomienda una línea

²⁶ International Electrotechnical Commission, “International Standard IEC 61400-12-1 Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines”, 2017

soterrada puesto que previene el posible daño ocasionado por el viento u otros elementos, además de un menor impacto visual.

También es importante considerar el caso de transmisión de energía a emplazamientos aledaños, dadas las mayores distancias que se deberían recorrer, una línea soterrada podría ser muy costosa, por lo que para este caso se recomienda la instalación de líneas aéreas bien aseguradas mediante postación de madera o similar.

En secciones posteriores se analizará la posibilidad de conexión a la red de distribución, caso en el cual la transmisión aérea también sería la primera opción.

5.3.2 Dimensionamiento preliminar

Como se mencionó en el inciso 5.3.1.1, el Centro debe generar la energía suficiente para al menos abastecer sus consumos propios. Dicho esto, la capacidad óptima del Centro tecnológico podría diferir de lo recién planteado, siendo una generación mayor lo mejor para garantizar la continuidad del proyecto.

La hipótesis anterior se basa en la premisa de comercialización de la energía en excedente que genere el proyecto, vendiéndola a “offtakers” apropiados, como empresas cercanas (e.g. Campings, Marine Farms S.A.) o viviendas que no cuentan actualmente con una conexión a la red.

La factibilidad de esta modalidad de operación se analizará con mayor detalle en secciones posteriores, sin embargo, es posible hacer una primera aproximación en la capacidad instalada a la que se podría optar, observando los consumos de lugares cercanos al proyecto.

La opción más evidente, corresponde al consumo generado por la granja marina Marine Farms, ubicada adyacente al sitio del Centro de Tecnología Eólica. Del propietario de la empresa se obtuvieron los siguientes datos de consumo:

Potencia promedio	3.500 W
Potencia máxima	14.914 W
Consumo de combustible promedio mensual	600 l (Bencina 93 octanos)
Horario de mayor consumo	9 – 16 h
Proceso de mayor consumo	Bombeo de Agua (50 m de columna de agua)

Tabla 5-2 Datos de consumo energético Marine Farms S.A.

Además de la granja, de acuerdo a información obtenida de habitantes de la zona, la cantidad de personas que viven de forma permanente en el lugar ronda alrededor de 50. En base a esta cifra, estimando una familia promedio de 5 personas, se presupone que viven alrededor de 10 familias, para las cuales se ha calculado un consumo habitual suponiendo los elementos y sus potencias asociadas presentados en la Tabla 5-3.

	Potencia (W)	Cantidad	Consumo diario (kWh)	Consumo anual
Freezer	120	1	0,6	219
cargador de celular	5	3	0,075	27,375
ampolleta led	6	8	0,24	87,6
Calefacción convección	1500	1	3	273,75
Televisor	180	1	0,72	262,8
Total	1811		4,635	870,525

Tabla 5-3 Elementos supuestos de consumo para un grupo familiar en Punta Curaumilla

De la tabla anterior se extrae que la capacidad máxima necesaria para abastecer a las supuestas 10 familias anteriormente estipuladas corresponde a aproximadamente 18 kW; adicionando la potencia máxima necesaria para la granja marina de aproximadamente 15 kW se tendría un peak de 33 kW de consumo en el año.

Preliminarmente el dimensionamiento ideal del ó los prototipos a instalarse en el Centro Tecnológico deberían entregar una potencia de alrededor de 33 kW, no obstante, se presume que la probabilidad de que se produzca este peak de consumo es bajo dada las distintas horas en que se utiliza cada uno, siendo el de la granja marina un consumo diurno, mientras que el consumo doméstico correspondería a consumos mayoritariamente nocturnos (i.e. periodo 19-00 h).

Dada esta condición, se concluye que la potencia óptima correspondería en principio al máximo entre ambos consumos mencionados, equivalente a 18 kW proveniente de las 10 familias que habitan en la zona.

6 Factibilidad Técnica y Económica

En la presente sección, se realiza un análisis técnico y económico en la factibilidad de implementación del Centro de Tecnología Eólica.

El punto de vista técnico se enfoca en la determinación del potencial energético que podría tener el Centro, basado en una modelación computacional que permite estimar de la capacidad y perfil de generación en el punto específico de emplazamiento del prototipo de aerogenerador.

El análisis económico, se enfoca en encontrar la condición bajo la cual el Centro pueda tener un carácter auto-sustentable, considerando escenarios de venta de energía a centros de consumo cercanos y comparándolos con métodos comunes de suministro de electricidad para zonas rurales.

6.1 Análisis Energético

6.1.1 Antecedentes software de modelación Openwind

La determinación del potencial energético del Centro Tecnológico se realiza mediante la modelación del comportamiento del viento en la zona de emplazamiento utilizando el software Openwind.

Openwind es un programa computacional desarrollado por la empresa AWS Truepower, subsidiaria de la empresa UL (previamente conocida como Underwriters Laboratories), dedicada a la certificación, pruebas, inspección y consultoría de un amplio espectro industrias. El software está enfocado en ayudar a desarrolladores en el diseño, optimización y evaluación de proyectos basados en energía eólica.

La herramienta está construida alrededor de una plataforma de código abierto a fin de fomentar la transparencia y el crecimiento de las comunidades de usuarios y

desarrolladores que mantengan al programa avanzando y actualizado con la última tecnología.²⁷

El software posee una serie de capacidades que facilitan el diseño de proyectos eólicos; mediante el uso de un sistema de capas georreferenciadas, el desarrollador puede estimar el desempeño y efectos ambientales de un proyecto, ingresando distintos tipos de datos de entrada tales como: tipo y disposición de aerogeneradores, topografía, mástiles de medición de viento, rugosidad del terreno, entre otros.

La más básica y principal función de Openwind es calcular la producción de energía de un arreglo de aerogeneradores basado en un “mapa de viento”, el cual corresponde a parámetros de distribución de velocidad y dirección tabulados y equiespaciados dentro de una grilla tridimensional. Este tipo de mapa puede ser importado o creado con el mismo software en base a mediciones reales obtenidas de un mástil de medición de viento u otro instrumento similar (i.e. Sodar, Lidar). La energía producida por cada turbina luego es calculada tomando en cuenta la información provista por el mapa y la curva de potencia de los aerogeneradores.

Finalmente, el programa tiene también la capacidad de estimar una serie de pérdidas comunes asociadas a este tipo de proyectos, como pérdidas eléctricas, disponibilidad (e.g. mantenciones programadas), limitación direccional, y quizás la más importante, las pérdidas por efecto estela (Imagen 6-1), vale decir, la reducción consecutiva del viento generada por turbinas dispuestas en dirección paralela al flujo.

²⁷ AWS Truepower, “Openwind: User Manual Version 1.8 Rev A”, 2017



Imagen 6-1 Nubes formándose en las estelas de los aerogeneradores en la planta eólica de Horns Rev, Dinamarca (Fuente: www.windaction.org)

Openwind es uno de los principales programas de evaluación de proyectos eólicos en el mundo y es ampliamente utilizado por la industria energética para estos propósitos. El software y sus ecuaciones fueron validadas por AWS Truepower durante el 2010 mediante el estudio de 20 casos reales de proyectos eólicos, en el cual se compararon los resultados obtenidos por Openwind con aquellos obtenidos de otro programa comúnmente utilizado, Windfarmer, desarrollado por DNV GL (anteriormente Garrad Hassan and Partners Ltd). El estudio dio como resultado valores prácticamente idénticos en ambas plataformas para todos los casos, concluyéndose que los principios teóricos y ecuaciones utilizadas en Openwind se encuentran bien desarrolladas.²⁸

6.1.2 Modelación de Viento

Según lo indicado anteriormente, para el cálculo de la generación energética de un proyecto eólico, Openwind se basa en un mapa de viento, que indica la distribución de velocidad y dirección del mismo en un área delimitada.

El software tiene la capacidad de calcular y generar este mapa a través del uso de un modelo lineal²⁹ de conservación de masa denominado modelo WindMap. Este se encuentra basado en el código NOABL, desarrollado por Phillips G. T. en 1979, el cual fue mejorado por Brower en 1999 para tomar en cuenta el cambio en el tamaño de la

²⁸ AWS Truepower, “Openwind: Theoretical Basis and Validation Version 1.3”, 2010

²⁹ Los modelos lineales son comúnmente utilizados a nivel de microescala por su menor requerimiento computacional en comparación a modelos más complejos (e.g. Computational Fluid Dynamics, Numerical Weather Prediction).

capa límite interna causado por transiciones drásticas en la rugosidad superficial. El modelo no contiene ecuaciones dinámicas, sino que resuelve la ecuación de conservación de masa para generar un flujo de viento tridimensional, dependiente del terreno y libre de divergencia. El modelo WindMap se inicializa utilizando las series de datos registradas por uno o más mástiles de medición meteorológica.⁸

Dada la falta de datos reales medidos, el modelo se calculó utilizando los datos obtenidos del explorador eólico, a modo de mástiles virtuales de medición de viento dispuestos en las coordenadas indicadas en la Tabla 4-1. A raíz de los requerimientos de la modelación, cada una de las series de datos fue actualizada con datos de temperatura obtenidas gratuitamente de series de datos modeladas por la empresa Vortex FDC (Anexo A), y por una estimación en la desviación estándar de cada dato horario de velocidad de viento (Anexo B).

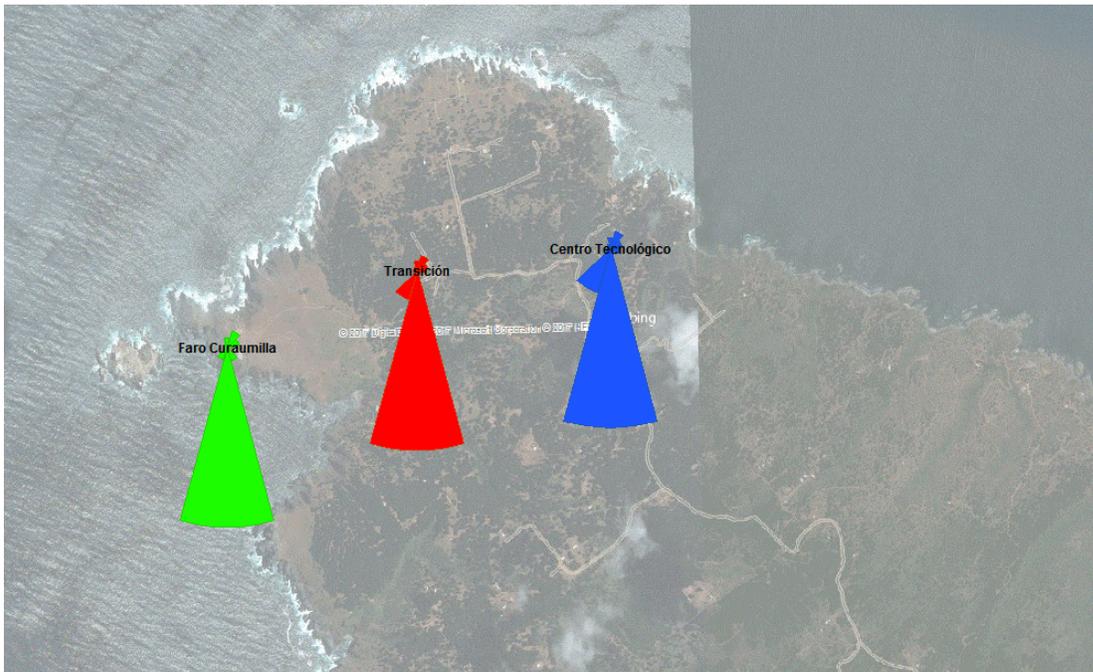


Ilustración 6-1 Capa de mástiles virtuales creados en Openwind para Punta Curaumilla

Acorde a lo mencionado previamente, el modelo WindMap utiliza características del terreno para su cálculo, las cuales son:

-
1. **Elevación:** información sobre la información del terreno; esta capa se puede obtener a partir de curvas de nivel, o bien descargada de la base de datos del mismo software a una resolución de 90 o 30 m.
 2. **Rugosidad:** capa que indica la rugosidad del terreno dependiendo de las características de la superficie; esta capa puede ser importada o descargada de la base de datos del mismo software a una resolución de 90m.
 3. **Altura de desplazamiento:** corresponde a la información de la altura sobre el nivel del suelo en que la velocidad del viento se vuelve 0, causado por bosques u otros elementos de considerable altura que afectan el flujo del viento. Esta capa puede ser importada o derivada a partir del mapa de rugosidad.

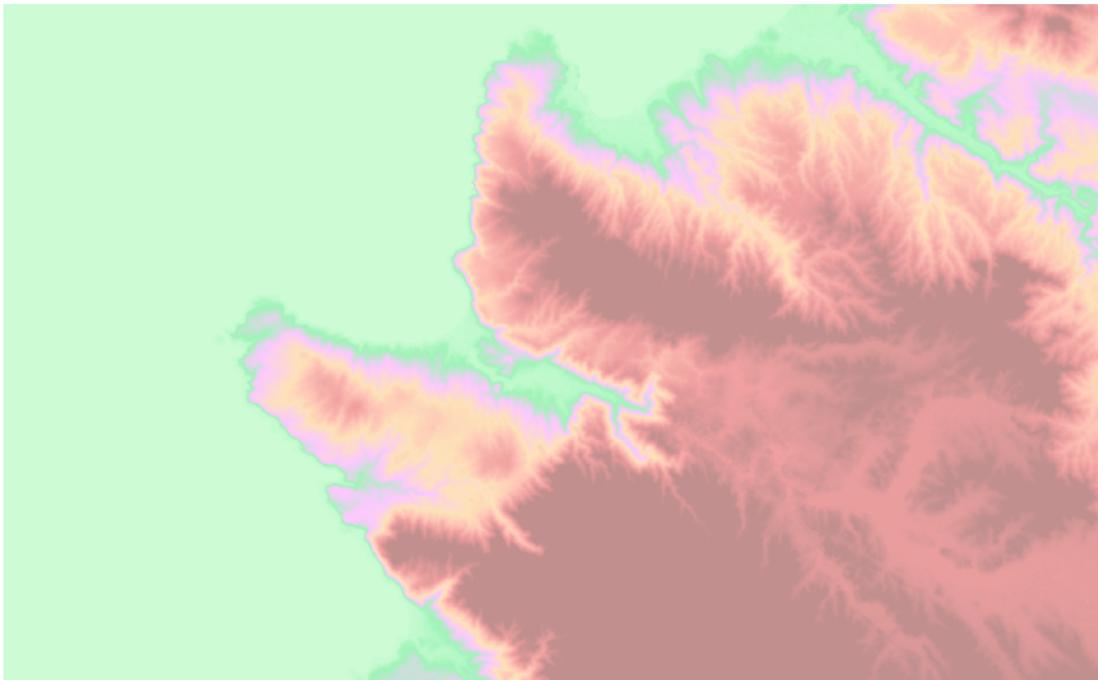


Ilustración 6-2 Mapa de elevación zona de Punta Curaumilla y alrededores (Fuente: Openwind)

En el presente estudio, las capas previamente mencionadas se obtienen mediante dos procesos distintos. Para la elevación, se utiliza la información disponible por Openwind a una resolución de 30 m (Ilustración 6-2).

Por otra parte, las capas de rugosidad y altura de desplazamiento se generan de forma manual, observando visualmente los distintos elementos presentes en un radio de 3 km desde el Centro Tecnológico en el software Google Earth Pro y caracterizándolos mediante polígonos según se observa en la Ilustración 6-3.

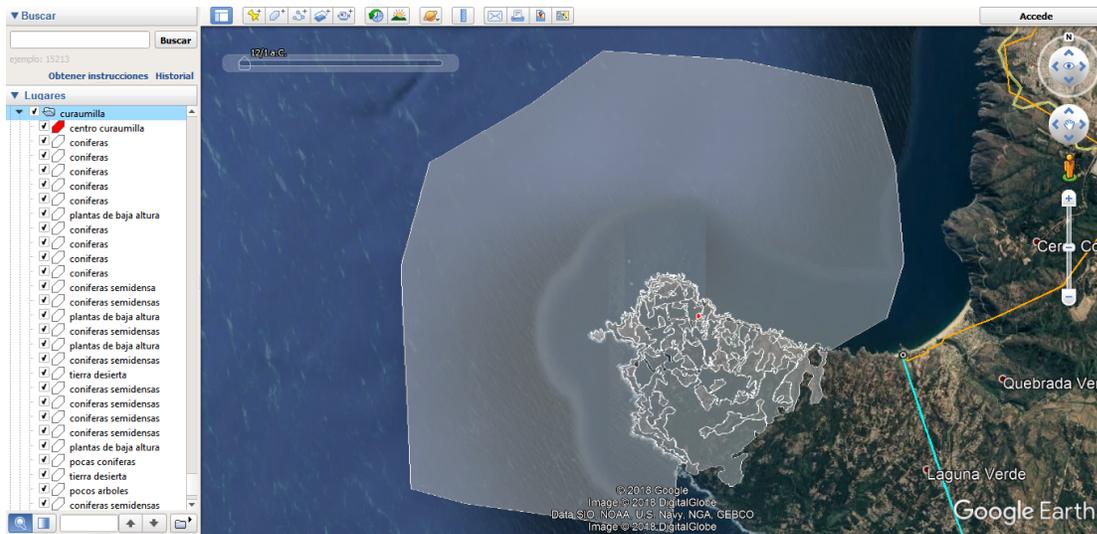


Ilustración 6-3 Caracterización de superficie en la zona de Punta Curaumilla

Esta caracterización luego se importa a Openwind, asignando un valor de rugosidad y altura de desplazamiento a cada polígono, basándose en valores obtenidos de la literatura³⁰ y según las observaciones en terreno respectivamente, resultando en la siguiente tabla.

Tipo de Polígono	Rugosidad	Altura de desplazamiento
Centro Tecnológico	0.03	0
Coníferas	0.85	10
Plantas De Baja Altura	0.2	0
Coníferas Semidensas	0.1	0
Tierra Desnuda	0.03	0
Pocos Arboles	0.1	0
Árboles Y Edificios	0.25	0
Bosque Mezclado	0.9	15
Pocos Árboles Y Edificios	0.25	0
Rocas	0.1	0
Mar	0.001	0

Tabla 6-1 Valores de Rugosidad y Altura asignados a Punta Curaumilla

A partir de estos valores y los polígonos importados, Openwind crea dos capas distintas correspondientes a cada característica, según se observa en la imagen a continuación.

³⁰ Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL, “Wind Energy Explained”, 2002

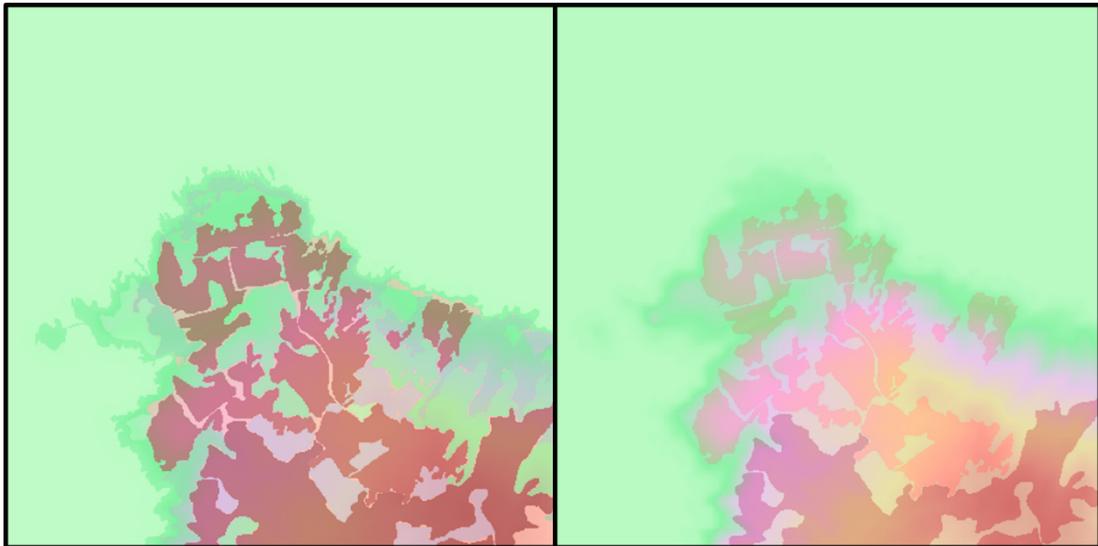


Ilustración 6-4 Capa de Rugosidad (izquierda) y altura de desplazamiento (derecha) generadas con Openwind

Se destacan los valores asignados al Centro Tecnológico en la Tabla 6-1, los que reflejan una baja rugosidad y sin desplazamiento de altura, suponiendo que la zona se despejará al momento de la construcción del Centro.

Ya con todas las capas de entrada definidas (i.e. elevación, rugosidad, altura de desplazamiento, mástiles virtuales) se procede a realizar el cálculo del modelo, en un polígono cuadrado con un área de 16 km², centrada en la coordenada representativa del Centro Tecnológico y en base a la siguiente configuración de cálculo.

Ilustración 6-5 Configuración para el cálculo del modelo WindMap en Punta Curaumilla

De la Ilustración 6-5 se extraen los siguientes puntos importantes:

- **Grid node spacing:** establece la distancia entre cada nodo de cálculo en la grilla tridimensional (i.e. la resolución del mapa de viento); en el presente caso se establece una distancia de 20m que es la máxima resolución admisible por las capacidades computacionales utilizadas.
- **Number of sectors:** establece el número de sectores direccionales en las que se realiza el cálculo; para el presente estudio se utilizan 12 sectores que es la práctica común en proyectos eólicos.
- **Calculation Heights:** establece las alturas sobre la superficie en las que se calcula la velocidad del viento en base a los datos medidos por uno o más mástiles; en el presente caso el cálculo se realiza a 10 y 50 m a fin de determinar la potencial energía extraíble a distintas alturas.
- **Recovery length (Displacement height):** indica el largo del gradiente de recuperación de la altura de desplazamiento en base a múltiplos de esta altura establecida en la capa correspondiente; para el presente caso se toma un largo de 20 veces la altura de desplazamiento, es decir, en zonas donde el desplazamiento es 10 m, su recuperación en zonas libres de vegetación se alcanza a 200 m desde el límite de la zona vegetada. Este punto es de particular importancia para la zona de emplazamiento del Centro Tecnológico, dado que este terreno se encuentra rodeado por bosques, por lo que, tomando en cuenta sus dimensiones y bajo los supuestos previamente mencionados, en toda el área existen alturas de desplazamiento mayores a 0 m.

El cálculo del modelo toma aproximadamente 1 hora; el resultado se aprecia gráficamente a continuación.

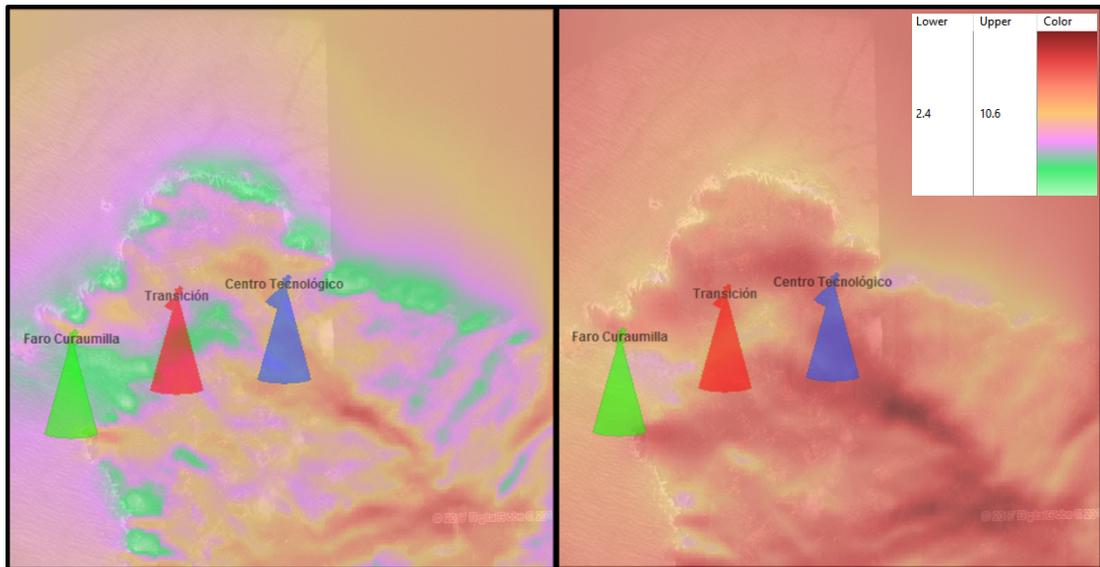


Ilustración 6-6 representación gráfica de los mapas de viento calculados por el modelo WindMap a 10 m (izquierda) y 50 m (derecha)

En la Ilustración 6-6 las áreas demarcadas con colores verdosos representan zonas de baja velocidad de viento (~ 2 m/s) mientras que aquellas zonas rojizas indican velocidades mayores (~ 10 m/s). Se aprecia como el modelo calcula aumentos de velocidad en las zonas de mayor elevación, así mismo, para el cálculo a la altura de 50m sobre el suelo, el modelo indica una altura promedio considerablemente mayor, reflejando lo observado en los mástiles virtuales.

6.1.3 Aerogenerador para el cálculo energético

Con el mapa de viento ya calculado y previo a continuar con el cálculo energético, se debe determinar las características del aerogenerador a evaluar en el sitio, puesto que la energía generada por el proyecto dependerá directamente de estos datos.

Si bien en principio el Centro Tecnológico contará con prototipos de aerogeneradores, no es posible estimar con certeza las características físicas o de desempeño de estos para el propósito de una estimación energética, por lo cual, para poder estimar la posible generación del proyecto, se toma como referencia una turbina disponible comercialmente.

Luego de consultar con el proveedor de aerogeneradores de baja escala de origen danés Aeolos Wind Energy, y los proveedores Tumo-Int y Zonhan, ambos de origen chino, se decide realizar la evaluación energética del Centro de Energía Eólica con el modelo Aeolos-H 5kW, dada el mayor nivel de detalle en la información entregada por el fabricante, además de contar con una plataforma mejor desarrollada que sus contrapartes orientales. (Anexo C)

El Aerogenerador Aeolos-H 5kW es del tipo de eje horizontal, cuenta con un rotor de 3 aspas de 5,6 m de diámetro fabricados en fibra de vidrio. Su potencia nominal es de 5kW a una velocidad de viento de 11 m/s. No cuenta con una caja de engranajes (caja de cambios), es decir se encuentra directamente conectado a un generador trifásico. Su control de velocidad se realiza regulando el ángulo de ataque de las aspas (pitch control) mediante un controlador lógico programable (PLC), respaldado por un freno mecánico en caso de embalaje.

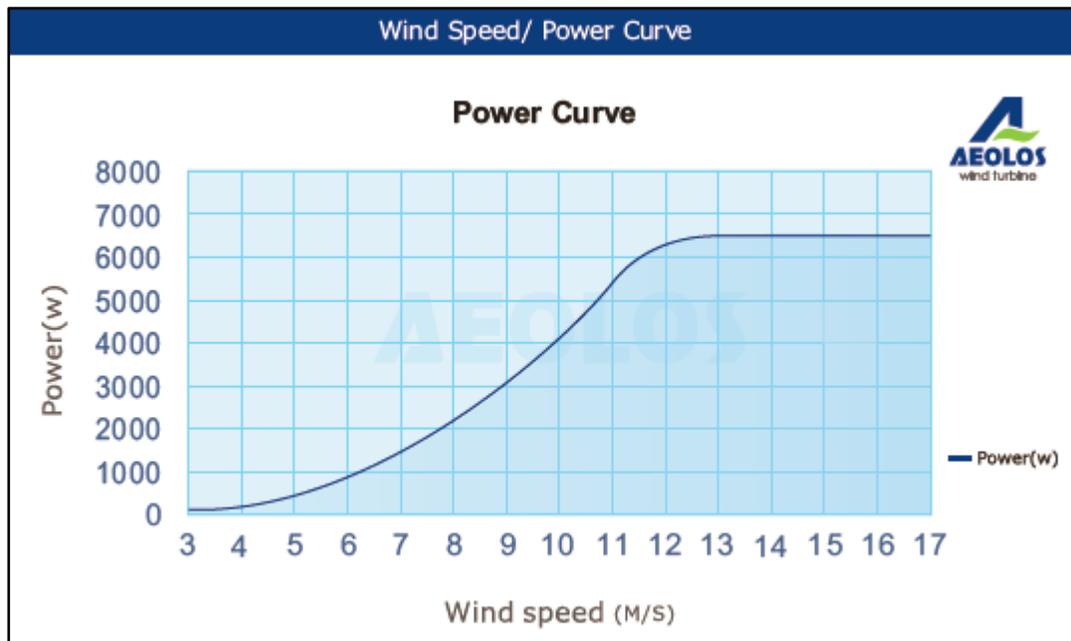


Gráfico 6-1 Curva de potencia provista por el fabricante para el modelo de aerogenerador Aeolos-H 5kW (Fuente: Aeolos Wind Energy)

De la información provista por el fabricante, la más relevante corresponde a la curva de potencia y de empuje, las que permiten el cálculo de la energía posible a generarse

por esta plataforma y las pérdidas por efecto estela respectivamente. En este contexto, la curva de empuje enviada por el proveedor no abarca todo el rango de velocidades indicado en la curva de potencia, por lo cual se realiza una extrapolación lineal, resultando en una leve disminución en los coeficientes de empuje para velocidades sobre los 7 m/s, consistentes con lo observado para plataformas de mayor escala.

Por último, las alturas de buje ofrecidas para este aerogenerador son de 9, 12 y 18 metros, en modalidad de mono-torre, que consiste en una torre de acero de una sola pieza a la altura requerida, o bien en modalidad de torre hidráulica, la que corresponde a una torre autoelevante mediante un sistema hidráulico, facilitando el izaje y descenso del aerogenerador para propósitos de mantención.

6.1.4 Evaluación Energética

6.1.4.1 Optimización del arreglo de aerogeneradores

Según lo indicado en la sección 5.3.2, se estima que la potencia necesaria para abastecer los consumos cercanos al Centro Tecnológico es de 18 kW, por lo cual, tomando en consideración el aerogenerador seleccionado para la evaluación energética en el inciso 6.1.3, el número necesario de esta plataforma para cumplir con el requerimiento es de 4, totalizando una potencia instalada de 20 kW.

Las dimensiones del modelo Aeolos-H 5kW permiten posicionar los 4 aerogeneradores en variados puntos del predio, sin embargo, es importante considerar que un arreglo de 2 o más plataformas eólicas traerán consigo una potencial pérdida por el efecto estela que cada aerogenerador incide sobre el resto.

Openwind es capaz de estimar el efecto estela de una turbina mediante la utilización de distintos modelos analíticos diseñados para estos propósitos, entre los cuales se encuentran:

- **Modelo N.O. Jensen:** también conocido como el modelo PARK, es uno de los modelos de efecto estela más antiguos utilizados hoy. Es un modelo

relativamente liviano, es decir, requiere de baja capacidad computacional. Este modelo está basado en la suposición de que el diámetro de la estela generada se expande manera lineal con respecto a la distancia detrás del rotor, definiéndose la pendiente de esta linealidad como el coeficiente de decaimiento de la estela; un alto valor en este coeficiente denota una mayor inestabilidad atmosférica, llevando a una mezcla más rápida del flujo del viento y consecuentemente recuperando la velocidad inicial de forma más acelerada.³¹

- **Modelo Viscosidad Eddy:** este es un modelo más complejo basado en una solución de la ecuación de Navier-Stokes. El modelo emplea un perfil gaussiano y la recuperación de la velocidad del viento depende de la intensidad de la turbulencia, puesto que una mayor turbulencia significa una mezcla acelerada del flujo de viento y viceversa.²⁷
- **Modelo Deep-Array:** corresponde a un modelo desarrollado por AWS Truepower diseñado para tomar en cuenta los efectos que tiene un arreglo de aerogeneradores sobre la capa límite planetaria fuera de la zona directa de efecto estela. Esta interacción es ignorada por los modelos previamente mencionados, sin embargo, de acuerdo a lo que sugiere la teoría, el efecto debe ser considerado para arreglos de gran tamaño.³²

Utilizando estos modelos, el software Openwind es capaz además de realizar una optimización del arreglo de aerogeneradores, tomando en cuenta las velocidades calculadas en el mapa de viento, restricciones de terreno y pérdidas por efecto estela. Para esto, el programa simplemente realiza un proceso estocástico, realizando pruebas aleatorias de posicionamiento de los aerogeneradores, conservando aquellos que presentan una mejora y descartando el resto.

Las restricciones impuestas para la optimización del Centro Tecnológico obedecen a 2 puntos específicos: primero, mantenerse al interior del polígono de emplazamiento del Centro, y segundo, mantener una distancia entre aerogeneradores dependiente de las direcciones predominantes de viento, significando que en aquellos sectores direccionales en donde la velocidad media es mayor, la distancia entre cada aerogenerador deberá ser también mayor que en velocidades bajas, a fin de evitar

³¹ Matthew Huaiquan Zhang, “Wind Resource Assessment And Micro-Siting”, 2015

³² Michael C. Brower, Nicholas M. Robinson, “THE OPENWIND DEEP-ARRAY WAKE MODEL: Development and Validation”, 2017

pérdidas y turbulencias excesivas que puedan afectar al rendimiento del proyecto o la vida útil de las maquinas respectivamente.

Una vez dispuestas los aerogeneradores en el sitio de forma aleatoria, se procede a iniciar el optimizador, el cual se deja correr por sobre las 11.000 iteraciones, resultando en lo que se presenta a continuación.

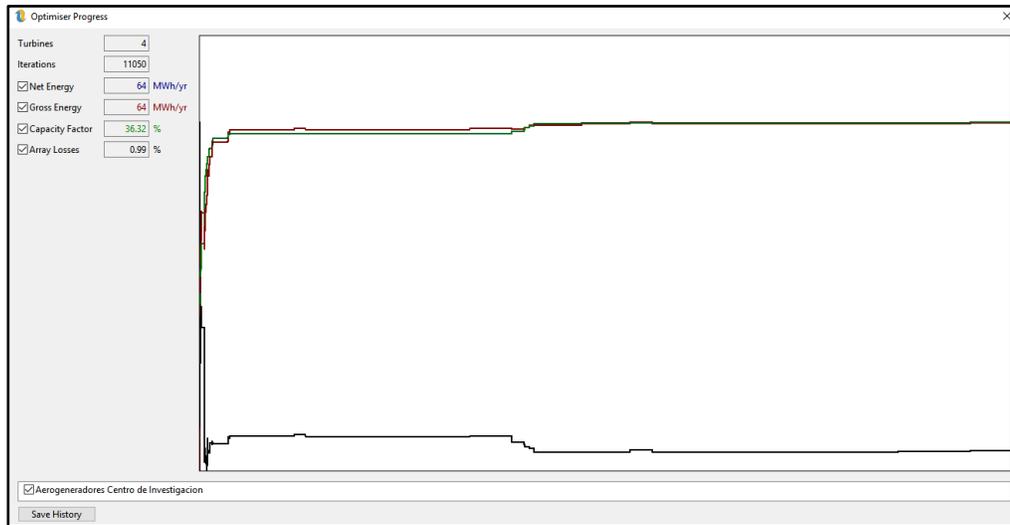


Ilustración 6-7 Resultados de progreso del optimizador aplicado por Openwind

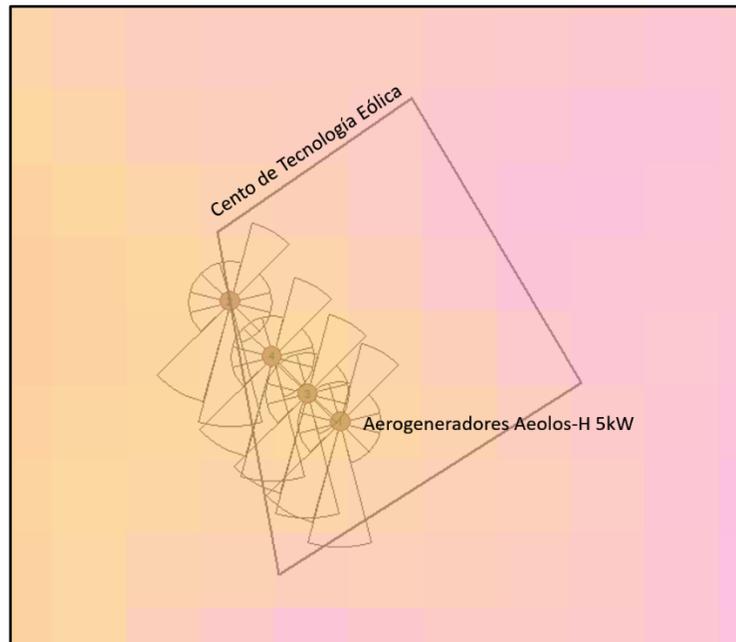


Ilustración 6-8 Disposición de aerogeneradores después de pasar por el proceso de optimización

La Ilustración 6-7 muestra la evolución en la energía capturada por el arreglo de aerogeneradores en términos de MWh y en factor de planta anual, así como también muestra la evolución que las distintas iteraciones tienen en términos de eficiencia del arreglo, o bien las pérdidas por efecto estela que este tiene. Se denota como el optimizador mejora considerablemente la captura energética, llegando a un aparente límite una vez realizadas la mitad del total de iteraciones realizadas.

Consecuentemente, la Ilustración 6-8 muestra gráficamente la disposición final de los 4 aerogeneradores Aeolos-H 5kW una vez terminado el optimizador. El polígono indica los límites del terreno considerado en el emplazamiento del Centro Tecnológico, y los círculos son representaciones de cada aerogenerador, indicando en cada uno además las distancias mínimas entre cada uno que se deben cumplir, y que dependen del sector direccional del viento.

Las coordenadas de cada aerogenerador se presentan en la siguiente tabla.

Aerogenerador	Latitud	Longitud
1	-33.096892°	-71.722352°
2	-33.096592°	-71.722660°
3	-33.096821°	-71.722442°
4	-33.096728°	-71.722542°

Tabla 6-2 Coordenadas de aerogeneradores según optimización Openwind

6.1.4.2 Generación Anual

Con la disposición del arreglo ya definido, es posible realizar la estimación de generación eléctrica del mismo. Para esto, Openwind pone a disposición del usuario dos métodos de cálculo distintos.

6.1.4.2.1 Método Probabilístico

Este método se basa en las curvas de distribución de Weibull definidas según los datos medidos por los mástiles meteorológicos.

La energía total calculada por el software para este método se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$Energía = 8766 \sum_{i=1}^{nD} \sum_{j=1}^{nU} \sum_{k=1}^{nT} F_{ijk} P_{ijk}$$

Donde nD es el número de pasos direccionales (72 por defecto), nU es el número de pasos de velocidad de viento (70 por defecto dado por pasos de 1 m/s entre 0 y 70 m/s), y nT es el número de aerogeneradores en el sitio. F_{ijk} es la probabilidad del viento viniendo del sector direccional i, en el rango de velocidad j, en la posición del aerogenerador k, y P_{ijk} es la potencia generada por dicho aerogenerador en esta velocidad y dirección. El número 8766 denota el número de horas en el año tomando en consideración los años bisiestos, resultando en la cantidad de kWh anuales generados.²⁸

Adicionalmente, Openwind tiene la posibilidad de indicar el nivel de probabilidad (i.e probabilidad de excedencia) con el que se calcula la energía; práctica común en reportes de evaluación energética para el propósito de justificación o certidumbre que un proyecto tiene, y que son necesarios al momento de solicitar algún tipo de financiamiento para llevarlo a cabo.

Los resultados de la evaluación energética para el Centro Tecnológico se presentan a continuación.

Modelo Aerogenerador	Aeolos-H 5kW	
Modelo de efecto estela	N.O. Jensen	
Altura de Buje (m)	25	
Probabilidad de excedencia	P50	P90
Energía Bruta (kWh)	90.549	81.733
Eficiencia del arreglo	99,21%	99,24%
Energía Bruta ajustada ³³ (kWh)	90.092	81.383
Factor de Planta	51,42%	46,45%

Tabla 6-3 Evaluación energética mediante el método probabilístico para el Centro Tecnológico

³³ Considera el descuento de energía por efectos estela

Tal como se menciona en la sección 6.1.2, la vegetación en altura densa (i.e. bosques) produce un desplazamiento del perfil de viento, haciendo que en alturas cercanas a la rasante superior de estas áreas la velocidad de viento se reduce a 0, vale decir, este tipo de áreas vegetadas bloquean el viento, haciendo que éste pase por encima de ellas. Según lo observado en la Tabla 6-3 Evaluación energética mediante el método probabilístico para el Centro TecnológicoTabla 6-3, y de acuerdo a las recomendaciones generales de instalación de turbinas eólicas, la altura de buje seleccionada para la evaluación del recurso energético corresponde a 25m sobre el suelo, con el fin de evitar los efectos del desplazamiento de perfil descrito.

Existe una clara diferencia entre el nivel de excedencia P90 y P50, presentando una razón de 0,9 entre ellos, valor relativamente alto, indicando que la dispersión una baja dispersión en la distribución de Weibull asociada.

6.1.4.2.2 Método por Serie Temporal de Datos

El segundo método que Openwind ofrece para la estimación energética del sitio corresponde al cálculo mediante Serie Temporal de Datos.

Este método toma como base la serie de datos capturada por el mástil de medición de viento, y calcula en cada intervalo la energía generada, según la dirección, velocidad, temperatura y presión registrada en cada paso de la serie (estos dos últimos se utilizan para el cálculo de la densidad del aire). En el presente caso, las series utilizadas contienen registros a nivel horario, por lo cual el cálculo se realiza hora a hora para el año completo medido, sin embargo, podrían presentarse casos en donde los registros se realizan con una mayor resolución (e.g. cada 10 minutos) caso en el cual el cálculo se realizaría cada para esa resolución temporal específica.

La ventaja de este método es que da una noción más precisa de la cantidad de energía que se podría haber obtenido en el intervalo registrado, desechando los sesgos que se producen con el ajuste de una curva de probabilidad (tal como ocurre para sitios en donde la distribución de velocidades presenta una tendencia bimodal u otra forma distinta a la descrita por una curva de Weibull). Adicionalmente este método permite

analizar el comportamiento temporal de un sitio, vale decir analizar la variación estacional a lo largo del año, o bien el comportamiento hora a hora durante un día representativo de cada mes, tal como se muestra en secciones posteriores.

Por otro lado, para series temporales con una resolución muy alta y arreglos de aerogeneradores muy grandes, la capacidad computacional requerida para el cálculo es considerablemente mayor que para el método probabilístico.

Los resultados de evaluación energética utilizando el método de serie temporal de datos se presenta a continuación.

Modelo Aerogenerador	Aeolos-H 5kW
Modelo de efecto estela	N.O. Jensen
Altura de Buje (m)	25
Energía Bruta (kWh)	89.969
Eficiencia del arreglo	99,39%
Energía Bruta ajustada (kWh)	89.689
Factor de Planta	51,19%

Tabla 6-4 Evaluación energética mediante el método de series temporales para el Centro Tecnológico

Una comparación rápida entre la Tabla 6-4 y la Tabla 6-3 evidencia la diferencia entre los métodos de cálculo descritos, en donde el segundo método refleja un menor rendimiento del proyecto vs el primero. Como se ha mencionado, la razón de esta diferencia podría estar ligada a la discrepancia que existe entre las frecuencias de velocidades obtenidas y el ajuste de Weibull aplicado, como se aprecia en detalle en los análisis realizados en la sección 4.4.

6.1.4.3 Generación Diaria

Del método de Serie Temporal de Datos descrito en la sección precedente, se puede obtener una matriz 12x24 que describe el comportamiento horario de generación del proyecto, para un día tipo a nivel mensual. (Anexo D)

Los valores obtenidos en dicha matriz se observan gráficamente a continuación.

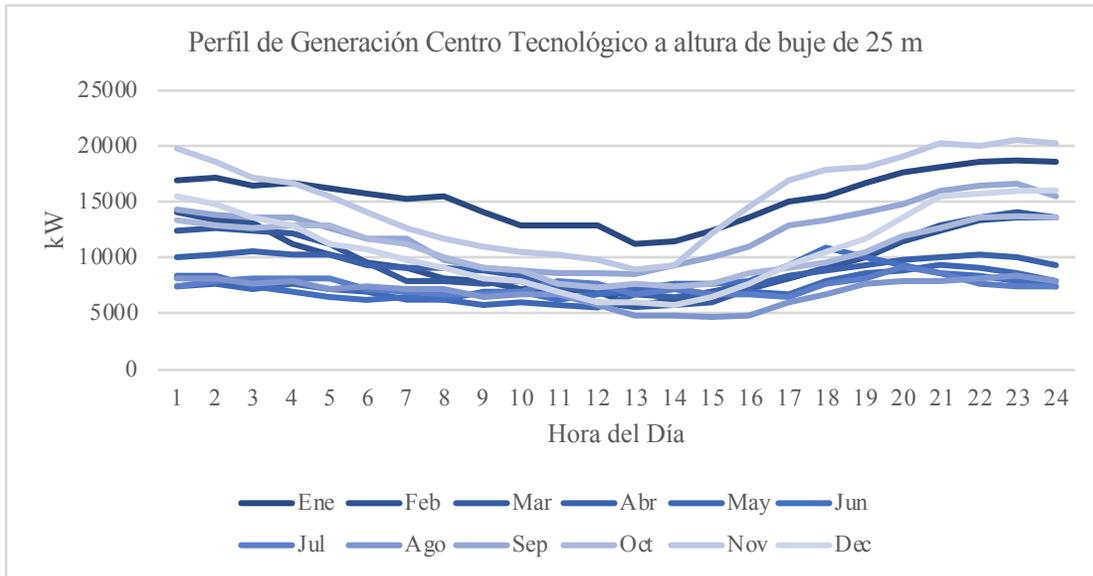


Gráfico 6-2 Perfil horario de generación obtenido de la matriz 12x24 generada por Openwind a una altura de buje de 25 m

Del Gráfico 6-2 se observa como la generación del proyecto esperablemente sigue la tendencia de la velocidad del viento analizada en la zona, presentándose las horas de mayor producción alrededor de la media noche, y un valle de generación cerca del mediodía. Los perfiles de invierno presentan un carácter más plano que los de verano, pero llegan a potencias menores, sin embargo, se destaca que en ningún momento se alcanza una producción nula, pudiendo ser efecto de la aleatoriedad del viento o de su constancia.

6.1.4.4 Pérdidas de energía

Existen diversos factores que podrían afectar el rendimiento de un proyecto eólico, reduciendo el potencial de generación y consecuentemente resultando en una menor cantidad de energía aprovechada.

Dentro de las pérdidas más comunes encontradas se encuentran las siguientes:

1. **Pérdidas por estela:** como ya se ha mencionado, una de las principales fuentes de pérdidas en grandes proyectos son las pérdidas causadas por la reducción de la energía del viento de aerogeneradores paralelos a la dirección del viento. Dependiendo del diseño del proyecto, el valor de estas pérdidas puede variar en

un rango considerable, sin embargo, un valor aceptable de pérdidas por estela ronda entre el 5 y el 10% de la energía.

2. **Pérdidas Eléctricas:** corresponden a las pérdidas generadas por la transmisión de la energía eléctrica desde el punto de generación, vale decir, el buje del aerogenerador, hasta el punto de consumo o de inyección a la red. Esas pérdidas dependen de variados factores como la potencia transmitida, las características físicas de los conductores y otros componentes eléctricos, factores ambientales, etc. Si bien con una ingeniería de detalle es posible calcular de forma precisa el nivel de pérdidas, estas no suelen exceder el 3% de la energía.
3. **Pérdidas por disponibilidad:** Estas pérdidas están asociadas a las mantenciones que se deben realizar periódicamente tanto a la maquinaria como a los otros componentes del proyecto, tales como centros de control, componentes eléctricos, etc. Para proyectos de gran envergadura, el nivel aceptable de pérdidas por disponibilidad ronda alrededor de un 3%, porcentaje que comúnmente se encuentra garantizado por el proveedor.
4. **Pérdidas Medioambientales:** estas pérdidas se encuentran asociadas a aspectos ambientales del sitio en el que se emplaza el proyecto. Una baja temperatura ambiental podría causar formación de hielo en los distintos componentes del aerogenerador, llevando a una reducción en su eficiencia; inversamente, una alta temperatura ambiente puede llevar a un sobrecalentamiento del generador, obligando a la máquina a detenerse. Estas pérdidas son muy específicas a la ubicación geográfica de los proyectos; dada las condiciones climáticas en Chile, comúnmente estas pérdidas no son consideradas en la evaluación energética.

Para el propósito de evaluación energética del Centro de Tecnología Eólica en Punta Curaumilla, se consideran los valores comunes de pérdidas eléctricas y por disponibilidad, con el fin de reflejar un escenario más desfavorable y no sobreestimar la posible generación del proyecto.

6.1.4.5 Perfil de demanda

Para poder determinar la factibilidad económica del proyecto, es importante saber cómo la energía producida se contrasta con el nivel de demanda que el Centro desea abastecer y así determinar cuál es el aporte que podría generar esta demanda al proyecto, como también para estimar cualquier consideración adicional que se necesite para viabilizar el proyecto.

Según la información recopilada y presentada en la sección 5.3.2 se estima un perfil horario de demanda, diferenciándose entre meses de “verano” e “invierno”, el primero abarcando los periodos enero-abril y septiembre-diciembre, mientras que el segundo abarca el periodo mayo-agosto. Este perfil se basa tanto en el régimen de operación de la granja marina, como también en una suposición de comportamiento promedio de consumo doméstico.

Los supuestos para la generación del perfil de demanda son como sigue:

1. La granja marina presenta una demanda base de 1,8 kW de potencia 24/7, y una carga máxima de 7,6 kW entre las 9 y las 16 horas, basado en el consumo mensual de gasolina en conjunto con la potencia promedio informada por Marine Farms (Anexo E).
2. El consumo de los habitantes cercanos al centro presenta una carga base de 0,5 kW en total suponiendo que cada grupo familiar ocupa un equipo refrigerante que consume alrededor de 35 kWh/mes
3. Las ampolletas, cargadores de celular y otros elementos (Tabla 5-3) que no son parte de la carga base residencial consumen de forma continua durante las horas que se encuentran conectados, estimándose este horario entre las 20 y las 24 en el periodo de “verano” y entre las 17 y las 24 horas en el periodo de “invierno”

El resultado del perfil de demanda basado en los supuestos recién enumerados se ilustra a continuación.

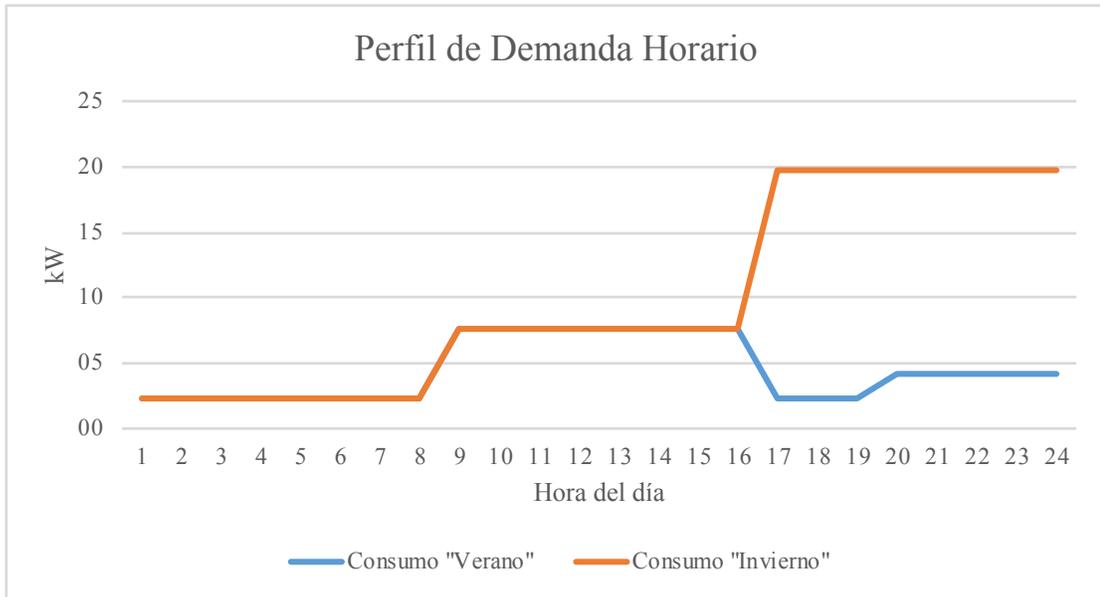


Gráfico 6-3 Perfil de demanda horaria de puntos cercanos al Centro Tecnológico

Utilizando este perfil, se procede a generar una serie horaria de demanda para el año completo 2010, repitiendo el perfil de forma periódica en los intervalos de meses correspondientes. Esta serie se genera con tal de contrastarla a la serie de generación horaria calculada mediante Openwind para el arreglo de aerogeneradores a la altura de buje seleccionada (i.e.25m).

Tal como se indica, el contraste se hace a nivel horario, produciéndose una diferencia o Delta entre la energía generada y la demanda. Esta energía deficitaria/excedentaria se observa en los siguientes gráficos.

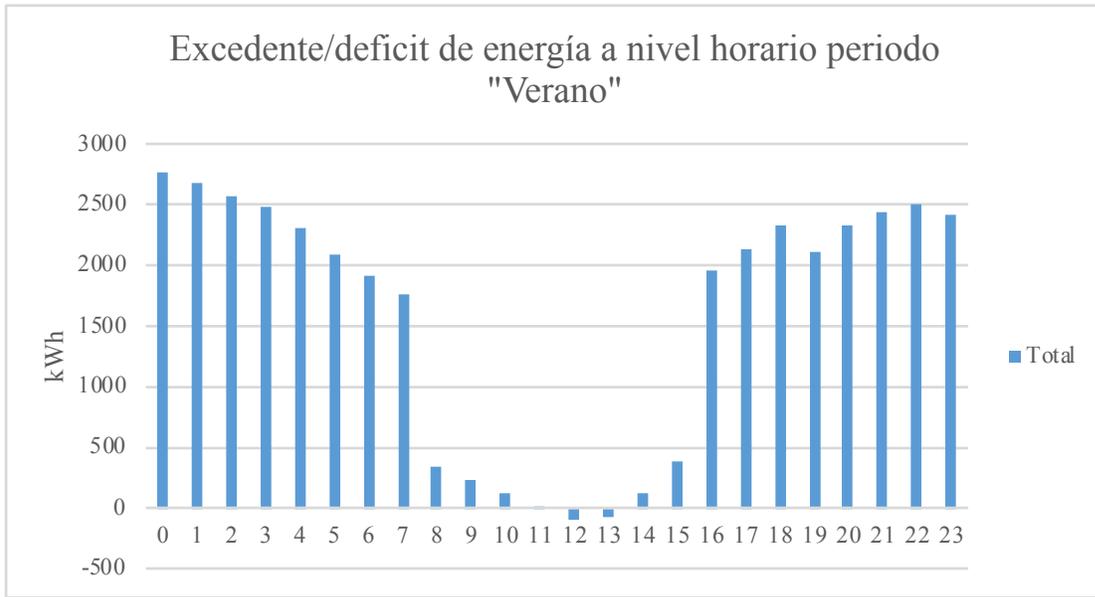


Gráfico 6-4 Excedentes y déficits de generación en el periodo de menor consumo supuesto

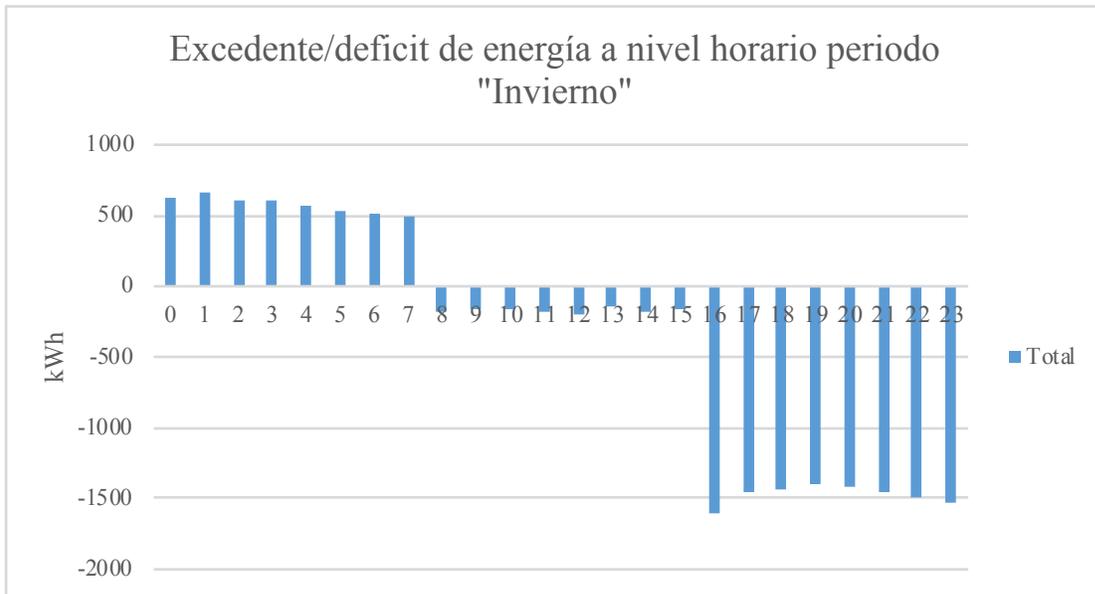


Gráfico 6-5 Excedentes y déficits de generación en el periodo de mayor consumo supuesto

El Gráfico 6-4 y Gráfico 6-5 evidencia una condición esperable para la situación energética de Punta Curaumilla, puesto que bajo los supuestos de consumo, la mayor demanda ocurre durante los meses en que el viento disminuye, produciéndose un déficit considerable de energía en las horas punta (i.e. 16-24 horas); por otro lado los meses del periodo definido como “verano”, en donde el consumo energético residencial disminuye, se producen grandes excesos de energía durante la mayor parte del día, a

excepción de aquellas horas en que la granja marina se encuentra en proceso de bombeo de agua, caso en el cual los consumos prácticamente se equiparan.

El total de generación y demanda se adjuntan en la tabla siguiente.

Generación total a 25 m (kWh)	84.166
Demanda total (kWh)	55.166

Tabla 6-5 Generación y Demanda total Centro Tecnológico

De acuerdo a los valores indicados en la Tabla 6-5, la generación producida por el Centro Tecnológico a una altura de buje de 25m supera en más del 50% de la demanda total supuesta para la zona. Sin embargo, dada la inversión estacional entre el nivel de generación y el nivel de demanda, se estima que, para lograr el abastecimiento ininterrumpido de electricidad, se hace imperante la consideración de algún sistema de almacenaje de energía para el Centro Tecnológico.

6.2 Análisis Económico

En la presente sección, se realiza un análisis económico completo, a fin de determinar la factibilidad de aplicación del Centro de Tecnología Eólica bajo las condiciones supuestas en los apartados anteriores.

6.2.1.1 Estimación Costo de Inversión

Para estimar la inversión necesaria del proyecto, se cotizan los componentes fundamentales para su correcta operación, adicionalmente se asumen algunos supuestos en base a información recopilada de distintas fuentes.

La Tabla 6-6 indica los valores obtenidos de acuerdo a lo recién mencionado. En esta se puede observar el caso base de dos alturas distintas de torres, representando las dos alturas de buje consideradas en la evaluación energética. Se selección una torre hidráulica dada la mayor facilidad que propone al momento de realizar mantenciones, o bien para realizar cambios entre distintos prototipos de aerogeneradores según el propósito específico del Centro Tecnológico.

Aerogenerador Aeolos-H 5kW	Precio CLP	Precio USD	Precio unitario	Fuente
Aerogenerador	-	6.950	1.390	Cotizado
Controlador	-	2.160	432	Cotizado
Inversor	-	1.640	328	Cotizado
Torre hidráulica 25 m	-	14.387	2.877	Estimado en base a cotización
Envío	-	500	100	Estimado en base a cotización
Almacenamiento				
Powerwall 13.5 kWh	-	5.900	437	www.tesla.com
Balance de Planta				
Fundaciones	230.889	370	106	Basado en Aerogenerador de 3.5 kW ¹⁹
Transmisión	403.127	646	12	Basado en 55 m de línea ¹⁹
Servidores		2.000	2.000	www.smallbusinesscomputing.com
Container	1.800.000	2.885	2.885	www.ebay.com
Mástil de monitoreo Meteorológico 40m	-	40.000	40.000	Estimado en base a cotización
Compra terreno	9.000.000	14.423	14.423	Aldo Madrid

Tabla 6-6 Listado de componentes y costos unitarios Centro Tecnológico

Adicional a los componentes del aerogenerador, se ha considerado un banco de baterías del proveedor Tesla, quien ha puesto de forma pública las características y costo de sus productos.

Para el balance de planta, vale decir de todos aquellos componentes necesarios aparte del aerogenerador, que se necesitan para completar la conexión a las fuentes de consumo, se consideran los costos asociados a las fundaciones, transmisión de la energía, sistema informático para el registro y administración de datos y por último un contenedor que se utilizaría para albergar los servidores, como también para el almacenamiento de repuestos y otros componentes necesarios para mantenciones preventivas o correctivas.

Algunos de los precios asociados al balance de planta, se obtienen de estudios similares anteriores, para lo cual se han ajustado los valores tomando en cuenta la inflación obtenida en el periodo entre la fecha de realización de estos estudios y la fecha actual.

Dados los costos unitarios establecidos en la Tabla 6-6, es posible realizar una estimación del costo de inversión (CAPEX) del proyecto según se presenta a continuación.

CAPEX Centro Tecnológico 20 kW	
Torre hidráulica 25m	
Aerogenerador	102.547 USD
Balance de Planta	81.332 USD
Almacenamiento	29.150 USD
Instalación 5%	10.651 USD
Contingencias 5%	11.184 USD
Total	234.864 USD

Tabla 6-7 Estimación de costos de inversión

En la Tabla 6-7 se indican los costos de inversión estimados para cada aspecto del Centro Tecnológico, considerando una potencia instalada de 20 kW distribuida en 4 aerogeneradores de 5kW cada uno.

El balance de planta toma en cuenta la distribución de electricidad a los puntos de consumo cercanos, tal como la granja marina y las casas distribuidas hasta una distancia de 1,5 km desde el Centro Tecnológico. El valor total del balance de planta incluye además el valor de compra del terreno el cual se estima en aproximadamente 9 millones de pesos de acuerdo a información entregada por Aldo Madrid, propietario de Marine Farms.

Para calcular el costo de inversión del sistema de almacenamiento, se toma como referencia el costo unitario por kWh de acuerdo a las características del Powerwall de la empresa Tesla, luego, de acuerdo a la modelación horaria de generación obtenida en la sección 6.1, y la curva de demanda estimada, se observan los periodos en que el sistema presenta un déficit de energía, obteniéndose en promedio los siguientes valores

	Altura de buje 25m
Promedio de horas continuas con déficit (h)	14,5
Potencia promedio -deficitaria durante horas continuas deficitarias (kW)	4,6
Energía promedio deficitaria (kWh)	66,7

Tabla 6-8 energía estimada para sistema de almacenamiento Centro Tecnológico

Bajo la premisa presentada en la Tabla 6-8, el Centro de Tecnología Eólica presentaría una autonomía de aproximadamente 4 horas a plena carga, y alrededor de 15 horas en base a la carga promedio deficitaria calculada.

Los valores de instalación y contingencias se han estimado en alrededor de un 5% del costo total en base a valores estimados por estudios anteriores y valores típicos encontrados en la industria eólica.

6.2.2 Modelación financiera

Según los costos de inversión calculados, se procede a realizar una modelación financiera para estimar si, y/o bajo que parámetros, el proyecto puede ser factible, basado en una serie de flujos de caja futuros que tendría el Centro Tecnológico, en un periodo de vida establecido.

Para la presente evaluación, los supuestos utilizados son según sigue:

1. Vida útil de 30 años
2. Valor total de inversión (CAPEX año 0) de 234.864 USD de acuerdo a lo estimado en la sección anterior
3. Costo operacional de 2.000 USD/año, esto incluye procesos de mantenimiento tanto en los aerogeneradores como en los componentes auxiliares del Centro Tecnológico.
4. Depreciación de 10 años sobre activos; este ítem se incluye, sin embargo, su aplicación es debatible para el concepto de los aerogeneradores puesto que son prototipos que pueden cambiar considerablemente en el tiempo
5. 1 mes de cuentas por cobrar dado que el pago de la energía se haría en un mes diferido.

-
6. Tasa de descuento aplicada del 4%, valor representativo para un crédito hipotecario en la actualidad.
 7. Factor de planta de 48,2% el cual toma en cuenta las pérdidas supuestas en la sección 6.1.4.4.
 8. Costo de suministro de 1 kWh de energía:
 - a. 0,45 USD/kWh para gasolina de 93 octanos, asumiendo un valor de 749 CLP/l³⁴, con un poder calorífico inferior de 8,9 kWh/l³⁵ y una eficiencia de un generador a gasolina de 30%
 - b. 0,21 USD/kWh para diésel, asumiendo un valor de 533 CLP/l³⁴, con un poder calorífico inferior de 10 kWh/l³⁵ y una eficiencia de un generador diésel de 40%
 - c. 0,22 USD/KWh para suministro de la red, considerando tarifa BT1A Zona SIC 2 Área 7 de la empresa distribuidora Chilquinta.³⁶
 9. Toda la energía producida es vendida
 10. Modelo económico se realiza a nivel anual

Tomando en cuenta todos los supuestos recién listados, se calcula el Valor Actual Neto (VAN) para 4 escenarios distintos: el primero considerando un precio de venta de la energía equivalente al precio de suministro mediante generación a gasolina; el segundo caso sería similar al anterior, pero considerando que la generación alternativa sería mediante generadores diésel; y el tercer escenario sería la venta de energía a precio de costo, es decir, el precio de venta en el cual el VAN sería equivalente a 0, también denominado costo nivelado de energía o LCOE.

Los resultados de los 4 escenarios anteriores se calculan según los flujos de caja presentados en el Anexo F, y se muestran en la siguiente tabla:

³⁴ <http://reportes.cne.cl/>

³⁵ https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

³⁶ Tarifas De Suministro Eléctrico De Chilquinta Energía S.A

Escenario	VAN (USD)	Precio de Venta de energía (USD/kWh)
Reemplazo de generación gasolina	384.665	0,45
Reemplazo de generación diésel	41.017	0,21
Suministro de Red	49.036	0.22
LCOE	0	0,19

Tabla 6-9 Valor Actual Neto y Precio de Energía para distintos escenarios de venta de energía

Como se aprecia en la Tabla 6-9 la aplicación de generación mediante energía eólica tiene un buen potencial como alternativa de suministro a los métodos comúnmente utilizados actualmente en la zona de Punta Curaumilla, obteniéndose un LCOE inferior a la producción mediante combustible diésel y Gasolina, e incluso más económico que el suministro desde la red de distribución en baja tensión (asumiendo que la empresa distribuidora extendiese las líneas hasta el área analizada).

7 Conclusiones

La matriz energética en Chile se encuentra en un periodo de fuertes cambios, prescindiendo año a año de la generación mediante los que hasta ahora se han denominado métodos convencionales, vale decir, generación a partir de combustibles fósiles (i.e. gas, carbón, diésel), reemplazándose por las llamadas energías limpias, tal como la energía eólica. Asimismo, y dada la naturaleza de estas energías alternativas, se denota también una tendencia a la generación distribuida por sobre la generación centralizada, creando una red más versátil y segura.

La energía eólica en particular ha tenido un importante auge en el país, impulsado principalmente por la fuerte baja en los valores de inversión, acompañado con mejoras eficiencia y cambios estructurales que permiten un mayor aprovechamiento del viento (e.g. mayores diámetros, mayores alturas de buje), permitiendo que este tipo de generación se posicione como alternativa viable a las fuentes predominantes. A esto se suma los objetivos gubernamentales, instaurados durante los últimos mandatos, de alcanzar mayores niveles de generación mediante fuentes renovables en las próximas décadas.

La zona de Punta Curaumilla estudiada en el presente trabajo, posee un excelente potencial eólico, con niveles de velocidad de viento promedio poco comunes a lo largo de Chile, dándose valores sobre los 8 m/s anuales. Adicionalmente, el carácter unidireccional, de procedencia sur, que tiene el flujo de viento en el área permite una mejor optimización de un posible proyecto, minimizando pérdidas indeseadas (i.e. efecto estela) y por ende maximizando la producción de electricidad. Por otra parte, las características de distribución vertical del viento son también beneficiosas para el desarrollo eólico en el lugar, dado que las mayores velocidades se alcanzan en alturas relativamente bajas (aproximadamente 100m), prescindiendo de torres excesivamente altas para alcanzar altas velocidades de viento.

Si bien las características de Punta Curaumilla son propicias para proyectos eólicos del punto de vista del recurso, se debe tener cuidado con el resto de las características físicas del lugar. Constructivamente, la presencia de suelos arcillosos podría presentar una dificultad en el diseño de fundaciones, haciendo probable la necesidad de algún tratamiento de estabilización al suelo previo a la instalación de cualquier tipo de fundación. También es importante considerar la densa presencia de vegetación de altura, en particular para proyectos que pretenden la instalación de aerogeneradores de menor envergadura con bajas alturas de buje, puesto que las dimensiones de los bosques aledaños podrían afectarlos de manera negativa, reduciendo fuertemente la velocidad del viento.

Ambientalmente, el área no presenta grandes complicaciones, habiendo ya hace años intervención por parte del rubro forestal, la que ha modificado la distribución de flora y fauna nativa en el lugar, reduciendo las zonas más sensibles a puntos específicos fácilmente evitables.

A pesar de largos periodos de análisis y múltiples proyectos estudiados en la zona, el gran potencial de viento que posee Punta Curaumilla aún no ha sido aprovechado de forma sustentable. Los proyectos de gran envergadura que se diseñaron por Inversiones EW y posteriormente Mainstream Renewable Power, no prosperaron por el rechazo social en la zona que prevalecía en aquellos años.

Los antecedentes recién mencionados hacen del sector de Punta Curaumilla un lugar propicio para la instalación del Centro de Tecnología Eólica, puesto que, además de entregar energía limpia a un lugar que actualmente se encuentra privado de abastecimiento eléctrico, tiene la potencialidad de abrir las puertas del conocimiento de la energía eólica, de una forma poco invasiva y beneficiosa tanto para la Universidad Técnica Federico Santa María como también a comunidades y personas que, bajo condiciones normales, no tendrían acceso a este tipo de información, entre ellos estudiantes de todos los niveles, particularmente de enseñanza básica, con quienes se podría instaurar un programa de involucramiento temprano, a fin de instruirlos y

educarlos en los múltiples aspectos que tiene este y otros tipos de generación energética sustentable.

Los múltiples requerimientos del Centro de Tecnología Eólica presentan también una oportunidad de integración de equipos multidisciplinarios a nivel universitario, pudiéndose aprovechar los conocimientos de varias ramas de la ingeniería (e.g. mecánica, eléctrica, informática) para nutrir a este centro y viceversa, llevándose a cabo un proceso natural de mejora continua, que beneficiaría al conocimiento tecnológico y permitiría la sustentación de esta instalación en el tiempo.

Aterrizando los puntos anteriores a un caso concreto, el Centro Tecnológico debe considerar la instalación de al menos 20 kW de potencia, repartida entre múltiples unidades generadoras (4 en el presente estudio), con altura de buje de al menos 25m, de esta forma se alcanzaría la generación suficiente para abastecer los consumos cercanos. Asimismo, el centro debe contar con un nivel de equipamiento mínimo para poder operar adecuadamente y cumplir los propósitos propuestos: la instalación de un mástil de monitoreo meteorológico de al menos 40m de altura permitiría el análisis en profundidad tanto de las condiciones climáticas del sitio y sus condiciones de viento en distintas alturas, como también la determinación del rendimiento de operación de los distintos prototipos de aerogeneradores que se instalaría en este centro; la aplicación de un servidor, centro de control y transmisión también es de vital importancia para el almacenamiento de la data recopilada como también los equipos de transmisión que faciliten la recopilación y acceso remoto de estos datos.

En línea con lo anterior, la intermitencia inherente a los recursos renovables, como lo son el sol y el viento, obliga a buscar métodos de aseguramiento del suministro, puesto el comportamiento horario de este tipo de centrales generadora no siempre calce con la curva de demanda. Para esto, el método que tiene más sentido a nivel de generación distribuida, como lo es en parte el caso del Centro de Tecnología Eólica, es el almacenamiento de la energía producida. Si bien en el presente informe se consideró un sistema de almacenamiento mediante baterías de ion-litio, el comportamiento

estacional que posee tanto la generación como la demanda lleva a la conclusión de que este método podría no ser el óptimo para garantizar la continuidad del suministro, puesto que, aunque la generación calculada es vastamente mayor a la demanda requerida, los niveles de generación y consumo tienen una correlación negativa estacional, es decir, la mayor producción de energía eléctrica se produce durante los meses en que la demanda es baja; inversamente, la demanda sube durante los meses de invierno, cuando la generación eólica es más baja. La situación ideal supone entonces el traslado del exceso de la mayoría de la energía generada durante los meses de verano a los meses de invierno, condición que una batería de ion-litio no es capaz de cumplir debido al nivel de descarga natural que se produce en esta en un corto plazo de tiempo.

Una posible solución a esta problemática podría encontrarse en la utilización del hidrógeno como método de almacenaje a largo plazo. La energía en exceso puede ser aplicada en la electrolisis del agua para la obtención de hidrógeno, el cual tiene la propiedad de poder almacenarse a presión en un estanque de volumen relativamente pequeño. El hidrógeno almacenado no sufriría pérdidas en el corto plazo y puede ser utilizado a discreción para la producción de energía eléctrica mediante una celda de combustible, dando así una alternativa viable para el desplazamiento de energía a nivel horario, o estacional. Este estudio sugiere que se incentive la investigación en este tipo de tecnologías, las que podrían presentar un beneficio tanto para el Centro Tecnológico, como también para la generación a gran escala.

Finalmente, el análisis económico demuestra que existe un buen nivel de viabilidad de aplicación del Centro de Tecnología Eólica en Punta Curaumilla, dado que la instalación de éste conllevaría, en primer lugar, el acceso de energía eléctrica a una zona que actualmente no lo tiene, y en segundo lugar, este suministro tendría un costo inferior al que actualmente se alcanza con métodos convencionales con métodos convencionales como el diésel o la gasolina, e incluso que el valor actualmente provisto por la red de distribución en la zona de Valparaíso, existiendo además la posibilidad de disminuir aún más este costo de energía de existir algún tipo de subvención pública o privada para el Centro Tecnológico.

8 Referencias

1. <http://gwec.net/global-figures/graphs/>
2. Robert Carter, “*Boat remains and maritime trade in the Persian Gulf during sixth and fifth millennia BC*”, marzo 2006.
3. Albert Betz, “*Introduction to the Theory of Flow Machines*”, 1966
4. Morten Lybech Thøgersen, M.Sc. “*Modelling of the Variation of Air Density with Altitude through Pressure, Humidity and Temperature*”, 2005.
5. <http://www.vortexbladeless.com>
6. Philippe Beaucage, Michael C. Brower, “*Wind Flow Model Performance: Do more sophisticated models produce more accurate wind resource estimates?*”, 2012
7. <http://www.coordinador.cl>
8. Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, “*El Explorador Eólico 2012, Descripción y Manual de Uso*”, 2012
9. <http://www.thewindpower.net>
10. Roberto Carvajal, Jose Rojas, Fabian Toro, “*Determinación del Potencial Eólico, Curaumilla (V-Región)*”, 1986
11. Juan Quezada Labra, “*Estudio de Factibilidad Para el Aprovechamiento Eólico Posible entre Punta Curaumilla y Los Vilos*”, 2003
12. René Sanhueza Robles, “*Estudio de Factibilidad de la Implementación de una Franja Eólica Conectada al Sistema Interconectado Central en la Localidad de Punta Curaumilla*”, 2005
13. Keegan Kruger, “*2H 2017 Wind Turbine Price Index*”, 2017
14. Jose Escobar, “*DIA Parque Eólico Laguna Verde*”, 2008
15. Tebal, “*Declaración de Impacto Ambiental, Proyecto Modificación Parque Eólico Laguna Verde*”, 2011
16. Henry González V, Santiago Gonzalez P., “*Abastecimiento de Energía Eólica Mediante Turbina Eólica Para Alimentar Camping del Borde Costero de Laguna Verde*”, 2012.
17. <http://www.cener.com>
18. <http://www.umass.edu/windenergy/>
19. International Electrotechnical Commission, “*International Standard IEC 61400-1:2005, Wind turbines - Part 1: Design requirements*”, 2005
20. O.A. Jaramillo, M.A. Borja, “*Bimodal versus Weibull Wind Speed Distributions: An Analysis of Wind Energy Potential in La Venta, Mexico*”, 2004.
21. James D. Bergen, “*Cold Air Drainage on a Forested Mountain Slope*”, 1969

-
22. https://en.wikipedia.org/wiki/Coandă_effect
 23. Mauricio Silva, Natalia Rodríguez, “*Informe Agrológico, Modificación Parque Eólico Laguna Verde*”, 2011
 24. Tebal, “*Prospección De Fauna Terrestre, Proyecto Modificación Parque Eólico Laguna Verde (Mpelv)*”, 2011
 25. International Electrotechnical Commission, “*International Standard IEC 61400-12-1 Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*”, 2017
 26. AWS Truepower, “*Openwind: User Manual Version 1.8 Rev A*”, 2017
 27. AWS Truepower, “*Openwind: Theoretical Basis and Validation Version 1.3*”, 2010
 28. Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL, “*Wind Energy Explained*”, 2002
 29. Matthew Huaiquan Zhang, “*Wind Resource Assessment and Micro-Siting*”, 2015
 30. Michael C. Brower, Nicholas M. Robinson, “*The Openwind Deep-Array Wake Model: Development and Validation*”, 2017
 31. <http://reportes.cne.cl/>
 32. https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html
 33. Tarifas De Suministro Eléctrico De Chilquinta Energía S.A

ANEXO A – Estimación de la Temperatura Ambiente Horaria

A fin de obtener una mejor modelación de flujo de viento en el software Openwind, es necesario contar con datos de velocidad y su desviación estándar, dirección y temperatura (utilizada por el software para el cálculo de la densidad) del viento, sin embargo, la data obtenida mediante el explorador eólico solo entrega valores horarios de velocidad, dirección y densidad (no siendo posible ingresar esta de manera directa).

Para solucionar este problema, se opta por utilizar datos de temperatura horarios obtenidos gratuitamente de la empresa Vortex, quienes entre sus múltiples servicios, ofrecen series de datos horarios de largo plazo modeladas a partir de data de reanálisis (e.g. CSFR, MERRA) para sitios particulares, ofreciendo una resolución de hasta 3 km.

La empresa ofrece una serie gratuita que abarca un periodo de 6 meses desde cualquier fecha solicitada a partir del año 2001. Por esto, y para mantener la consistencia con los datos del Explorador Eólico, se obtienen los primeros 6 meses del año 2010, según se muestra en el siguiente gráfico.

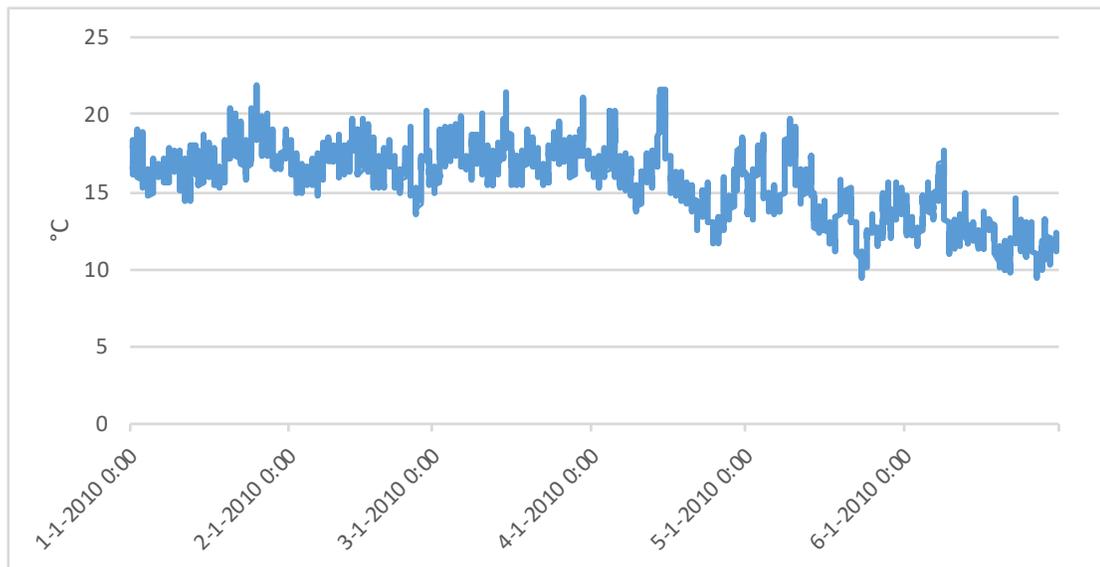


Gráfico Anexo A 1 Datos de Temperatura Horarios Obtenidos de Vortex

Se denota como la serie obtenida de Vortex refleja la variación horaria de temperatura, así como también el cambio estacional, disminuyendo paulatinamente la temperatura hacia el mes de junio.

La temperatura para el año completo se estima reflejando la serie provista por Vortex para los meses subsecuentes, vale decir el segundo semestre del año se asume como el inverso del primero, resultando en la siguiente serie anual.

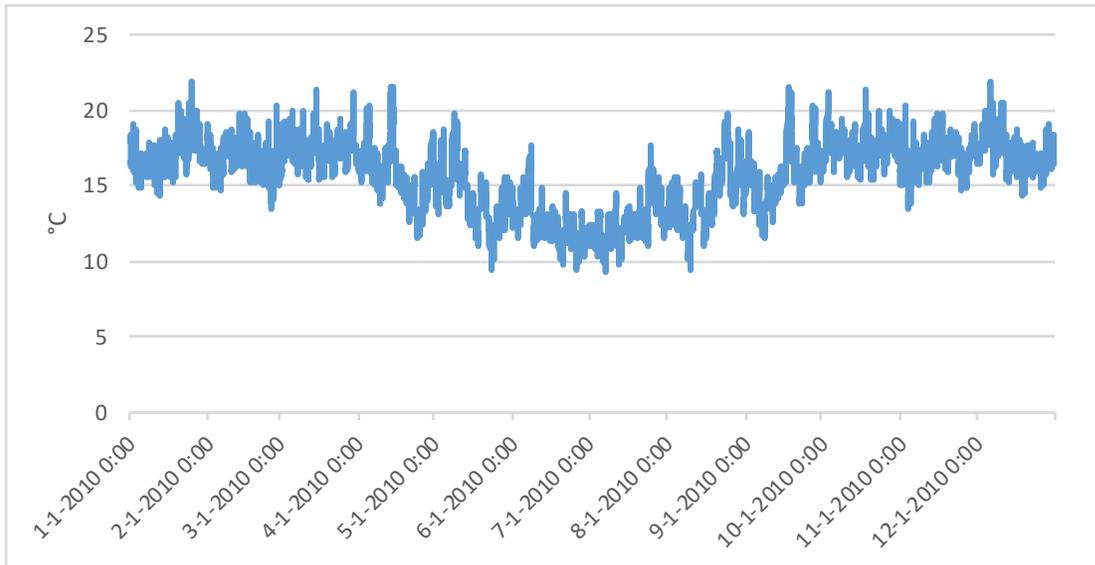


Gráfico Anexo A 2 Serie anual de temperatura de viento asumida a partir de datos Vortex

La serie obtenida refleja la estacionalidad habitual de la zona, con temperaturas que varían entre los 10 y los 20°C, disminuyendo en los meses de otoño/invierno y elevándose en los meses de primavera/verano.

ANEXO B – Estimación de la Desviación Estándar Horaria de Velocidad del Viento

Tal como se menciona en el Anexo A, uno de los inputs importantes para el software de modelación eólica es la desviación estándar que tiene la velocidad del viento para cada intervalo medido (1 hora en el presente caso). La desviación estándar del intervalo es un indicador del nivel de turbulencia presente en el flujo, lo cual dicta algunos parámetros de diseño de los aerogeneradores a instalar, como también afecta en la modelación del efecto estela que estos producen.

Dada que la información simulada en el Explorador Eólico no presenta datos de desviación estándar, se realiza una estimación de esta a partir de información de viento real obtenida de mástiles meteorológicos en zonas de características similares a Punta Curaumilla, específicamente la zona de Arauco en la región del Biobío, cuyos vientos presentan una cierta similitud en tanto se componen de vientos costeros que irrumpen sobre el terreno que se extiende hacia el mar.

La data de los mástiles se analizó para observar cómo se comporta la desviación estándar del viento en función de la velocidad, según se ejemplifica en el siguiente gráfico.

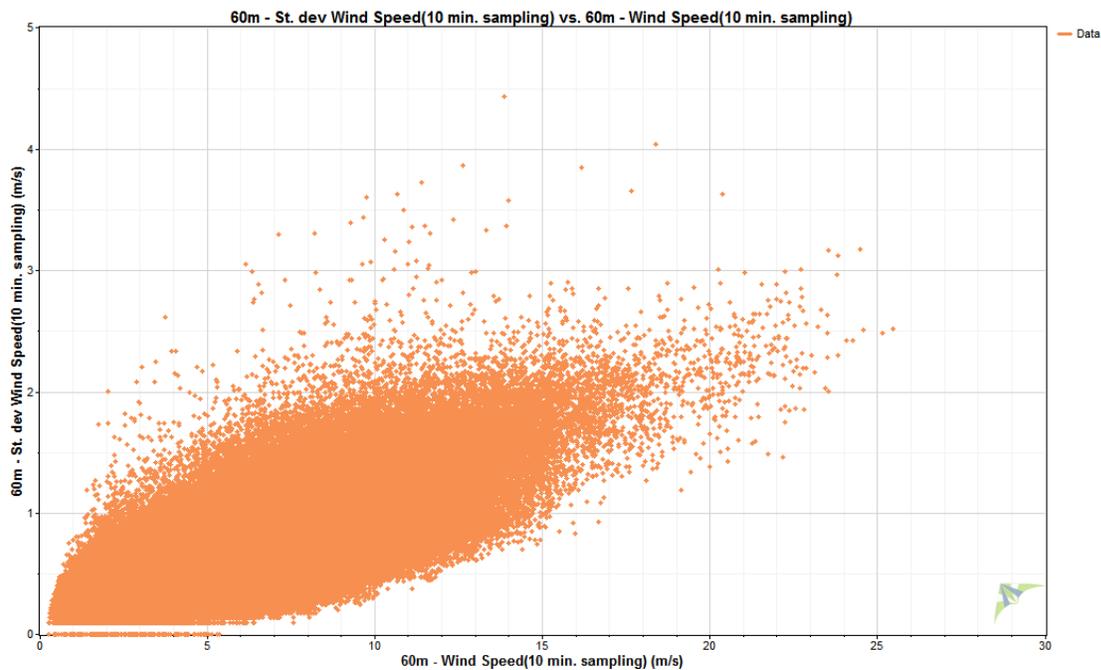


Gráfico Anexo B 1 relación entre desviación estándar y velocidad de viento a 60 m de altura registrada mástil en Arauco en muestreo cada 10 min.

De acuerdo a lo observado se determinó que existe una tendencia al aumento en la desviación estándar para mayores velocidades de viento, discretizándose esta variación conforme a la siguiente tabla.

Límite inferior de velocidad (m/s)	Límite Superior de velocidad (m/s)	Límite inferior de desviación estándar	Límite superior de desviación estándar
0	4	0	1
4	8	0.5	1.5
8	12	1	2
12	16	1.5	2.5
16	20	2	3
20	26	2.5	3.5

A partir de esta tabla se calcula una desviación estándar aleatoria para cada velocidad de viento en cada intervalo entregado por el Explorador Eólico que se ajuste a los límites observados, obteniéndose valores ejemplificados a continuación.

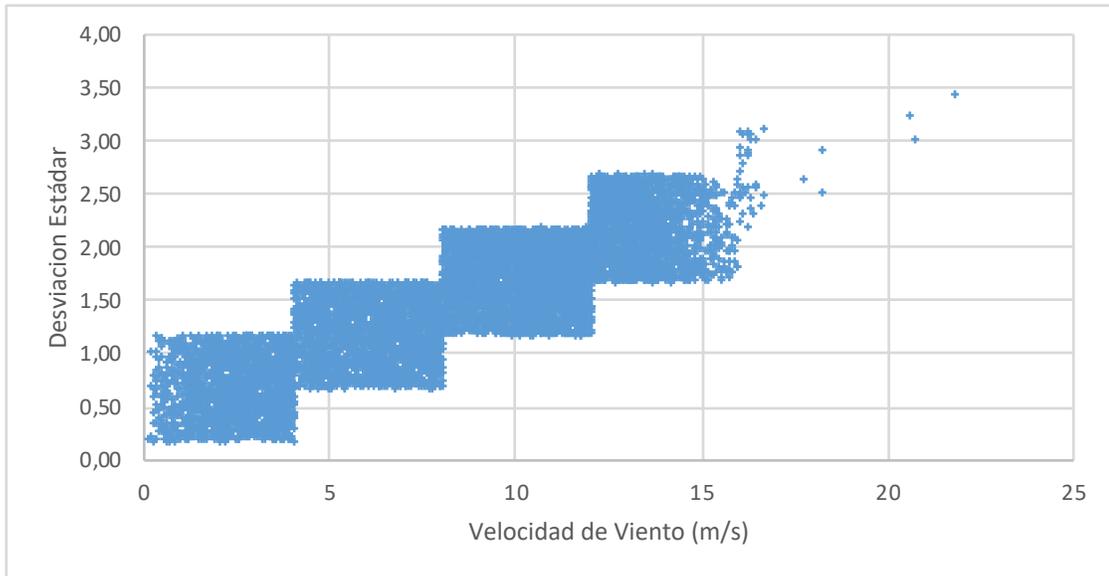


Gráfico Anexo B 2 desviaciones estándar obtenidas aleatoriamente en el sector de Punta Curaumilla a una altura de 46 m

Estos datos son luego ingresados como parte de la serie de datos del 2010 y utilizados para la modelación de flujo y estimación energética.

ANEXO C – Información de Aerogeneradores cotizados

Aeolos (origen: Dinamarca)



Aeolos H-5kW
Windturbinestar.com



TURBINE

Rated power 5 kW
 Max power 6.5 kW
 Start up wind speed 2.5 m/s (5.6 mph)
 Rated wind speed 11 m/s (24.6 mph)
 Survival wind speed 59.5 m/s (133.0 mph)
 Design lifetime 20 years
 Overall weight 400 kg (881.8 lbs)

ROTOR

Rotor diameter 5.6 m (18.4 ft)
 Swept area 24.6 m² (264.8 ft²)
 Rotor speed 240 RPM
 Blade material Fiber Glass

GENERATOR

Drive type Direct Drive (without gearbox)
 Generator type Three phase PMG
 Generator voltage 96Vdc/48Vdc(Grid off)
 400Vdc(Grid on)
 Efficiency 90%

CONTROLLER

Control system PLC controller
 Remote monitoring Optional

SAFETY

Main brake system Pitch control & Electrical control
 Secondary brake system Mechanical brake

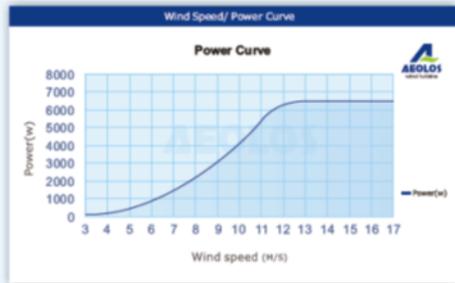
TOWER

Monopole tower 9m 12m 18m
 Hydraulic tower 9m 12m 18m

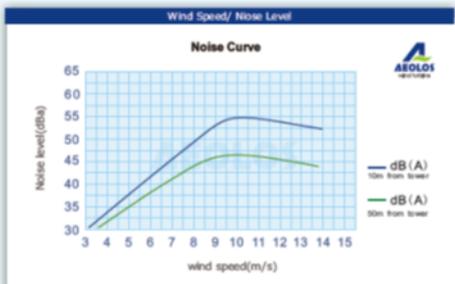
WARRANTY

Standard warranty 5 years

Wind Speed/ Power Curve



Wind Speed/ Noise Level



Aeolos H-5kW Wind turbine output

Wind speed (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Out put power (W)	108	256	500	864	1371	2047	2914	3998	5321
Annual energy output (kWh)	1596	3879	7445	11967	16847	21590	25924	29747	33055

Aeolos Wind Energy , Ltd (UK)
 27 Old Gloucester Street, London WC1N 3AX
 United Kingdom
 Tel: +44 208 242 1884
 E-mail: sales@windturbinestar.com

5 YEAR WARRANTY




Aeolos-H 5kW (Grid off)	Unit Price
5kW Wind Turbine	USD 6950
Grid-off controller (Mechanical Brake)	USD 2160
Grid off inverter	USD 1640
9m monopole tower	USD 1890
9m hydraulic tower	USD 5120
12m monopole tower	USD 2570
12m hydraulic tower	USD 5720
18m monopole tower	USD 6880
18m hydraulic tower	USD 9720

H-5kW		
Wind Speed(m/s)	Cp	Ct
3	0.3	0.798
4	0.27	0.8399
5	0.27	0.878
6	0.25	0.89
7	0.26	0.9502
8	0.26	0.9502
9	0.28	0.94
10	0.27	0.92
11	0.25	0.9149
12	0.23	0.89

Zonhan (origen: China)

AVERAGE WIND SPEED			
MPH	M/S	KMPH	MONTHLY GENERATION
9	4.0	14.4	360 kWh
11	5.0	18	720 kWh
13.4	6.0	21.6	1080 kWh
18	8.0	28.8	2160 kWh
Weibul k = 2			

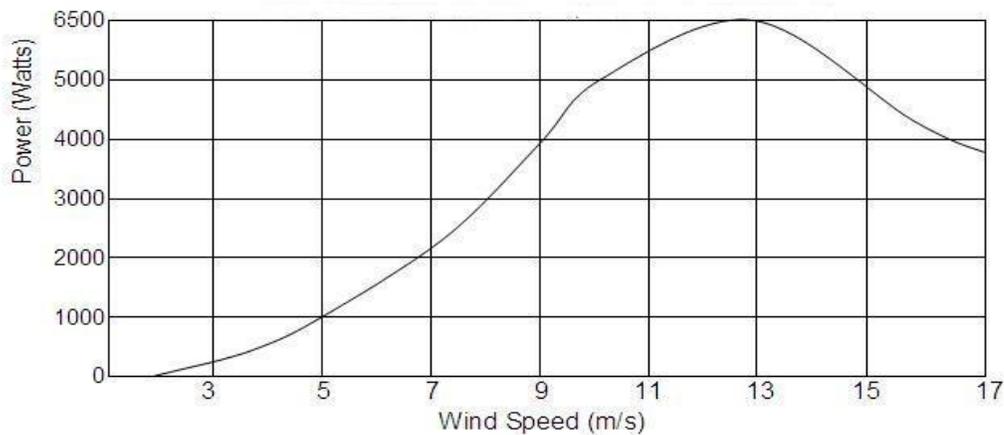
SPECIFICATION	
MODEL	5KW
ROTOR DIAMETER, METERS	6.0
NUMBER OF BLADES	3
BLADE MATERIAL	FIBRE GLASS REINFORCED
RATED POWER, WATTS	5000
@RATED WIND, M/S / MPH	10/22.3
PEAK POWER @ 12.5 M/S	6500
CUT-IN WIND, M/S / MPH	3/6.7
OUTPUT FORM	48VDC NOMINAL (HIGHER VOLTAGE OPTIONAL)
BLADE PITCH CONTROL	NONE, FIXED PITCH
NOISE	55DB(A) FROM 50M WITH A WIND SPEED OF 8M/S
OVERSPEED PROTECTION	AUTOFURL
GENERATOR	PERMANENT MAGNET ALTERNATOR
TOWER TOP WEIGHT	327KG.
LATERAL THRUST	24kN at 50m/s

5000 Watts @ 10m/s



Features

- Whisper quiet
- Neo magnets for long life
- High output for low winds
- Unique angle governing
- Sustained output in high winds
- Stainless steel components
- Lowest cost per watt



Tumo-Int (origen: China)



1 info@tumo-int.com | Arriagada, Gustavo 17-05-2018

Re: Re: 5kw Turbine quote

Hello, Mr. Gustavo

I'm Abby from Tumo Int Corporation Ltd, I'm sorry to have kept you waiting for a long time.
The following is the price of our 5000W wind turbine, The total shipping cost is 2800 RMB.
If you need to buy 1 5000W wind turbines, So we'll give you the original price of the platform \$4999.
But if you buy 4 5000W wind turbines, we will give you a 5% discount.
And I need to remind you, Our total shipping cost can only be delivered to CALLAO port.
You need to go to the port to clear and pick up the goods by yourself.
You can choose the quantity you want according to your needs, the more quantity, the greater the discount.

Best wishes
Abby

info@tumo-int.com

ANEXO D – Generación Horaria Mensual

Average hourly energy production 12x24 [kWh/h]																									
Month	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	
January	17	17	16	17	16	16	15	15	14	12.9	12.9	12.9	11.3	11.5	12.4	13.7	15	15.7	16.7	17.8	18.3	18.7	18.7	18.6	18.6
February	14	14	13	11	10	9.6	9.1	8.1	7.9	7.3	7.3	6.9	5.8	6.2	7.1	7.8	8.2	9.1	10.2	11.5	12.5	13.4	13.7	13.7	13.6
March	12	13	13	12	11	9.6	7.9	8	7.7	7.9	6.9	6	5.6	5.8	6.1	7.1	8.1	9.2	10.4	11.6	12.9	13.7	14.1	13.6	13.6
April	10	10	10	10	10	9.4	9.1	9	8.9	8.4	7.5	6.9	6.8	6.5	6.9	7.4	8.4	8.9	9.4	9.7	10	10.3	10.1	9.5	9.5
May	7.4	7.8	7.1	7.7	7.3	7	6.3	6.3	5.9	6.1	5.8	5.6	6.8	7.3	6.9	7	6.8	7.9	8.7	8.8	9.4	9.2	8.6	7.9	7.9
June	8.4	8.5	7.4	7.1	6.6	6.3	6.5	6.4	7	7	6.3	6.7	7.2	7.8	7.8	8	9.5	10.9	10	9.5	8.8	8.5	7.8	7.4	7.4
July	7.4	8	8.3	8.1	8.1	7.3	7.1	6.8	6.7	7	8	7.8	6.9	7.2	6.7	6.8	6.5	7.7	8.2	9.2	8.8	7.8	7.5	7.4	7.4
August	8.2	8.2	7.8	8	7.2	7.4	7.3	7.1	6.6	6.8	6.7	5.9	5	5	4.7	4.9	6	6.8	7.7	8	7.9	8.2	8.4	8.1	8.1
September	14	14	14	14	13	12	12	9.9	9.2	8.8	8.8	8.6	8.6	9.4	10.1	11	12.8	13.4	14.2	14.7	16	16.5	16.7	15.4	15.4
October	14	13	13	13	13	12	11	10	9	8.9	7.8	7.4	7.6	7.5	7.7	8.6	9.2	9.7	10.6	12	12.7	13.7	13.8	13.7	13.7
November	20	19	17	17	15	14	13	12	11	10.5	10.2	9.9	9	9.4	12.2	14.6	17	18	18.2	19.2	20.2	20	20.6	20.2	20.2
December	16	15	14	13	11	11	9.8	9.1	8.3	7.9	6.9	6.1	5.9	5.8	6.5	7.8	9.3	10.6	11.8	13.8	15.6	15.7	16	16.1	16.1

ANEXO E – Cálculo de Demanda para Granja Marina Marine Farms

La granja marina Marine Farms S.A. presenta un consumo importante de energía en el sector de Punta Curaumilla, principalmente debido al constante bombeo de agua marina que realiza para la mantención de sus productos.

Según su propietario Aldo Madrid, la empresa actualmente realiza este bombeo asistido de un motor a combustión de gasolina de 93 octanos, consumiendo en promedio 600 l de combustible mensuales. Adicionalmente, el consumo de potencia promedio de la granja es de 3,5 kW, con un peak de consumo (horas en las que se realiza el bombeo de agua) durante las 9 y las 16 horas.

Tomando en cuenta estos datos es posible estimar un perfil horario de consumo de acuerdo al siguiente procedimiento.

(1) Se estima la cantidad de energía total consumida mensualmente según:

$$E_{mtotal} = L_m * PCI_{gas}$$

Donde E_{mtotal} corresponde a la energía mensual consumida total, L_m es el volumen mensual de gasolina consumida y PCI_{gas} corresponde al poder calorífico inferior de la gasolina.

Tomando un poder calorífico de la gasolina de 8,88 kWh/l se obtiene:

$$E_{mtotal} = 600 \text{ l} * 8,88 \frac{\text{kWh}}{\text{l}} = 5.333,33 \text{ kWh}$$

Asumiendo una eficiencia de combustión de un 30%, se tiene que la energía efectiva consumida corresponde a:

$$E_{meff} = 5.333,33 \text{ kWh} * 30\% = 1.600 \text{ kWh}$$

Suponiendo que esta energía es usada netamente para el bombeo de agua, y que este se realiza de forma ininterrumpida durante las 7 horas indicadas, se tiene una potencia consumida durante este periodo de acuerdo a:

$$P_{bombeo} = \frac{E_{mef}}{t_{mbomb}}$$

Donde P_{bombeo} es la potencia de bombeo y t_{mbomb} es el tiempo de funcionamiento mensual de la bomba, esta última calculada según una operación de 7 horas diarias 30 días al mes, es decir 210 h mensuales, obteniéndose:

$$P_{bombeo} = \frac{1.600 \text{ kWh}}{210 \text{ h}} = 7,62 \text{ kW}$$

Según la información provista por Marine Farms, el consumo promedio de la granja es de 3,5 kW, por lo cual se puede estimar la carga base durante las horas en las que el bombeo no está activo según:

$$\bar{P} = \frac{P_{bombeo} * t_{dbomb} + P_{base} * t_{dbase}}{t_{dbomb} + t_{dbase}}$$

Donde \bar{P} es la potencia promedio, P_{base} es la potencia base utilizada en los periodos sin bombeo de agua, t_{dbomb} y t_{dbase} son los periodos diarios de bombeo y no bombeo respectivamente; reemplazando según la información disponible se tiene:

$$3,5 \text{ kW} = \frac{7,62 \text{ kW} * 7 \text{ h} + P_{base} * 17 \text{ h}}{7 \text{ h} + 17 \text{ h}}$$

$$P_{base} = \frac{(3,5 \text{ kW} * 24 \text{ h} - 7,62 \text{ kW} * 7 \text{ h})}{17 \text{ h}} = 1,80 \text{ kW}$$

Se tiene entonces que la carga base de la granja marina es de 1,8 kW con un máximo de 7,62 kW durante las horas de bombeo.

ANEXO F – Flujos de Caja de Casos Analizados

LCOE (VAN=0)

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Total [kUSD]		20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Capacidad Instalada [kW]		48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
Factor de Planta		84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
Generación Neta [kWh]		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Precio de Energía [USD/kWh]		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Ventas de Energía [kUSD]		-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Mantenimiento [kUSD/año]		-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Depreciación		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cuentas por recibir		0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Cuentas por pagar		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Capital de Trabajo		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Caja [kUSD]		13	14													

Año	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Inversión Total [kUSD]		20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Capacidad Instalada [kW]		48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
Factor de Planta		84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
Generación Neta [kWh]		0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Precio de Energía [USD/kWh]		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Ventas de Energía [kUSD]		-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Mantenimiento [kUSD/año]		-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Depreciación		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cuentas por recibir		0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Cuentas por pagar		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Capital de Trabajo		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Caja [kUSD]		14													

Reemplazo de Generación en base a Gasolina

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Total [KUSD]	-234.864															
Capacidad Instalada [kW]	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Factor de Planta	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
Generación Neta [kWh]	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
Precio de Energía [USD/kWh]	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Ventas de Energía [KUSD/año]	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Mantenimiento [KUSD/año]	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Depreciación	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Cuenta por recibir	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Cuenta por pagar	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Capital de Trabajo	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Flujo de Caja [KUSD]	-235	33	36													

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
36															

Reemplazo de Generación en base a Diesel

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Total [KUSD]		20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Capacidad Instalada [KW]		48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
Factor de Planta		84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
Generación Neta [KWh]		0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Precio de Energía [USD/MWh]		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Ventas de Energía [KUSD]		-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Mantenimiento [KUSD/año]		0	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Depreciación		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cuenta por recibir		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuenta por pagar		0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Capital de Trabajo		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Caja [KUSD]		15	16													
		-234.864														

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Reemplazo de suministro a partir de la red

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Total [KUSD]		20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Capacidad Instalada [KW]		48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
Factor de Planta		84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
Generación Neta [KW/h]		0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
Precio de Energía [USD/KWh]		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Ventas de Energía [KUSD]		-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Mantenimiento [KUSD/año]		-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Depreciación		0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cuenta por recibir		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuenta por pagar		0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Capital de Trabajo		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Caja [KUSD]	-234.864	15	16													

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%	48.2%
	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
