



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA-EÓLICA PARA UN
MÁXIMO APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

PAMELA ANDREA BASSI ZEPEDA

PROFESOR GUÍA:
JORGE ROMO LÓPEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
NELSON MORALES OSORIO
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2013

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA.
POR: PAMELA A. BASSI ZEPEDA
FECHA: 7 DE NOVIEMBRE DE 2013
PROF. GUÍA: JORGE O. ROMO LÓPEZ

“PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA-EÓLICA PARA UN MÁXIMO
APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE”

Este trabajo tiene como objetivo principal determinar un lugar que posea un alto potencial eólico y una alta radiación solar, para obtener un máximo aprovechamiento de estas energías renovables mediante una central mixta fotovoltaica-eólica.

Para llevar a cabo este proyecto, primero se dan los conceptos básicos de energía solar fotovoltaica y energía eólica, abarcando sus generalidades, características, consideraciones, las centrales que utilizan estas energías y sus aplicaciones actuales.

Se proponen y determinan distintos lugares adecuados para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica, haciendo un catastro de radiación solar y potencial eólico en cada uno de estos lugares, utilizando las herramientas Explorador Solar y Explorador Eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, con los cuales se encuentra que existen tres lugares óptimos, siendo éstos Calama, Taltal y Vicuña. Se determina, finalmente, mediante superposición de radiación y viento, que el mejor lugar se ubica en Calama, donde se ha considerado como una buena opción la localidad de San Francisco de Chiu Chiu para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica.

Se procede con el desarrollo del proyecto utilizando como supuesto que la demanda de energía de San Francisco de Chiu Chiu se comporta similar a la demanda de energía de la localidad de Ollagüe, de la cual se tiene los datos gracias a un estudio del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM). Se obtiene, así, una demanda aproximada para San Francisco de Chiu Chiu, lo que permite dimensionar la central eólica y la central fotovoltaica de la central mixta, la cual operará aislada del Sistema Interconectado.

Se realiza una evaluación económica de la central mixta, considerando la inversión inicial y el costo de operación, obteniéndose un aproximado del costo total, con lo cual se realiza una comparación con la situación actual del poblado, que es obtener energía mediante empresas distribuidoras de energía.

Finalmente, se expresan las conclusiones del proyecto realizando análisis de resultados y de sensibilidad, considerando el trabajo futuro y el aporte de este trabajo de memoria para la sociedad.

Dedicatoria

Esta memoria está dedicada a Carmen Enriqueta Gatica Valderrama (Q.E.P.D.), la mejor abuela que pude haber tenido, por su amor incondicional, por enseñarme su forma de ver la vida, muy distinta a la del resto de la gente, por impregnarme su amor hacia los animales, por hacerme ver que lo que más importa en la vida son los seres queridos y su bienestar, por sobre el de uno mismo, y que una sonrisa puede cambiar el mundo.

Fuiste mi principal motor para terminar todo este proceso, aunque costó y no pude hacer realidad tu deseo de verme titulada en vida, sé que desde arriba me estás mirando y estás orgullosa de tu única nieta. Espero seguir enorgulleciéndote durante lo que me quede de vida.

Confío en que nos seguirás cuidando por siempre, como sé que lo has estado haciendo, ya que no podríamos tener a un mejor angelito velando por nosotros allá arriba. También confío en que nos guiarás en cada paso que demos hasta que nos volvamos a encontrar, donde nos esperarás con todos los que han partido, con la mesa puesta, como siempre lo hiciste, y con tu sonrisa maravillosa, que tanto extraño.

Gracias por todo, weli, esto es para ti. Te amo.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi madre Liliana del Carmen Zepeda Gatica, quien toda su vida ha luchado por mí y por darme la mejor educación posible. Todo lo que soy es gracias a ti y tu esfuerzo constante, por lo que todo lo que hago es por ti y por darte lo que te mereces, lo mejor, lo que tú me has dado toda mi vida. Gracias, mami, por tu amor y tu apoyo incondicional, te amo infinito.

A mi abuelo Orlando Arturo Orozco Cejudo, quien me ha querido como su nieta y me ha brindado todo el cariño que un abuelo le puede brindar a una nieta. Gracias por todo, tata, eres, sin duda, la persona más culta y cautivadora que he conocido en mi vida y le doy gracias a Dios por haberte puesto en mi camino y mi familia. Te adoro.

A mi padrino Mario Antonio Rosselot Faúndez y a mi segunda abuela Ana del Carmen Sorich Concha, los que forman el último eslabón de mi pequeña familia y a los cuales quiero con todo mi corazón.

A mi tío Nicolás Humberto Beltrán Maturana, quien ha estado presente toda mi vida y en el cual puedo confiar ciegamente. Gracias por todo el cariño y el apoyo constante y por quererme tanto como yo te quiero a ti.

A mis amigos que están o estuvieron ahí, los que me apoyan día a día y los que por circunstancias de la vida han seguido por caminos diferentes al mío, pero que siempre estarán en mi corazón. Gracias por todos los momentos, por estar en las buenas, disfrutando y ayudándome a despejarme de la estresante carrera que elegí, y, principalmente, en las malas, de las que sin su ayuda no habría podido salir victoriosa. Los quiero por siempre.

A la sita Berni, la mejor secretaria del departamento por lejos (después de mi mami, obvio). Gracias por estar siempre pendiente, por darme esa palabra de aliento en los malos momentos y por ser la alegría del departamento. La quiero mucho.

Finalmente, a los miembros de la comisión, en especial, a mi profe guía Jorge Romo, por ayudarme en todo durante la realización de esta memoria y por entenderme en los malos momentos, muchas gracias.

Tabla de Contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	1
1.3.	Estructura General.....	2
2.	Antecedentes	3
2.1.	Introducción	3
2.2.	Energía Solar Fotovoltaica	3
2.2.1.	Generalidades sobre Energía Solar Fotovoltaica.....	3
2.2.2.	Características de Paneles Fotovoltaicos.....	4
2.2.3.	Consideraciones para Montaje de Paneles Fotovoltaicos.....	6
2.2.4.	Centrales Fotovoltaicas	9
2.2.5.	Aplicaciones Actuales	10
2.3.	Energía Eólica	10
2.3.1.	Generalidades sobre Energía Eólica.....	10
2.3.2.	Aerogeneradores.....	11
2.3.3.	Potencia Eléctrica de un Aerogenerador	12
2.3.4.	Centrales Eolo Eléctricas	15
2.4.	Central Mixta Solar-Eólica.....	16
2.4.1.	Complementación de Energía Solar y Eólica.....	16
2.4.2.	Características Principales de la Central Mixta.....	17
2.4.3.	Bases para el Proyecto de Centrales Fotovoltaicas y Eólicas.....	18
2.5.	Comentarios	22
3.	Lugares Adecuados para Emplazamiento de la Central Mixta	23
3.1.	Introducción	23
3.2.	Catastro de Radiación Solar	23
3.2.1.	Antecedentes	23
3.2.2.	Radiación Solar en Chile.....	27
3.3.	Catastro de Potencial Eólico	31
3.3.1.	Antecedentes	31
3.3.2.	Potencial Eólico en Chile	33
3.4.	Lugares Óptimos para el Emplazamiento de la Central Mixta.....	35
3.4.1.	Explorador Solar	35

3.4.2.	Explorador Eólico	38
3.4.3.	Análisis de Superposición de Radiación y Viento	41
3.4.4.	Conclusión.....	59
3.5.	Selección Lugar de Aplicación	60
3.5.1.	San Francisco de Chiu Chiu	60
3.6.	Comentarios	61
4.	Aplicación	62
4.1.	Introducción	62
4.2.	Desarrollo del Proyecto.....	62
4.2.1.	Estimación de la Demanda.....	62
4.2.2.	Demanda Actual y Proyección de la Demanda para San Francisco de Chiu Chiu.....	66
4.2.3.	Dimensionamiento de la Central Eólica.....	72
4.2.4.	Dimensionamiento de la Central Fotovoltaica	83
4.2.5.	Dimensionamiento Final de la Central Mixta	94
4.3.	Comentarios	99
5.	Evaluación Económica.....	100
5.1.	Introducción	100
5.2.	Inversión.....	100
5.3.	Costos de Operación y Mantenimiento	101
5.4.	Ingresos	107
5.4.1.	Bonos de Carbono	107
5.4.2.	Potencia Firme.....	107
5.5.	Estimación de Indicadores Económicos.....	108
5.6.	Situación Actual y Comparación.....	110
5.7.	Comentarios	112
6.	Conclusiones	113
6.1.	Revisión del Trabajo Realizado	113
6.2.	Resultados Relevantes.....	114
6.3.	Análisis de Resultados	115
6.4.	Sugerencias para Trabajo Futuro.....	116
6.5.	Comentarios Finales.....	118
7.	Referencias.....	119

Índice de Figuras

Figura 2.1: Funcionamiento central fotovoltaica	4
Figura 2.2: Panel fotovoltaico de silicio puro monocristalino	4
Figura 2.3: Panel fotovoltaico de silicio puro policristalino	5
Figura 2.4: Energía vs hora con y sin seguimiento	7
Figura 2.5: Distancia mínima entre paneles	8
Figura 2.6: Central fotovoltaica	9
Figura 2.7: Mecanismo de un aerogenerador	11
Figura 2.8: Aerogenerador de eje horizontal.....	12
Figura 2.9: Aerogenerador de eje vertical.....	12
Figura 2.10: Gráfico del coeficiente de potencia (C_p) en función de la razón de velocidades (λ).....	14
Figura 2.11: Central eólica.....	16
Figura 2.12: Central mixta fotovoltaica-eólica [13].....	17
Figura 2.13: Funcionamiento central mixta fotovoltaica-eólica [14].....	17
Figura 2.14: Ángulo de azimut (α).....	19
Figura 3.1: Línea delgada: Radiación solar medida al tope de la atmósfera terrestre. Línea gruesa: Radiación de cuerpo negro de un cuerpo a una temperatura de 5700K medido al tope de la atmósfera terrestre.....	24
Figura 3.2: Inclutación de la Tierra y órbita elíptica con respecto al Sol y la relación con la variación estacional de la radiación	24
Figura 3.3: Distribución de la radiación solar promedio en 24 horas de acuerdo a la latitud y mes del año. Las unidades están en W/m^2 . Las siglas indican VE (equinoccio de primavera), SS (solsticio de verano), AE (equinoccio de otoño) y WS (solsticio de invierno)	25
Figura 3.4: Tipos de radiación.....	26
Figura 3.5: Instrumentos: piranómetro, pirheliómetro y sistema de sombra.....	26
Figura 3.6: Radiación solar mundial	27
Figura 3.7: Mapa de radiación global horizontal promedio para cielo despejado en Chile entre los años 2009 y 2010.....	28
Figura 3.8: Mapa de la radiación global horizontal total en Chile entre los años 2009 y 2010	29
Figura 3.9: Mapa de la frecuencia anual de nubosidad promedio entre los años 2009 y 2010, estimada de los datos satelitales GOES (satélite geoestacionario).....	30
Figura 3.10: Movimiento del aire al ser calentado por el Sol	31
Figura 3.11: Ciclo del aire.....	32
Figura 3.12: Mapa potencial eólico América del Sur a 80 metros de altura	34
Figura 3.13: Radiación global horizontal promedio para la I y II Región del país, año 2010	36
Figura 3.14: Radiación global horizontal en el mes de julio de 2010 para la I y II Región del país.....	37
Figura 3.15: Radiación global horizontal para el mes de diciembre de 2010 para la I y II Región del país	37
Figura 3.16: Mapa potencial eólico de todo el país a 26 metros de altura	38
Figura 3.17: Mapa potencial eólico para las dos primeras regiones del país a 68 metros de altura.....	39
Figura 3.18: Potencial eólico para el mes de Enero	40
Figura 3.19: Potencial eólico para el mes de Julio	40
Figura 3.20: Régimen de viento en las zonas con mayor potencial eólico en julio, de izquierda a derecha: Calama, Taltal y Vicuña.....	41
Figura 3.21: Ubicación de Calama.....	42
Figura 3.22: Calama	43

Figura 3.23: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria.....	44
Figura 3.24: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Calama	46
Figura 3.25: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Calama	46
Figura 3.26: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día (eje vertical) y mes del año en Calama	47
Figura 3.27: Ubicación de Taltal.....	48
Figura 3.28: Taltal.....	48
Figura 3.29: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria.....	50
Figura 3.30: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Taltal	51
Figura 3.31: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Taltal	52
Figura 3.32: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día y mes del año en Taltal	53
Figura 3.33: Ubicación de Vicuña.....	54
Figura 3.34: Vicuña.....	54
Figura 3.35: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria.....	56
Figura 3.36: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Vicuña.....	57
Figura 3.37: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Vicuña.....	58
Figura 3.38: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día y mes del año en Vicuña	59
Figura 4.1: Consumo potencia periodo de Invierno para Ollagüe.....	63
Figura 4.2: Consumo potencia periodo de Primavera para Ollagüe.....	63
Figura 4.3: Consumo potencia periodo de Verano para Ollagüe	64
Figura 4.4: Gráfico demanda de potencia en kW en Invierno para Chiu Chiu	67
Figura 4.5: Gráfico demanda de potencia en kW en Primavera para Chiu Chiu	68
Figura 4.6: Gráfico demanda de potencia en kW en Verano para Chiu Chiu	69
Figura 4.7: Variación de demanda de potencia para el año 20.....	71
Figura 4.8: Aerogenerador ACSA A27/225.....	74
Figura 4.9: Curva de potencia del aerogenerador ACSA A27/225	77
Figura 4.10: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Invierno.....	79
Figura 4.11: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Primavera.....	80
Figura 4.12: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Verano	81
Figura 4.13: Gráfico de comparación de la potencia entregada y la potencia demandada en Invierno	82
Figura 4.14: Gráfico de comparación de la potencia entregada y demandada en Primavera.....	82
Figura 4.15: Gráfico de comparación de la potencia entregada y demandada en Verano	83
Figura 4.16: Conexión módulos fotovoltaicos para un grupo	97
Figura 4.17: Esquema central mixta.....	98
Figura 4.18: Distancias entre aerogeneradores.....	99
Figura 5.1: Gráfico del costo de la energía en el año 1	103
Figura 6.1: Velocidad de viento de Tinguiririca a 26 metros de altura.....	117

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Tamaños típicos de turbinas eólicas según velocidad nominal del viento	21
Tabla 3.1: Radiación de cinco desiertos de las zonas con mayor radiación del mundo	27
Tabla 3.2: Direcciones de viento dominante	32
Tabla 3.3: Datos del sitio estudiado en Calama	43
Tabla 3.4: GHI mensual de Calama (en kWh/m ² día).....	43
Tabla 3.5: GHI anual de Calama	44
Tabla 3.6: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Calama	45
Tabla 3.7: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Calama.....	45
Tabla 3.8: Datos del sitio estudiado en Taltal	49
Tabla 3.9: GHI mensual de Taltal (en kWh/m ² día).....	49
Tabla 3.10: GHI anual de Taltal.....	49
Tabla 3.11: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Taltal	50
Tabla 3.12: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Taltal.....	51
Tabla 3.13: Datos del sitio estudiado en Vicuña	54
Tabla 3.14: GHI mensual de Vicuña (en kWh/m ² día)	55
Tabla 3.15: GHI anual de Taltal.....	55
Tabla 3.16: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Vicuña	56
Tabla 3.17: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Vicuña	56
Tabla 3.18: Características de ambos poblados.....	60
Tabla 4.1: Horarios de abastecimiento	64
Tabla 4.2: Demanda Ollagüe para las estaciones de Primavera, Verano e Invierno.....	64
Tabla 4.3: Demanda de energía proyectada para Ollagüe.....	65
Tabla 4.4: Demanda de Ollagüe proyectada a 20 años	65
Tabla 4.5: Demanda de potencia en kW en la estación Invierno para Chiu Chiu	66
Tabla 4.6: Demanda de potencia en kW en la estación Primavera para Chiu Chiu	67
Tabla 4.7: Demanda de potencia en kW en la estación Verano para Chiu Chiu.....	68
Tabla 4.8: Demanda actual San Francisco de Chiu Chiu	70
Tabla 4.9: Demanda año 1 para San Francisco de Chiu Chiu	70
Tabla 4.10: Proyección de la demanda para los siguientes 20 años en San Francisco de Chiu Chiu	70
Tabla 4.11: Estimación de demanda de potencia para el año 20.....	71
Tabla 4.12: Comparación económica aerogeneradores.....	73
Tabla 4.13: Datos técnicos del rotor.....	74
Tabla 4.14: Datos técnicos de funcionamiento	75
Tabla 4.15: Datos técnicos de la torre	75
Tabla 4.16: Datos técnicos del generador	75
Tabla 4.17: Datos de compensación de fase.....	75
Tabla 4.18: Datos técnicos del multiplicador	76
Tabla 4.19: Datos del sistema de orientación.....	76
Tabla 4.20: Datos técnicos de los motores de orientación	76
Tabla 4.21: Datos de reductoras de orientación	76
Tabla 4.22: Datos de veleta y anemómetro	76
Tabla 4.23: Datos técnicos de la unidad hidráulica.....	76
Tabla 4.24: Datos de la unidad de control.....	77

Tabla 4.25: Datos de pesos.....	77
Tabla 4.26: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Invierno.....	78
Tabla 4.27: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Primavera.....	79
Tabla 4.28: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Verano.....	80
Tabla 4.29: Diferencia de potencia entregada y demanda en Invierno	83
Tabla 4.30: Diferencia de potencia entregada y demandada en Primavera.....	84
Tabla 4.31: Diferencia de potencia entregada y demandada en Verano	85
Tabla 4.32: Precios paneles solares.....	86
Tabla 4.33: Datos técnicos ambos módulos	87
Tabla 4.34: Especificaciones ambos módulos.....	87
Tabla 4.35: Datos de construcción de ambos módulos	88
Tabla 4.36: Datos de radiación en W/m^2 para Calama para los meses de Enero, Febrero, Marzo y Abril..	89
Tabla 4.37: Datos de radiación en W/m^2 para Calama para los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto	90
Tabla 4.38: Datos de radiación en W/m^2 para Calama para los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre	91
Tabla 4.39: Número de módulos requeridos para la estación Invierno	92
Tabla 4.40: Número de módulos requeridos para la estación Primavera	92
Tabla 4.41: Número de módulos requeridos para la estación Verano.....	93
Tabla 4.42: Comparación económica módulos fotovoltaicos	93
Tabla 4.43: Comparación inversores.....	95
Tabla 4.44: Comparación económica inversores	95
Tabla 4.45: Especificaciones eléctricas del inversor Outback Radian Series GS8048	95
Tabla 4.46: Especificaciones mecánicas del inversor Outback Radian Series GS8048.....	96
Tabla 5.1: Inversión central mixta.....	100
Tabla 5.2: Tabla de energía y potencia demandadas por el poblado en el año 1 para 5 horas diarias	101
Tabla 5.3: Energía demandada por mes en el año 0.....	101
Tabla 5.4: Costo mensual de energía para el año 1	102
Tabla 5.5: Demanda de energía para el año 20	103
Tabla 5.6: Demanda de energía para 5 horas diarias para el año 20	103
Tabla 5.7: Costo mensual de la energía en el año 20	104
Tabla 5.8: Proyección lineal del costo de energía anual	104
Tabla 5.9: Consumo anual de diesel para 5 horas diarias.....	105
Tabla 5.10: Costo total anual de la opción con grupo electrógeno	106
Tabla 5.11: Precio anual por bonos de carbono	107
Tabla 5.12: Factor de planta anual de la central mixta.....	108
Tabla 5.13: Indicadores económicos con tasa de descuento del 10%	109
Tabla 5.14: Indicadores económicos con tasa de descuento del 14%	109
Tabla 5.15: Costos de energía en situación actual para el año 1	110
Tabla 5.16: Costos de energía en situación actual para el año 20	110
Tabla 5.17: Proyección de costos de energía en situación actual.....	111

1. Introducción

1.1. Motivación

Las energías renovables son, sin duda, las fuentes de energía más limpias hoy en día para el abastecimiento de energía eléctrica, pues es conocida su importancia en la disminución de la contaminación comparadas con las tecnologías convencionales para generación eléctrica, como las que utilizan combustibles fósiles.

En especial, la energía eólica y la energía solar son las más utilizadas entre las energías renovables por su menor costo de inversión y su mejor aprovechamiento del recurso natural para producir energía eléctrica. Para que estas energías puedan ser viables, se necesita de un lugar adecuado donde se pueda hacer uso de una gran cantidad del elemento natural a utilizar, siendo estos el viento, en el caso de las centrales generadoras que usan energía eólica, y la radiación solar, en el caso de las centrales generadoras que utilizan energía solar, en especial las centrales fotovoltaicas.

Particularmente, existe la posibilidad de aprovechar estas fuentes de energía en lugares donde puedan ser complementarias, es decir, cuando la radiación solar disminuye, aumenta la velocidad del viento y viceversa, por lo que pensar en centrales mixtas es razonable hoy en día.

1.2. Objetivos

El objetivo general de este trabajo de título es proponer un proyecto de una central mixta fotovoltaica-eólica en un lugar donde se obtenga un adecuado aprovechamiento de la energía eólica y de la energía solar.

Para lograr este objetivo principal, se requiere llevar a cabo los siguientes objetivos específicos:

- Lograr encontrar un lugar en Chile que posea buen régimen de viento y una buena radiación todo el año.
- Obtener valores de radiación y potencial eólico de dicho lugar, que ayuden a llevar a cabo el proyecto.
- Conseguir una aproximación de la demanda del poblado escogido con el fin de determinar la cantidad de potencia demandada por el mismo.
- Determinar las ecuaciones que permitan obtener el diámetro de las hélices, en el caso de la central eólica, y el número de módulos, en el caso de la central fotovoltaica, mediante el conocimiento de la potencia demandada por el poblado.

- Determinar los elementos necesarios para llevar a cabo el proyecto de la central mixta a un menor costo, vale decir, los aerogeneradores, los módulos fotovoltaicos, el inversor, los reguladores, el rectificador y el grupo electrógeno, entre otros.
- Realizar una evaluación económica del proyecto de manera tal de minimizar los costos y determinar si el proyecto es conveniente para el poblado comparándolo con la opción actual.

1.3. Estructura General

Entre las etapas relevantes está buscar información de radiación solar y potencial eólico en diversos lugares, para determinar qué tipos de lugares son aptos para esta central mixta; estudiar sobre proyectos de centrales eólicas y fotovoltaicas (aspectos básicos); desarrollar una aplicación y analizarla técnica y económicamente; y, finalmente, extraer las conclusiones relevantes.

Este trabajo de título se divide en capítulos, los que se describen a continuación:

- Capítulo 2: En este capítulo se dan los antecedentes del trabajo de título, exponiendo las características y generalidades de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas para lograr el complemento de ambas en una central mixta.
- Capítulo 3: En este capítulo se exponen los lugares más favorables para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica, entre los cuales se selecciona alguno donde exista un poblado al cual esta central le suministre la energía y la potencia necesarias para autoabastecerse o para rebajar las horas del día que debe estar conectado a la red del Sistema Interconectado (SI).
- Capítulo 4: En este capítulo se desarrolla el proyecto y se determina el dimensionamiento de la central mixta, vale decir, se establece la envergadura que esta central debe tener en cuanto a paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, las características de éstos y las características de reguladores e inversores, entre otros elementos, según el consumo de energía del lugar seleccionado.
- Capítulo 5: En este capítulo se lleva a cabo la evaluación económica del proyecto con el fin de determinar el costo de la central mixta y si el proyecto es conveniente para el poblado en comparación con su situación actual, vale decir, abastecimiento a través de una empresa distribuidora de energía eléctrica.

2. Antecedentes

2.1. Introducción

En este capítulo se expondrán los antecedentes fundamentales sobre energía solar y energía eólica, pasando por generalidades de éstas, hasta su complemento en una central mixta fotovoltaica -eólica.

Se detallará, particularmente, lo que se refiere a paneles solares fotovoltaicos y aerogeneradores, los cuales son esenciales para el uso de estas energías renovables tan importantes en Chile.

Finalmente, se abarcará el tema de las centrales mixtas, que es la materia central de esta memoria. Se expondrán sus ventajas y desventajas frente a centrales no mixtas y frente a la disyuntiva de conectarse directamente a las redes eléctricas existentes en el país o de forma aislada de la red.

2.2. Energía Solar Fotovoltaica

2.2.1. Generalidades sobre Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica pertenece al grupo de energías renovables no convencionales (ERNC), pues es un tipo de energía que se aprovecha desde la naturaleza, en este caso del Sol, y que se considera como inagotable. Consiste en el aprovechamiento de la energía que se recibe del Sol y la transformación de ésta en energía eléctrica. La radiación solar llega a los módulos fotovoltaicos produciendo una corriente eléctrica que puede consumirse directamente, almacenarse en baterías o adaptarse para ser incorporada a la red eléctrica.

Esta tecnología funciona con la energía del Sol, utilizando propiedades que tienen ciertos materiales de generar un flujo de electrones cuando incide sobre ellos un flujo de fotones.

El proceso es el siguiente: primero, se dopa una capa de material semiconductor para que posea un exceso de electrones y se dopa otra capa de material semiconductor para que posea una carencia de electrones; luego, estas dos capas se juntan, provocando que los electrones excedentes de la primera capa pasen a la otra capa carente de electrones, con lo que se crea un campo eléctrico cuya barrera impide el paso de más electrones. Al ser estas capas expuestas al Sol, la radiación provoca que los fotones de luz rompan esta barrera, consiguiendo que los electrones pasen a un circuito externo fuera de los semiconductores, creándose corriente eléctrica [1].

Un esquema explicativo se muestra en la Figura 2.1:

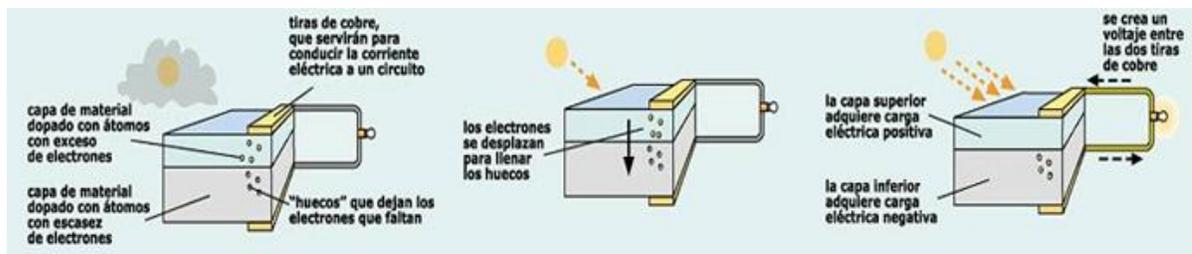


Figura 2.1: Funcionamiento central fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son el módulo más pequeño capaz de crear electricidad a través de la energía del Sol. Si éstas se conectan en serie, se puede obtener un mayor nivel de potencial, donde cada una de ellas provee 0,5 V, aproximadamente. Al conectarlas en paralelo la diferencia de potencial se mantiene sin variaciones. Si se conectan muchas de estas células en combinaciones serie/paralelo, se estaría hablando de un panel fotovoltaico [2].

2.2.2. Características de Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos generalmente son de 1,5 V, 6 V, 12 V, 24 V ó 48 V y se pueden utilizar varios paneles de igual voltaje y potencia para generar más energía. Estos paneles, al igual que las células que contienen, se pueden conectar en serie o paralelo, siendo la primera opción para alcanzar el nivel de voltaje deseado y la segunda, para alcanzar el nivel de potencia deseado [3].

Existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos que dependen del material semiconductor empleado y del método de fabricación utilizado [1]. Estos son:

Paneles de Lámina Gruesa

1. Silicio Puro Monocristalino: Estos se basan en secciones de una barra de silicio puro perfectamente cristalizado en una pieza. Su rendimiento comercial es de 16%, aproximadamente.



Figura 2.2: Panel fotovoltaico de silicio puro monocristalino

2. Silicio Puro Policristalino: Este panel se basa en secciones de una barra de silicio que se estructura desordenadamente en forma de pequeños cristales. Estos tienen un rendimiento menor que los paneles monocristalinos. Su porcentaje de rendimiento es de 14%, aproximadamente.



Figura 2.3: Panel fotovoltaico de silicio puro policristalino

Paneles de Lámina Delgada

3. Silicio Amorfo: Este panel no sigue una estructura cristalina, por lo que se utilizan para pequeños dispositivos electrónicos. Su rendimiento es del orden de 8%, aproximadamente.
4. Teluro de Cadmio: Este tipo de paneles tiene un rendimiento aproximado de 8%.
5. Arseniuro de Galio: Estos paneles tienen los rendimientos más altos, del orden de 20%.
6. Diseleniuro de Cobre en Indio: Estos paneles tienen un rendimiento aproximado de 9%.

Existe otro tipo de panel fotovoltaico llamado Tándem, que utiliza dos tipos de material semiconductor para el mayor aprovechamiento del espectro electromagnético de la radiación solar. Además, está en estudio un tipo de panel fotovoltaico de Cobre Indio Galio Diselenido, el cual poseería el mayor rendimiento de todos los tipos de paneles, sería más fino y muy barato de producir, por lo que se tienen puestas grandes expectativas en él.

Los paneles fotovoltaicos también se diferencian por su forma, siendo algunos los paneles planos, que son los convencionales; los paneles con sistemas de concentración, que poseen superficies reflectantes para concentrar la radiación solar en los paneles; los paneles de formato de teja o baldosa, que son pequeños y especiales para las viviendas; y los paneles bifaciales, que aprovechan las dos caras para producir electricidad, por lo que se ubican sobre dos superficies blancas que reflejan la radiación solar al reverso del panel.

Sin duda, se requiere de una serie de componentes para que estos paneles fotovoltaicos puedan funcionar correctamente. Estos son [1]:

- Reguladores: Cuya función es mantener constante el voltaje, la alimentación del circuito y la carga de las baterías; evitar sobrecargas y descargas de las baterías en períodos de luz suficiente; y asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia. Se pueden utilizar de tipo shunt, para instalaciones menores, o serie, para instalaciones de mayor envergadura.
- Acumuladores: Estos dispositivos son las baterías, que acumulan energía para consumirla en los horarios donde no haya mucho Sol o cuando sea de noche.
- Inversores: Son los encargados de transformar la corriente eléctrica desde corriente continua a corriente alterna para su futuro uso en instalaciones convencionales.

2.2.3. Consideraciones para Montaje de Paneles Fotovoltaicos

i) Inclinación de Paneles Fotovoltaicos

Para un mejor aprovechamiento de los paneles fotovoltaicos se hace necesario que la radiación solar incida perpendicularmente sobre ellas. Por esto se hace muy importante la inclinación que el panel tenga.

Como es sabido, la inclinación de los rayos del Sol respecto a un plano horizontal varía con respecto a las estaciones del año y según la hora del día. En verano la inclinación es la máxima y en invierno es la mínima.

Para aumentar la captación de la radiación solar de los paneles fotovoltaicos, se han creado sistemas de seguimiento del Sol. Sin embargo, el soporte más utilizado hoy en día es un soporte estático, donde se dispone la inclinación del panel en sentido de máximo aprovechamiento anual de la radiación y no se hace seguimiento del Sol.

Los sistemas de seguimiento solar son dos: el sistema de seguimiento solar de un eje, en el cual el soporte rota horizontal, vertical u oblicuamente por medio de un solo eje, y el sistema de seguimiento solar de dos ejes, donde se hace un seguimiento total del Sol, tanto en azimut como en altitud, por lo que se consigue que la radiación solar incida perpendicularmente en la superficie del panel la mayor parte del tiempo, con lo que se obtiene un mayor aprovechamiento. Estos últimos tienen tres mecanismos para el seguimiento del Sol: el primero se basa en sistemas mecánicos, con un motor y engranajes, los cuales se deben ajustar periódicamente debido a los cambios de inclinación del Sol. El segundo se basa en dispositivos de ajuste automático, el cual posee sensores que captan la incidencia de la radiación en la superficie, adaptándola a través de motores para que incida perpendicularmente. Finalmente, el tercero se basa en dispositivos sin motor que utilizan gases para el seguimiento del Sol.

Con estos sistemas de seguimiento se pretende un mayor aprovechamiento, como se puede observar en la Figura 2.4:

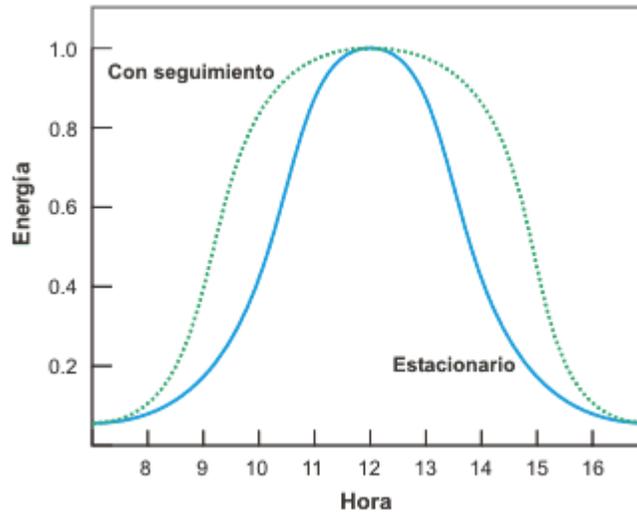


Figura 2.4: Energía vs hora con y sin seguimiento

En las instalaciones donde los paneles están fijos se requiere de una inclinación que permita el mejor aprovechamiento anual, es decir, la inclinación que haga que la potencia media anual recibida sea óptima. Esto se puede conseguir, generalmente, con un grado de inclinación del panel con respecto a la horizontal igual a la latitud del lugar de instalación [3].

ii) Orientación de Paneles Fotovoltaicos

La orientación más favorable para los paneles fotovoltaicos es hacia el Sur en el Hemisferio Norte y hacia el Norte en el Hemisferio Sur. Esto se debe a que la trayectoria del Sol de Este a Oeste es simétrica respecto de la posición que éste ocupa al medio día, que es también cuando capta la mayor cantidad de radiación [3].

iii) Emplazamiento de Paneles Fotovoltaicos

Para la ubicación de los paneles fotovoltaicos se tienen varias posibilidades. Una posibilidad es emplazarlos en el suelo, siendo este el emplazamiento más utilizado por su facilidad de montaje y accesibilidad. Sin embargo, esta opción tiene mayores riesgos de rotura, suciedad e inundación. La segunda posibilidad es emplazarlos en un poste, utilizada para instalaciones pequeñas. Otra posibilidad es utilizar una pared como emplazamiento, siempre y cuando ésta esté orientada hacia el Norte (en el Hemisferio Sur) y tenga buenos soportes y accesibilidad. Finalmente, la última opción, bastante utilizada hoy en día, es en el techo de algunas casas y edificios, para el uso particular en dichas edificaciones.

Es importante que exista un ambiente con suficiente aire en el lugar de ubicación, posibilitando una mejor temperatura de funcionamiento, pues temperaturas elevadas reducen su rendimiento [3].

iv) Distancia Entre Paneles Fotovoltaicos

La distancia entre paneles es un factor muy importante a la hora de instalar una central fotovoltaica, pues se requiere que las celdas entre ellas no se den sombra. La metodología a seguir para esto es que la distancia mínima entre líneas de captadores sea de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, es decir, donde se tenga una altura solar mínima, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, en la arista inferior de la fila siguiente.

En la Figura 2.5 se puede observar la distancia mínima entre paneles:

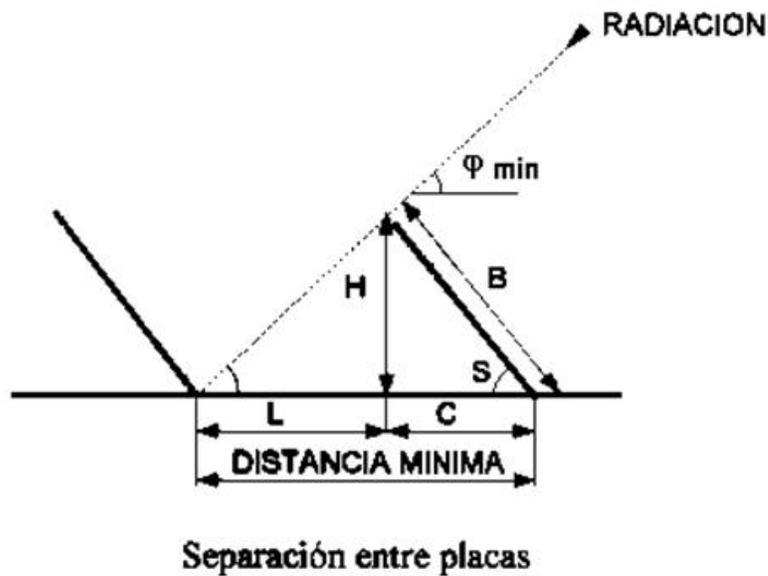


Figura 2.5: Distancia mínima entre paneles

Donde,

$$C = B \times \cos(s) \quad (2.1)$$

$$H = B \times \sin(s) \quad (2.2)$$

La distancia mínima se puede determinar con las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{tg} \phi_{\min} = \frac{H}{L} = \frac{B \times \sin(s)}{\operatorname{Dist}_{\min} - B \times \cos(s)} \quad (2.3)$$

$$Dist_{min} = B \times \cos(s) + \frac{B \times \sin(s)}{\operatorname{tg} \varphi_{min}} \quad (2.4)$$

Donde,

s : Inclinación del panel.

B : Longitud del panel.

φ : Ángulo mínimo de incidencia (el 21 de junio en el Hemisferio Sur).

2.2.4. Centrales Fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas son las encargadas de aprovechar una gran cantidad de energía solar, capturando la radiación solar mediante numerosos paneles fotovoltaicos.

Para que las centrales fotovoltaicas puedan funcionar adecuadamente se requiere de una zona propicia para su instalación, siendo éstas lugares con una alta irradiación solar, como en regiones desérticas o mediterráneas.

Las centrales fotovoltaicas se componen de los elementos que se pueden apreciar en la Figura 2.6:

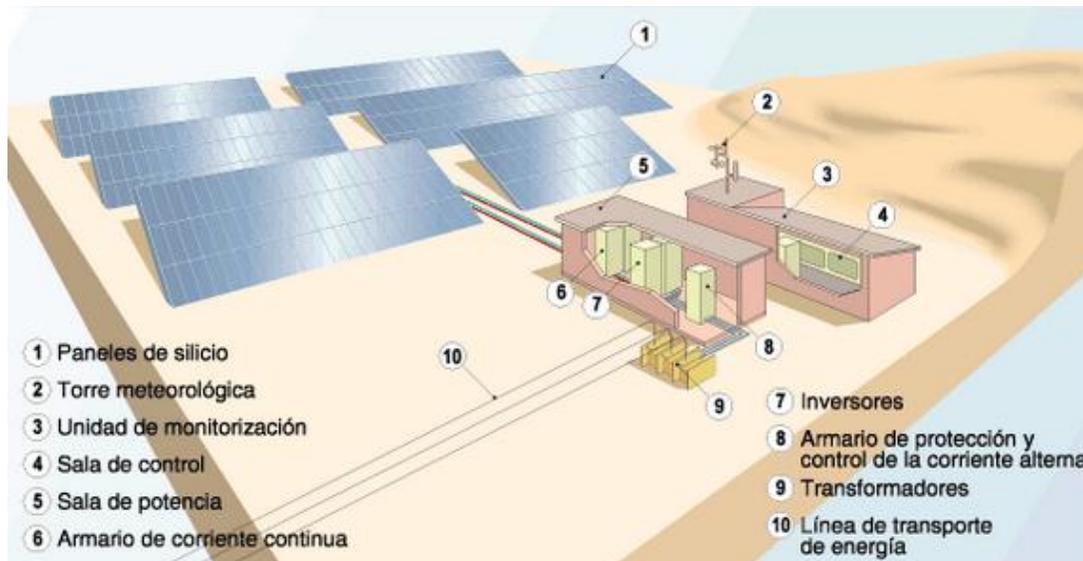


Figura 2.6: Central fotovoltaica

Como se puede apreciar en la imagen, las centrales fotovoltaicas requieren de varios elementos, siendo el principal elemento los paneles fotovoltaicos (1). Además, se requiere de una torre meteorológica (2) para monitorear las condiciones climáticas para el mejor aprovechamiento de la radiación; una unidad de monitorización (3) donde se supervisa todo el funcionamiento de la central, pues ahí es donde se recibe la información de los distintos sistemas de la instalación; los

armarios de corriente continua (6), necesarios para almacenar la corriente que se genera; los inversores (7), para transformar la corriente continua a corriente alterna; y los armarios de corriente alterna (8), donde esta corriente que se genera pasa a los transformadores para elevar la tensión a los niveles deseados [4].

La ubicación de estas centrales juega un rol primordial en el aprovechamiento de la radiación solar.

2.2.5. Aplicaciones Actuales

La tecnología fotovoltaica no ha sido suficientemente desarrollada por la industria, pues se requiere de muchos paneles fotovoltaicos para generar cantidades de energía que se traduzcan en un aporte significativo de energía a la matriz energética.

Sin embargo, se ha avanzado bastante con este tipo de energía no convencional, lo que ha llevado a que sea usada en numerosas pequeñas centrales de generación, las que cada vez más se han ido incorporando al sistema.

Estas centrales se proyectan, por ejemplo, para tener capacidad necesaria para abastecer pequeños consumos en lugares rurales, como casas residenciales, señalizaciones de carreteras, estaciones meteorológicas, repetidores de comunicaciones o consumos agrícolas que no requieran de tanta energía, entre otros.

Igualmente, existen en Chile proyectos de parques fotovoltaicos de gran magnitud para aportar a la matriz energética, específicamente en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que es donde es más abundante este recurso natural por las características climáticas del lugar. No obstante, estos aportes a la matriz no serán suficientemente significativos mientras no se cuente con una mejor tecnología de aprovechamiento de la radiación solar [3].

2.3. Energía Eólica

2.3.1. Generalidades sobre Energía Eólica

La energía eólica, al igual que la fotovoltaica, es un tipo de energía renovable no convencional y es una de las energías renovables más difundida en todos los países.

Para que se pueda utilizar esta energía, es necesario conocer los ciclos de viento, vale decir, las variaciones diurnas y nocturnas del viento, las variaciones estacionales y las variaciones con respecto a la altura en que se mide, entre otras. Además, se requiere conocer las velocidades máximas y mínimas del viento del lugar en donde se pretende posicionar uno de estos

aerogeneradores. Cabe señalar que esta energía no siempre se puede utilizar, pues se requiere de una velocidad mínima del viento de 3 m/s, aproximadamente, para poder generar; y una velocidad máxima de 25 m/s, aproximadamente, por razones de seguridad. Estas velocidades se denominan *cut-in speed* y *cut-out speed*, respectivamente [5].

Hoy en día la energía eólica se está posicionando fuertemente en todo el mundo, destacando que los países con mayor futuro de expansión de esta tecnología son, entre otros, los países sudamericanos.

Además, esta energía se puede aprovechar ubicando las centrales eólicas en tierra y, también, posicionando hélices en plataformas flotantes en el mar.

La unidad básica de una central o parque eólico es el aerogenerador, el cual se describe en la siguiente sección.

2.3.2. Aerogeneradores

La energía eólica es la que se extrae de la velocidad del viento. Los aerogeneradores transforman energía cinética del viento en energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en recoger la energía del viento para hacer girar las aspas de una hélice que, a su vez, hace girar el rotor de un generador, lo que provoca la energía eléctrica.

Este mecanismo se puede observar en la Figura 2.7:

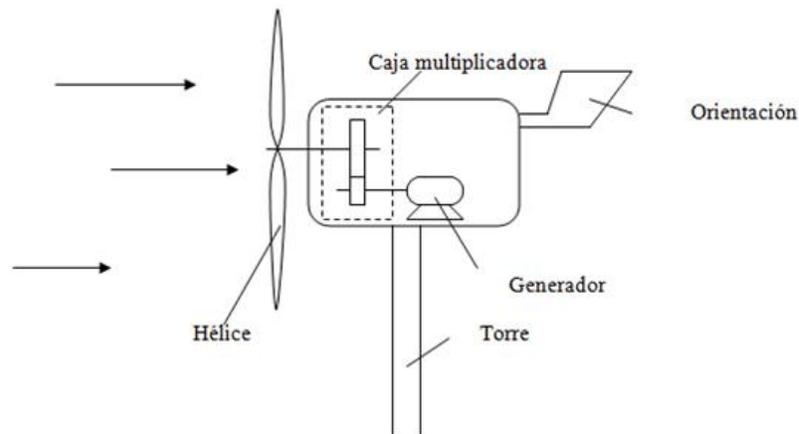


Figura 2.7: Mecanismo de un aerogenerador

Existen dos tipos de aerogeneradores, los aerogeneradores de eje horizontal y los aerogeneradores de eje vertical. Los primeros son los que más se utilizan hoy en día y son los que poseen el sistema de transmisión de potencia, que incluye el generador y la caja multiplicadora, entre otros elementos, en la parte superior del aerogenerador junto al eje de giro de la hélice. Además, las palas de este aerogenerador giran en un plano perpendicular al suelo. Los segundos poseen el eje

de potencia en la parte inferior del aerogenerador y sus palas giran en un plano paralelo al suelo [6] [7], como se puede apreciar en la Figura 2.8 y en la Figura 2.9.



Figura 2.8: Aerogenerador de eje horizontal



Figura 2.9: Aerogenerador de eje vertical

2.3.3. Potencia Eléctrica de un Aerogenerador

La potencia eléctrica obtenida del aerogenerador es del orden del 25% de la potencia entregada por el viento, pues dentro de su ecuación actúan varios rendimientos. Así, la ecuación que relaciona la potencia del viento con la potencia eléctrica es:

$$P_{eléctrica} = P_{viento} \cdot C_p \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{EP} \quad (2.5)$$

Donde:

$P_{eléctrica}$: Potencia eléctrica generada.

P_{viento} : Potencia del viento incidente.

C_p : Rendimiento de la hélice o “coeficiente de potencia”.

η_T : Rendimiento del sistema de transmisión.

η_G : Rendimiento del generador.

η_{EP} : Rendimiento de equipos de electrónica de potencia.

El rendimiento de la hélice o coeficiente de potencia C_p permite representar las principales características de las hélices en combinación con un parámetro adimensional λ . Este último establece la razón entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad de viento, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_v} \quad (2.6)$$

Donde:

R : Radio de la hélice (en m).

ω : Velocidad angular de la hélice (en rad/s).

v_v : Velocidad del viento (en m/s).

El comportamiento de cualquier hélice queda totalmente definido al representarse el coeficiente de potencia C_p en función de la razón de velocidades λ , pues este parámetro combina las variables más importantes del diseño.

En la Figura 2.10 se muestra el gráfico que ejemplifica lo anteriormente expuesto y clasifica los tipos de pala según la forma de la curva del parámetro C_p en función de la razón de velocidades λ [8]:

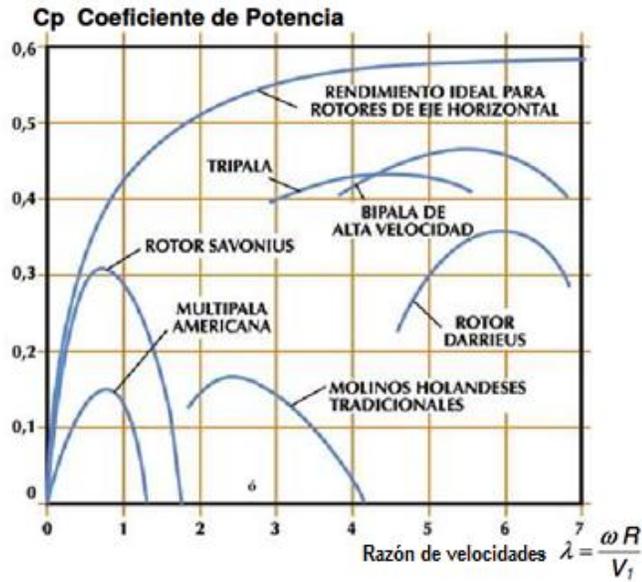


Figura 2.10: Gráfico del coeficiente de potencia (C_p) en función de la razón de velocidades (λ)

Considerando que los aerogeneradores más utilizados son los de tipo tripala y que la relación de velocidades se toma para un generador pequeño, es decir, λ entre 3 y 6, se puede considerar un coeficiente de potencia de 0,4, aproximadamente.

Por otro lado, el rendimiento del sistema de transmisión se puede aproximar a 0,8, el rendimiento del generador se puede aproximar a 0,9 y el rendimiento de los equipos de electrónica de potencia se puede aproximar a 0,9, que son los valores típicos de estos elementos.

Por lo tanto, se tendrá que la multiplicación de todos estos rendimientos es:

$$\eta = C_p \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{EP} \quad (2.7)$$

$$\eta = 0,4 \cdot 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,2592$$

Así, se puede aproximar que la potencia eléctrica activa generada es:

$$P_{el\acute{e}ctrica} = P_{viento} \cdot \eta \quad (2.8)$$

$$P_{el\acute{e}ctrica} = P_{viento} \cdot 0,2592$$

Ahora, la potencia del viento tiene la siguiente ecuación:

$$P_{viento} = \frac{dE_{viento}}{dt} \quad (2.9)$$

con:

$$dE_{viento} = \frac{1}{2} \cdot dm \cdot v_v^2 \quad (2.10)$$

y:

$$dm = \rho_{aire} \cdot \frac{\pi D_H^2}{4} \cdot dx \quad (2.11)$$

Por lo tanto:

$$dE_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot \frac{\pi D_H^2}{4} \cdot dx \cdot v_v^2 \quad (2.12)$$

$$dE_{viento} = \frac{\pi}{8} \cdot \rho_{aire} \cdot D_H^2 \cdot v_v^2 \cdot dx \quad (2.13)$$

Utilizando (2.13) en (2.9) se tiene:

$$\Rightarrow P_{viento} = \frac{dE_{viento}}{dt} = \frac{\pi}{8} \cdot \rho_{aire} \cdot D_H^2 \cdot v_v^3 \quad (2.14)$$

Donde:

ρ_{aire} : Densidad del aire (entre 0,9 y 1,3 kg/m³, aproximadamente, dependiendo del lugar geográfico).

D_H : Diámetro de la hélice (en m).

v_v : Velocidad del viento (en m/s).

Por lo tanto, la potencia eléctrica será:

$$P_{eléctrica} = 0,2592 \cdot P_{viento} \quad (2.15)$$

$$P_{eléctrica} = 0,2592 \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \rho_{aire} \cdot D_H^2 \cdot v_v^3 \quad (2.16)$$

Con esta ecuación, dependiendo de los valores de los coeficientes de la velocidad del viento y de la potencia que se requiera, se puede determinar el diámetro de la hélice para buscar en los catálogos de hélices una similar y, así, adquirir el aerogenerador adecuado [9].

2.3.4. Centrales Eolo Eléctricas

Las centrales eolo eléctricas son las encargadas de aprovechar la energía del viento mediante un conjunto de aerogeneradores. También son denominadas parques eólicos.

Para que estas centrales puedan funcionar adecuadamente, se requiere de una zona propicia para su instalación, es decir, zonas con un gran potencial eólico, como lugares cercanos a la costa o lugares montañosos, para obtener un mejor aprovechamiento de esta energía.

Las centrales eólicas se componen de los elementos que se muestran en la Figura 2.11:

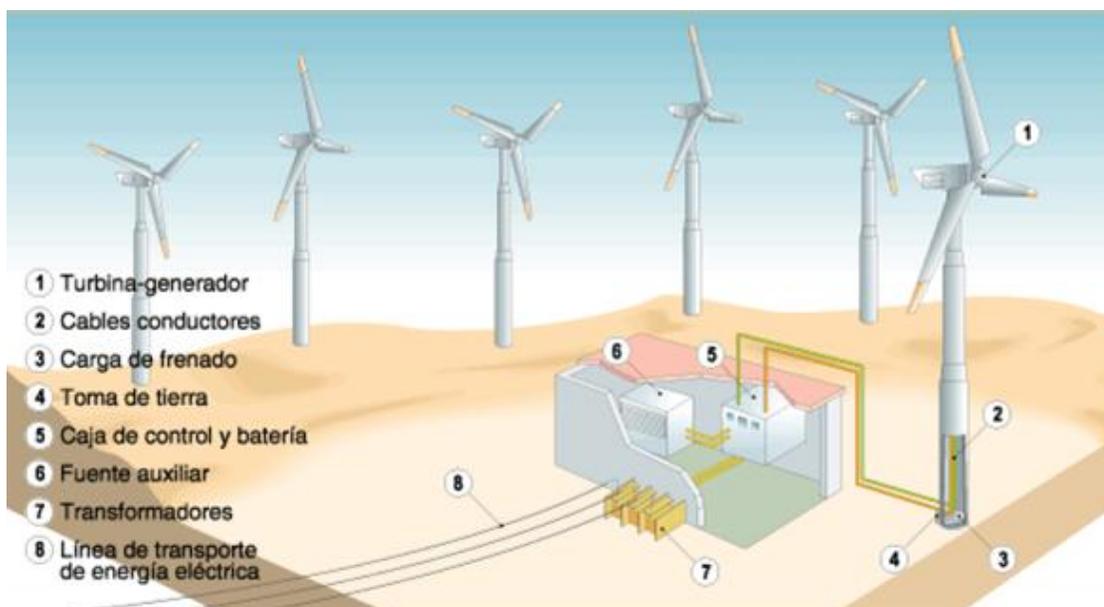


Figura 2.11: Central eólica

Como se puede apreciar en la imagen, los elementos principales de las centrales eólicas son los aerogeneradores, mostrados en la figura como turbina-generador (1). También, se requiere de una subestación de conexión, que es donde van conectados todos los demás elementos observados en la imagen. Además, al igual que para las centrales fotovoltaicas, las centrales eólicas requieren de un sistema de control que monitoree la planta y el clima, entre otros, por lo que se requiere de una torre meteorológica, la cual no se ve explícitamente en la imagen; y de transformadores (7) para elevar el voltaje a un valor adecuado para la transmisión de energía eléctrica [10].

2.4. Central Mixta Solar-Eólica

2.4.1. Complementación de Energía Solar y Eólica

Como es sabido, Chile es uno de los países con mejores recursos eólico y solar en el mundo, pues posee lugares ricos en potencial eólico y en radiación solar, particularmente en el norte del país.

Si se hace un estudio de todo el país, se encuentran muchos lugares donde ambos recursos están en abundancia, por lo que no es extraño pensar en considerar ambos recursos para obtener un mejor aprovechamiento de ellos y, así, contribuir de una mejor manera a satisfacer de energía a algún lugar donde se tenga un difícil acceso a la red eléctrica o que sea muy costoso hacerlo.

Por esta razón, es lógico pensar en la implementación de una central mixta fotovoltaica-eólica para obtener el máximo aprovechamiento de ambos recursos. Así, durante el año se tendrá que en el día se aprovecha bien el recurso solar y cuando el Sol se oculta se aprovecha el recurso eólico, obteniéndose una complementariedad de ambos recursos.

2.4.2. Características Principales de la Central Mixta

La central, obviamente, tendrá como principales componentes los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores, cuya cantidad depende de la energía que se requiera en el lugar escogido para el emplazamiento de la central.

Un ejemplo de una central mixta se puede apreciar en la Figura 2.12 [11]:



Figura 2.12: Central mixta fotovoltaica-eólica [13]

Con el fin de ejemplificar de mejor forma el funcionamiento de esta central, se muestra la Figura 2.13 para el caso de una central aislada de sistemas eléctricos [12]:

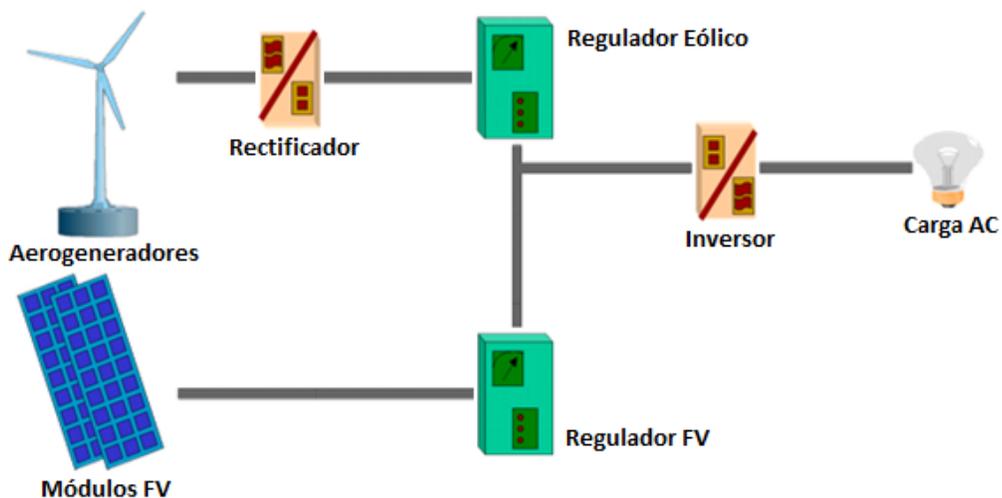


Figura 2.13: Funcionamiento central mixta fotovoltaica-eólica [14]

De la imagen se puede extraer que para estas centrales son necesarios los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos
- Aerogeneradores
- Rectificador

- Reguladores
- Inversor

El rectificador ayuda a convertir la corriente alterna que sale de los aerogeneradores en corriente continua, para que ésta pueda ser utilizada por el regulador y el inversor. Los reguladores permiten regular la tensión que sale de la central, de manera tal de recibir un voltaje constante. Finalmente, los inversores tienen la función de transformar la corriente continua en corriente alterna para ser utilizada en los consumos [13].

2.4.3. Bases para el Proyecto de Centrales Fotovoltaicas y Eólicas

Para las centrales mixtas se requiere determinar el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos y de los aerogeneradores. Para esto, se propone realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y de la instalación eólica, según los procedimientos que se detallan a continuación.

2.4.3.1. Dimensionamiento de la Instalación Fotovoltaica

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se requieren de los siguientes pasos [13] [14]:

- i) Elección del Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico puede ser de silicio puro monocristalino, de silicio puro policristalino o de silicio amorfo.

- ii) Instalación Módulos Fotovoltaicos

Se debe determinar su inclinación y orientación.

1. Inclinación: Se define mediante el ángulo de inclinación (β), el cual es el ángulo que forma la superficie del módulo con la horizontal. La inclinación óptima puede variar, pero se utiliza, generalmente, un valor de inclinación para la máxima potencia media recibida anualmente, el cual se puede determinar por dos métodos. El primero se basa en escoger un valor aproximado a la latitud del lugar y el segundo se basa en utilizar la siguiente ecuación:

$$\beta = 3,7 + 0,69 \cdot \text{latitud} \quad (2.17)$$

En Chile, por lo general, se utiliza como ángulo de inclinación la latitud del lugar.

2. Orientación: Se define mediante el ángulo llamado azimut (α), el cual es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al Sur, 180° para módulos orientados al Norte, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste, como se aprecia en la Figura 2.14:

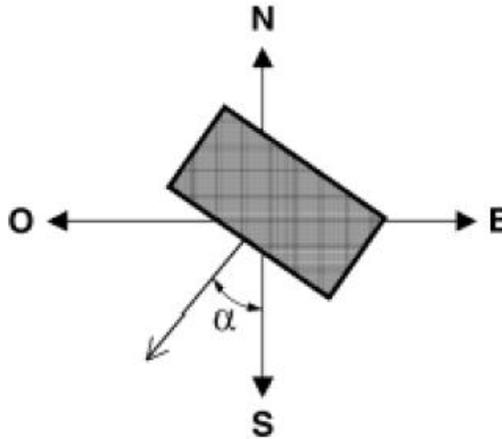


Figura 2.14: Ángulo de azimut (α)

Para obtener la orientación óptima se debe considerar la ubicación de estos módulos.

Por lo general, en el hemisferio Sur se usa una orientación hacia el ecuador geográfico, es decir, hacia el Norte, por lo que el azimut debería ser de 180° .

iii) Elección del Número de Módulos

En general, se determina según la mayor potencia requerida por el consumo, el día y la hora a la que ello ocurre y la radiación solar en ese momento. Para esto se requiere conocer la radiación del lugar y el área y eficiencia de los módulos, proporcionados por el fabricante de los paneles escogidos. Así, se obtendrá el número de módulos a utilizar mediante la siguiente ecuación:

$$P_{3\phi} = N^{\circ}_{módulos} \cdot radiación \cdot A_{módulo} \cdot \eta_{módulo} \quad (2.18)$$

Así,

$$N^{\circ}_{módulos} = \frac{P_{3\phi}}{radiación \cdot A_{módulo} \cdot \eta_{módulo}} \quad (2.19)$$

Donde:

$N^{\circ}_{módulos}$: Número de módulos necesarios.

$P_{3\phi}$: Potencia trifásica (en W).

radiación: La radiación del lugar (en W/m^2).

$A_{\text{módulo}}$: Área del módulo fotovoltaico (en m^2).

$\eta_{\text{módulo}}$: Eficiencia del módulo.

iv) Conexión de Paneles

Para esto se debe conocer el voltaje que deberá soportar la instalación y las características del inversor a usar. Se debe tener en cuenta que en los paneles conectados en paralelo las corrientes se suman y el voltaje permanece igual, en cambio, en los paneles conectados en serie la corriente permanece igual y los voltajes se suman.

v) Distancia Mínima Entre Filas de Paneles

Para que las filas de paneles no se provoquen sombra entre sí, se determina la distancia mínima que debe existir entre ellas.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos fotovoltaicos y un obstáculo de altura h , que pueda producir sombra sobre la instalación, será igual o superior al valor obtenido por la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (2.20)$$

Donde:

d : Separación entre filas.

h : Altura del obstáculo o diferencia de altura entre la parte alta de una fila de módulos y la parte baja de la fila siguiente.

latitud: La latitud del lugar de emplazamiento.

Así, para determinar la superficie en planta a utilizar por los módulos fotovoltaicos, incluidos éstos y su separación entre sí, basta con multiplicar el número de módulos por el valor $(d + L\cos(\beta))$, donde β es el ángulo de inclinación, y por la anchura del módulo.

2.4.3.2. Dimensionamiento de la Instalación Eólica

Para dimensionar la instalación eólica se requiere conocer los componentes principales de los aerogeneradores, los cuales se nombran a continuación [15]:

- Torre

- Multiplicador
- Aspas y Buje de la hélice
- Sistema de Control
- Generador

La torre es el soporte que mantiene toda la estructura del aerogenerador, soporta el rotor o hélice y la góndola, que es donde se encuentran el generador, el multiplicador y los actuadores del sistema de control.

El multiplicador, por su parte, es el encargado de aumentar la velocidad de giro del eje de las aspas (eje de baja velocidad) para traspasarlo a una mayor velocidad al generador (eje de alta velocidad).

Las aspas captan el viento y el buje las mantiene unidas, por lo que en conjunto forman la hélice. La longitud de las aspas es el radio del círculo barrido por las aspas, el diámetro de este círculo (o diámetro del rotor o hélice) es una de las dimensiones fundamentales del aerogenerador.

- i) Elección dimensiones de torre y rotor

Para dimensionar el diámetro del rotor se utiliza la ecuación (2.16):

$$P_{eléctrica} = 0,2592 \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \rho_{aire} \cdot D_H^2 \cdot v_v^3$$

El dimensionado de la torre y el rotor se basan en la potencia requerida, como se puede apreciar en la Tabla 2.1 [16]:

Tabla 2.1: Tamaños típicos de turbinas eólicas según velocidad nominal del viento

Altura Torre (m)	Diámetro del rotor (m)	Potencia Nominal (kW)	Velocidad Nominal (m/s)
22	21	55	10
31	30	225	12,9
35	35	450	14,6
35-40	41-44	500	13
44	43	600	14
50	48	750	14
50	54	1000	14,3
60	58	1500	15,6
64-80	72-76	2000	14,6
85	115	5000	14,7

- ii) Elección aerogenerador

Luego de elegir el diámetro del rotor, se busca en el mercado un aerogenerador que posea estas características y se escoge el que convenga más, tanto por especificaciones como por economía.

No es necesario buscar y elegir generador, multiplicador y sistema de control, pues vienen incorporados con el aerogenerador al momento de la compra.

2.5. Comentarios

Uno de los factores más importantes para el correcto funcionamiento de la central mixta es el lugar de emplazamiento, pues se requiere de un lugar que posea características únicas, como una buena radiación solar y un gran potencial eólico durante todo el año, que, en lo posible, sean complementarios. Para esto es necesario hacer un estudio acabado de las zonas del país que posean aquellas características. En el siguiente capítulo, se expondrán estas características con el fin de encontrar un lugar que sea propicio para desarrollar este proyecto.

3. Lugares Adecuados para Emplazamiento de la Central Mixta

3.1. Introducción

En este capítulo se expondrán los lugares más favorables para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica, entre los cuales se seleccionará alguno donde exista un poblado al cual esta central le suministre la energía y la potencia necesarias para autoabastecerse o para rebajar las horas del día que debe estar conectado a la red del Sistema Interconectado (SI).

Primeramente, se realizará un catastro de la radiación solar y del potencial eólico en Chile para poder hacer una selección de lugares propicios para la central mixta. Mediante un análisis de la superposición de registros de radiación solar y de potencial eólico, se ubicará lugares adecuados, donde el aprovechamiento de ambos recursos sea máximo.

Finalmente, se hará un catastro de algunos consumos pequeños alrededor de dichos lugares a los cuales se pueda conectar la central mixta, con el fin de escoger una aplicación apta para un buen aprovechamiento de ambos recursos.

3.2. Catastro de Radiación Solar

3.2.1. Antecedentes

La radiación solar es la energía liberada del Sol que llega en forma de ondas electromagnéticas en línea recta a la Tierra, sin interferencia de otras materias. Esta energía está formada por radiaciones de distintas longitudes de onda, siendo éstas la radiación ultravioleta, la luz visible y la radiación térmica o infrarroja [17].

La cantidad de radiación que viene desde el Sol se denomina espectro del Sol y varía para cada longitud de onda. Estas longitudes de onda se relacionan con la energía de cada fotón de luz; los más energéticos son los que tienen menor longitud de onda.

Se puede conocer la curva que relaciona la radiación de un cuerpo con la longitud de onda, la cual es llamada la curva de Plank o curva de radiación de cuerpo negro, es decir, un cuerpo que deja pasar toda la radiación que incide sobre él. Generalmente, esta curva se realiza para un cuerpo a una temperatura de 5700 K, pues es aproximadamente la temperatura de la capa más externa del Sol [18].

La curva de radiación de cuerpo negro es la que se muestra en el gráfico de la Figura 3.1:

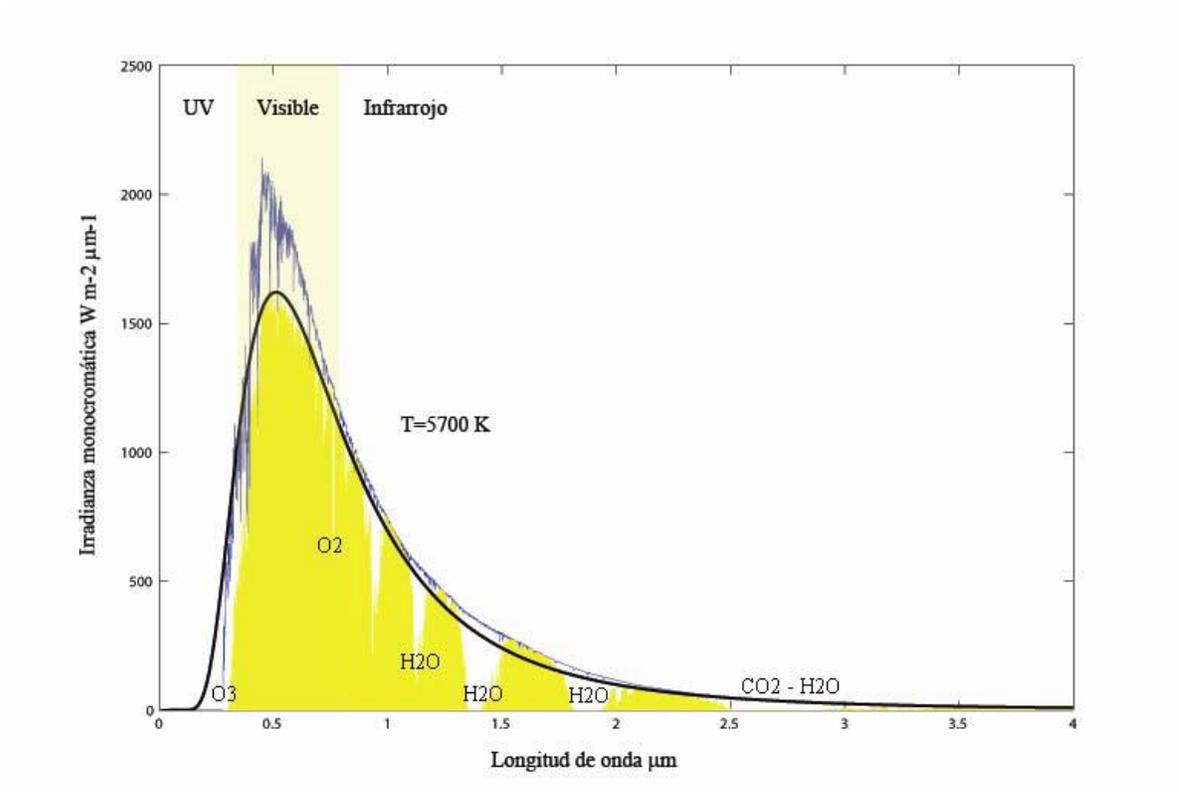


Figura 3.1: Línea delgada: Radiación solar medida al tope de la atmósfera terrestre. Línea gruesa: Radiación de cuerpo negro de un cuerpo a una temperatura de 5700K medido al tope de la atmósfera terrestre

En la curva se puede apreciar que la mayor radiación de cuerpo negro se encontrará en la longitud de onda de $0,5 \mu\text{m}$. Además, se observa que la mayor radiación se concentra en la banda de espectro visible, es decir, entre los $0,4$ y $0,7 \mu\text{m}$. Esto porque en ese rango de longitudes de onda, la atmósfera no atenúa el paso de la radiación, lo que sí ocurre en los demás rangos de longitudes de onda gracias a distintos gases atmosféricos.

La variabilidad de la radiación solar radica en la variación de la posición de la Tierra a lo largo del año y del eje terrestre respecto del plano de la órbita. En pocas palabras, varía según la hora del día y según la estación del año, como se puede apreciar en la Figura 3.2:

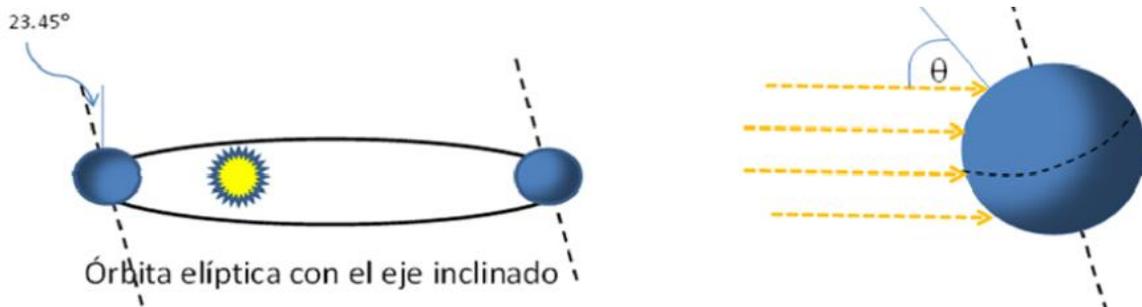


Figura 3.2: Inclinación de la Tierra y órbita elíptica con respecto al Sol y la relación con la variación estacional de la radiación

La radiación depende de la inclinación con la que ésta incide en una superficie, llamado efecto de dilución, por lo que variará en los distintos meses y a las distintas latitudes, como se puede observar en la Figura 3.3:

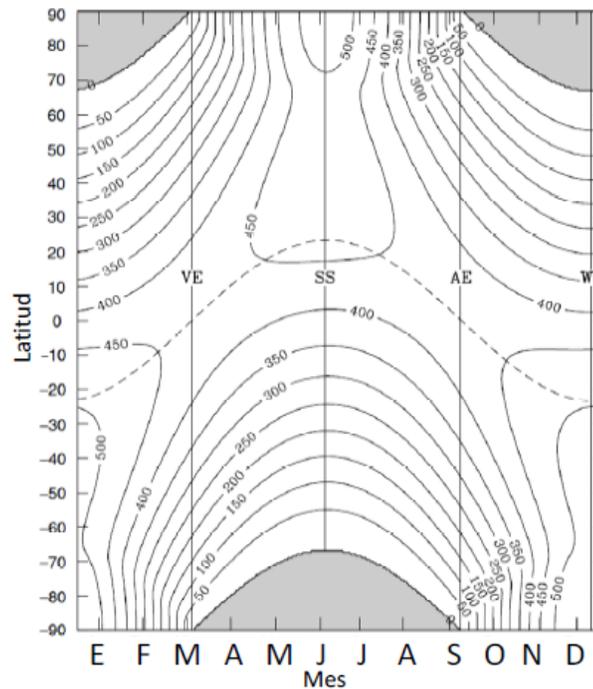


Figura 3.3: Distribución de la radiación solar promedio en 24 horas de acuerdo a la latitud y mes del año. Las unidades están en W/m^2 . Las siglas indican VE (equinoccio de primavera), SS (solsticio de verano), AE (equinoccio de otoño) y WS (solsticio de invierno)

Existen dos maneras para que la radiación alcance la superficie de la Tierra, de forma directa e indirecta. La primera es la que se recibe del Sol luego de ser absorbida y dispersada por la atmósfera; la segunda, la que se dispersa en la atmósfera y llega a la superficie reflejada por todo el cielo.

La cantidad de radiación que se recibe en la superficie por unidad de área depende del ángulo con el que inciden los rayos en la superficie. Existen tres tipos de radiación en este sentido: la radiación normal, la radiación horizontal y la radiación global horizontal.

La radiación normal es cuando los rayos inciden perpendiculares a la superficie de contacto. La radiación horizontal es cuando los rayos inciden en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra, por lo que su ángulo de incidencia va cambiando durante el día. Finalmente, la radiación global horizontal es la radiación directa medida de forma horizontal sumada a la radiación difusa [18].

En la Figura 3.4 se pueden distinguir los tipos de radiación:

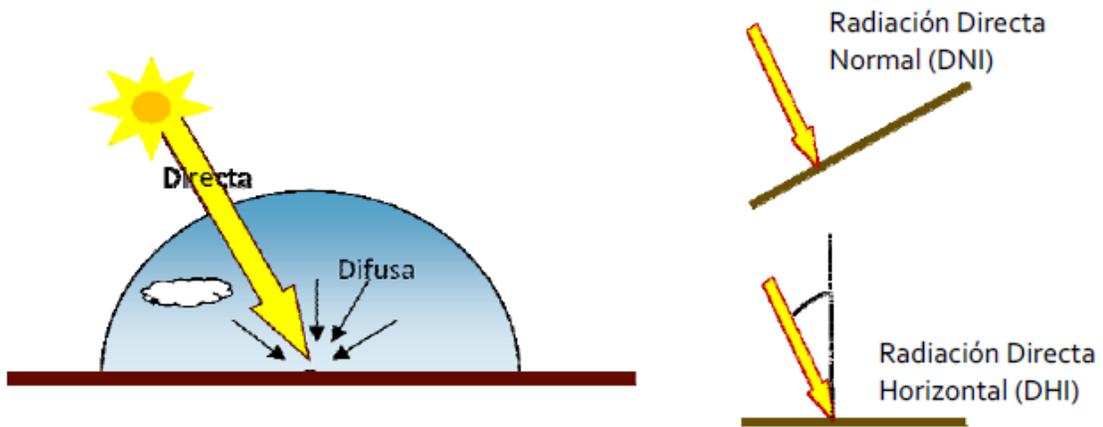


Figura 3.4: Tipos de radiación

Esta radiación solar se puede medir con distintos instrumentos dependiendo de la parte del espectro que se quiera medir, de la dirección de la que vienen los fotones y de la precisión que se requiera para los resultados. Estos instrumentos se pueden apreciar en la Figura 3.5 y son:

1. Piranómetro: Miden la radiación entre los $0,3$ y $3 \mu\text{m}$, captando desde el rango ultravioleta al infrarrojo.
2. Pirheliómetro: Mide sólo la radiación directa del Sol y requiere estar siempre apuntando hacia el Sol, por lo que necesita ser acoplado a algún sistema móvil que haga seguimiento del Sol.
3. Sistema de Sombra: Se utilizan los mismos instrumentos que para la radiación directa, pero se mide la radiación difusa, por lo cual se requiere cubrir la radiación directa con un sistema de sombras que recubren la circunferencia solar.



Figura 3.5: Instrumentos: piranómetro, pirheliómetro y sistema de sombra

3.2.2. Radiación Solar en Chile

Las máximas radiaciones solares se encuentran en lugares del mundo como el continente africano, el continente australiano o en las regiones ecuatoriales del globo terráqueo, como se puede apreciar en la Figura 3.6 obtenida del Florida Solar Energy Center¹ [19]:

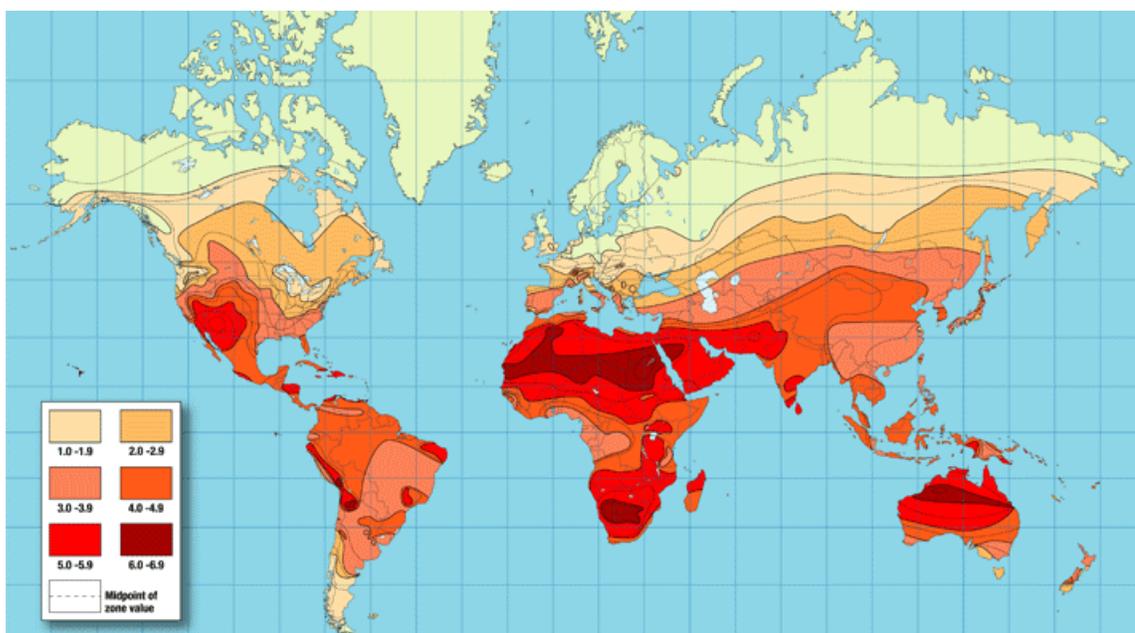


Figura 3.6: Radiación solar mundial

Sin embargo, en esta imagen no se puede apreciar bien ciertas áreas del Norte de Chile.

En la Tabla 3.1 se muestran los mayores niveles de radiación solar de cinco desiertos seleccionados dentro de las áreas con mayor radiación según la imagen [20]:

Tabla 3.1: Radiación de cinco desiertos de las zonas con mayor radiación del mundo

Desierto / Ubicación	Radiación máxima anual (W/m^2)	km^2 para generar 3 TW
Sahara, Africa	260	144,2
Great Sandy, Australia	265	141,5
Arábigo, Medio Oriente	270	138,9
Atacama, Chile	275	136,4
Great Basin, EE.UU.,	220	170,5

¹ Centro que busca, desarrolla, prueba y certifica sistemas solares para contribuir a la economía y al medio ambiente.

Se puede comprobar que el desierto de Atacama se encuentra en el primer lugar de radiación con un área menor de superficie requerida para generar una unidad de energía [20].

Particularmente, en los estudios realizados por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile entre los años 2009 y 2010, se encontró que la máxima radiación global horizontal de cielo despejado se encuentra en la zona cordillerana del Norte de Chile y presenta valores de radiación entre los más grandes del planeta, como se puede apreciar en la Figura 3.7:

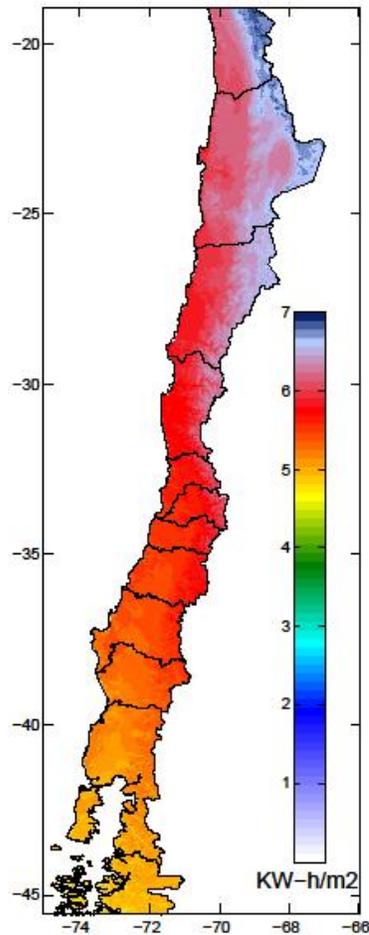


Figura 3.7: Mapa de radiación global horizontal promedio para cielo despejado en Chile entre los años 2009 y 2010

Además, se encontró que la radiación global horizontal total, es decir, incluyendo los efectos de la nubosidad, se atenúa de gran manera gracias a esta nubosidad, especialmente en la región centro-sur y el borde costero del Norte Grande del país. Esto puede ser apreciado en la Figura 3.8:

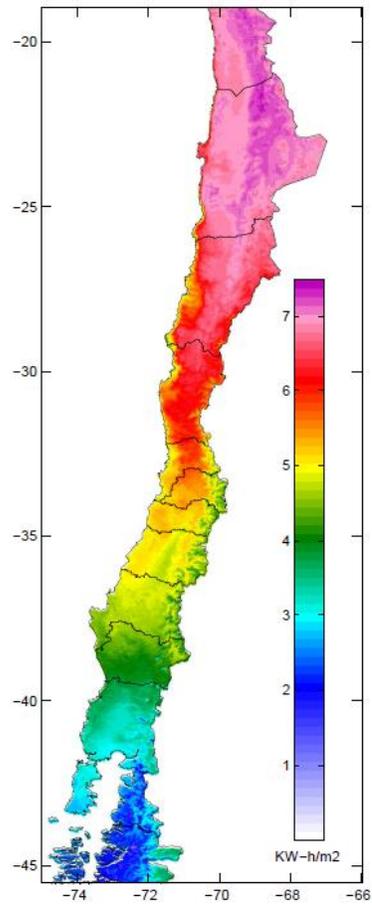


Figura 3.8: Mapa de la radiación global horizontal total en Chile entre los años 2009 y 2010

La nubosidad es la gran responsable de la menor radiación que se encuentra en el centro-sur y en las zonas costeras y cordilleranas del norte del país. A continuación, en la Figura 3.9, se presenta la nubosidad promedio para Chile entre los años 2009 y 2010:

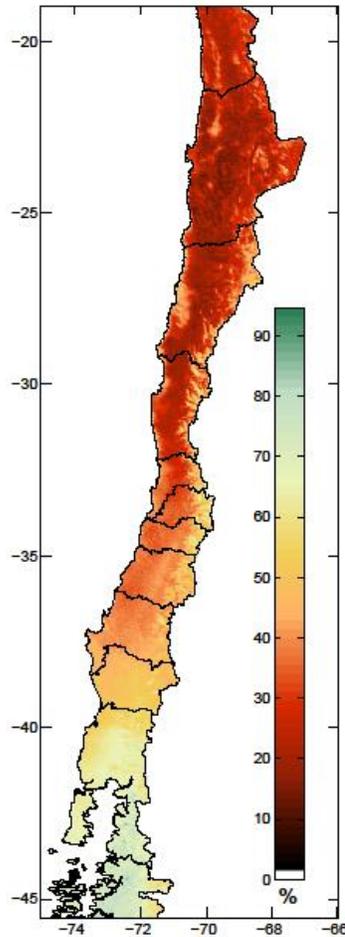


Figura 3.9: Mapa de la frecuencia anual de nubosidad promedio entre los años 2009 y 2010, estimada de los datos satelitales GOES (satélite geoestacionario)

Como se puede apreciar de la figura, en la zona norte del país casi no existe nubosidad y hacia las zonas centro y sur se va apreciando un aumento del porcentaje de nubosidad.

Gracias a estas imágenes se puede ver que las regiones con mayor radiación solar del país son la quinceava región de Arica y Parinacota, la primera región de Tarapacá, la segunda región de Antofagasta, la tercera región de Atacama y la cuarta región de Coquimbo [18].

Este estudio es parte del programa Explorador Solar² del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, el cual permite ver los niveles de radiación solar que existen en el país, hasta el año 2010.

² Mapa solar de alta resolución creado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile para estudiar la radiación solar.

3.3. Catastro de Potencial Eólico

3.3.1. Antecedentes

El potencial eólico es la capacidad de viento que posee cada región para determinar si es factible su utilización para la generación de energía eléctrica.

La energía eólica es el uno o dos por ciento de la energía que se convierte proveniente del Sol. Así, el viento se produce por las diferencias de temperaturas existentes en la Tierra.

Particularmente, el Sol calienta más los lugares cercanos al Ecuador de la Tierra, a 0° de latitud, que los lugares más lejanos. En estos lugares el aire es, por consiguiente, más caliente, por lo que se eleva a unos 10 km de altura y se mueve hacia el Norte o el Sur, como se puede apreciar en la Figura 3.10:



Figura 3.10: Movimiento del aire al ser calentado por el Sol

Al existir el movimiento de rotación de la Tierra, el movimiento del viento se hace más complicado, teniéndose que en el Hemisferio Norte el aire en las capas altas tiende a desviarse hacia el Este y en las capas bajas, hacia el Oeste por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis³. En el Hemisferio Sur ocurre lo mismo, pero al revés.

De esta forma se obtiene el siguiente ciclo del aire: el aire que asciende en la zona cálida del Ecuador se dirige hacia el polo a una velocidad de 2 m/s, desviándose hacia el Este a medida que avanza hacia el Norte. Al alcanzar la zona subtropical, su componente es demasiado elevada y desciende, volviendo al Ecuador por la superficie. Por encima de este ciclo subtropical se forma otro de característica semejante, aunque en este caso el aire cálido que ha descendido en la zona subtropical es el que se desplaza por la superficie terrestre hasta que alcanza la zona subpolar, en donde vuelve a ascender enlazando con el ciclo polar [21].

Este fenómeno se puede apreciar en la Figura 3.11:

³ Son fuerzas aparentes, responsables de la desviación de la trayectoria de un cuerpo que se mueve sobre una superficie que rota.

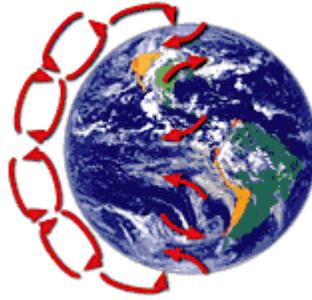


Figura 3.11: Ciclo del aire

Para el emplazamiento de aerogeneradores es importante tener en cuenta las direcciones de viento dominantes, pues se busca no obstaculizar alguna de estas direcciones para obtener un régimen de viento adecuado. Estas direcciones de viento dominante son las que se aprecian en la Tabla 3.2 [21]:

Tabla 3.2: Direcciones de viento dominante

Latitud	Dirección
90°-60°N	NE
60°-30°N	SO
30°-0°N	NE
0°-30°S	SE
30°-60°S	NO
60°-90°S	SE

Esta tabla es referencial, pues la geografía del lugar puede influir en algún cambio en ella si es que existen vientos locales, que se refieren a los vientos del lugar específico que no necesariamente se encuentran en toda la región y que pueden hacer variar las direcciones de viento dominante. Estos son las brisas marinas y los vientos de montaña.

Brisas Marinas:

Las brisas marinas se originan porque durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del Sol. Es por esto que el aire sube, circula hacia el mar y crea una depresión a nivel del suelo que atrae al aire frío del mar. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario.

Vientos de Montaña:

En el Hemisferio Norte, los vientos de montaña se originan en las laderas que dan al Sur (o en las que dan al norte en el Hemisferio Sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes, la densidad del aire disminuye y el aire asciende hasta la cima de la montaña siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche, la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en

un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle.

3.3.2. Potencial Eólico en Chile

El potencial eólico ha sido materia de estudio desde hace varios años, considerando que generar energía eléctrica a través de la utilización del viento ayuda a mejorar la contaminación ambiental, particularmente si sustituye a los sistemas de generación que emplean combustibles fósiles.

Existen mapas globales donde se puede apreciar el potencial eólico de todo el mundo, realizados por investigadores de la Universidad de Stanford en el año 2005, clasificando los lugares en siete categorías: en la categoría 1 se encuentran los lugares con velocidad de viento menor a 5,9 m/s; en la categoría 2, los lugares con velocidad de viento entre 5,9 m/s y 6,9 m/s; en la categoría 3, los lugares con velocidad de viento entre 6,9 m/s y 7,5 m/s; en la categoría 4, los lugares con velocidad de viento entre 7,5 m/s y 8,1 m/s; en la categoría 5, los lugares con velocidad de viento entre 8,1 m/s y 8,6 m/s; en la categoría 6, los lugares con velocidad de viento entre 8,6 m/s y 9,4 m/s; y, finalmente, en la categoría 7, los lugares con velocidad de viento mayor a 9,4 m/s.

En la Figura 3.12 se puede apreciar el mapa global realizado por los investigadores de Stanford en el año 2005 para América del Sur, en puntos a 80 metros sobre el nivel del mar, donde se observa que hay tres lugares con una categoría de 7, es decir, con velocidad de viento de 9,4 m/s o más:

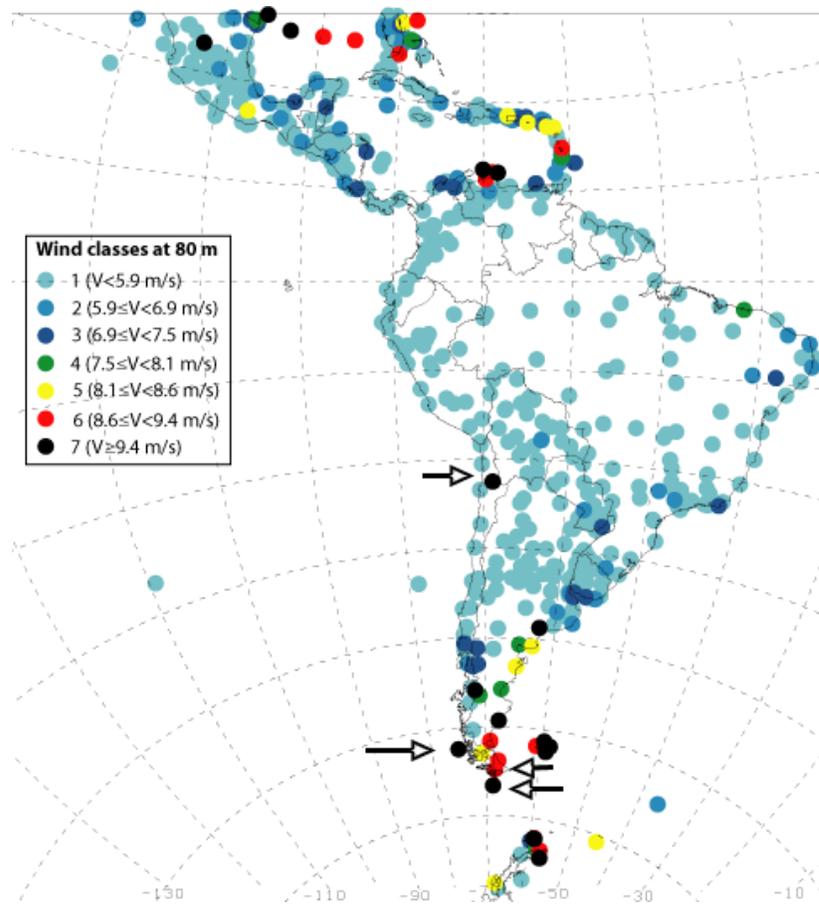


Figura 3.12: Mapa potencial eólico América del Sur a 80 metros de altura

Así, se puede afirmar que Chile posee las mejores condiciones naturales para generar energía a través de potencial eólico en aquellas zonas [22].

El Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile posee el programa Explorador Eólico⁴, que al igual que el Explorador Solar, permite conocer los niveles de viento que existen en el país hasta el año 2010, con el cual es posible ver los lugares más propicios para una central eólica o, como en este caso, ver los lugares indicados para aprovechar ambos recursos de manera simultánea.

Para esto, es necesario verificar la radiación solar y el potencial eólico del norte del país, lo que se analizará en el siguiente apartado.

⁴ Mapa para verificar el potencial eólico de las regiones del país creado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

3.4. Lugares Óptimos para el Emplazamiento de la Central Mixta

Para conocer cuál es el mejor lugar de emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica, se estudiará su radiación solar y potencial eólico simultáneamente para obtener un lugar en el cual la suma de ambas energías sea relativamente constante en el tiempo. Esto se hará mediante los programas Explorador Solar y Explorador Eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

3.4.1. Explorador Solar

El Explorador Solar es un mapa que se creó para conocer los valores de radiación solar presentes en el país basado en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución.

Este modelo puede ser utilizado para distintas aplicaciones, como para investigación en la creación de centrales solares o para abordar los problemas de contaminación ambiental.

Se llevó a cabo mediante la utilización de varias fuentes, como datos satelitales para identificar la cobertura y brillo de las nubes, la distribución de agua y la temperatura en la atmósfera. Estos datos satelitales provienen del satélite GOES EAST⁵.

El modelo que se utiliza para la transferencia radiativa es el modelo CLIRAD-SW, diseñado originalmente para modelos de circulación general de la atmósfera, el cual se caracteriza por su eficiencia computacional. Este modelo separa la radiación del Sol en once bandas espectrales y considera las interacciones de cada banda de manera independiente.

En el Explorador Solar se pueden visualizar los mapas del promedio mensual de la radiación global horizontal para Chile entre los años 2004 y 2011. Los valores por mes, año y hora del día de la radiación global horizontal, que se encuentran en los informes de este programa, son estimados. Como la cantidad de radiación en un punto depende del ángulo de incidencia de los rayos con respecto a la superficie receptora, la radiación global horizontal (GHI), que es la radiación diaria que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra, es un “promedio” de la radiación del Sol para los distintos ángulos dependiendo de la hora del día. La GHI es la suma de las componentes directa y difusa de la radiación [18].

Para las zonas con mayor radiación solar del país se obtuvo el siguiente mapa con radiación global horizontal diaria, promedio de todos los días del año 2010:

⁵ GOES EAST es un satélite meteorológico estadounidense y forma parte del sistema de satélites ambientales de operación geoestacionaria de la Administración de Atmósfera y Océanos Nacionales de EE.UU.

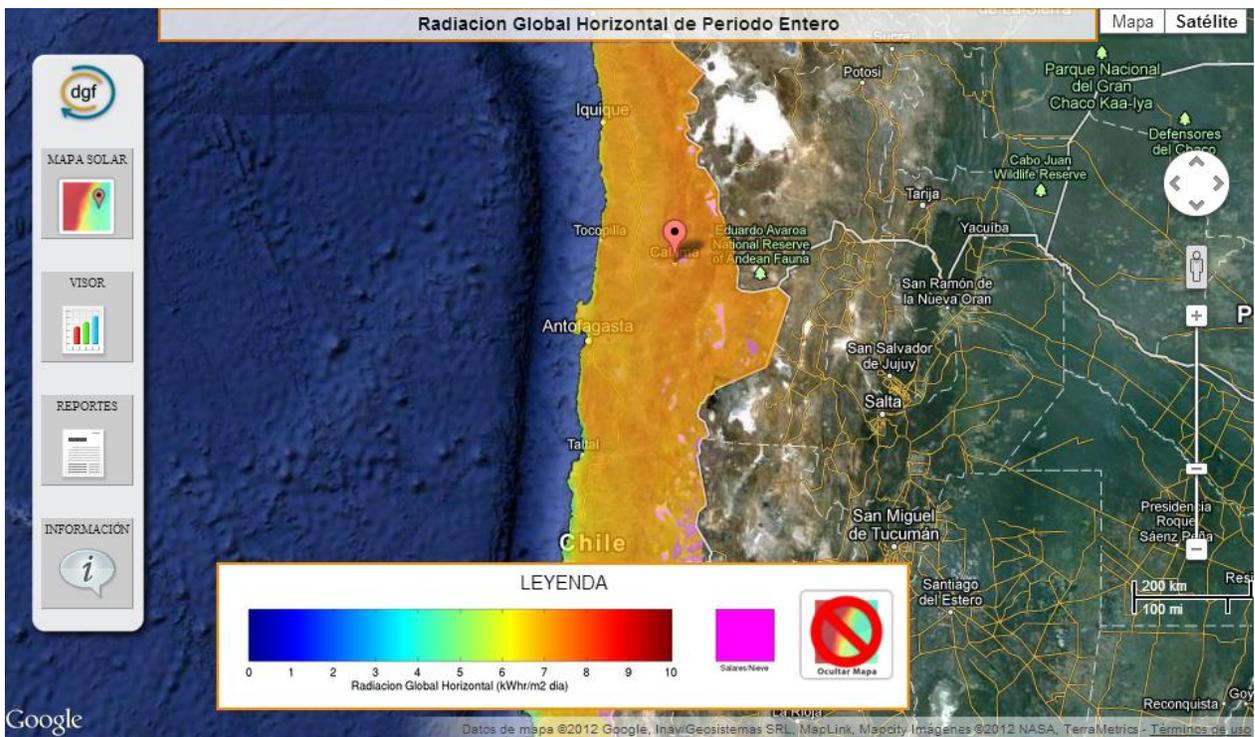


Figura 3.13: Radiación global horizontal promedio para la I y II Región del país, año 2010

Por lo tanto, como se puede observar de la Figura 3.13, se tiene una radiación solar de 7 a 7,5 kWh/m² día, en promedio.

Si se ve la radiación de la misma zona en el mes de julio, siendo el mes con menor radiación del año, se puede apreciar una disminución de hasta 2 kWh/m² día, como se puede apreciar en la Figura 3.14:

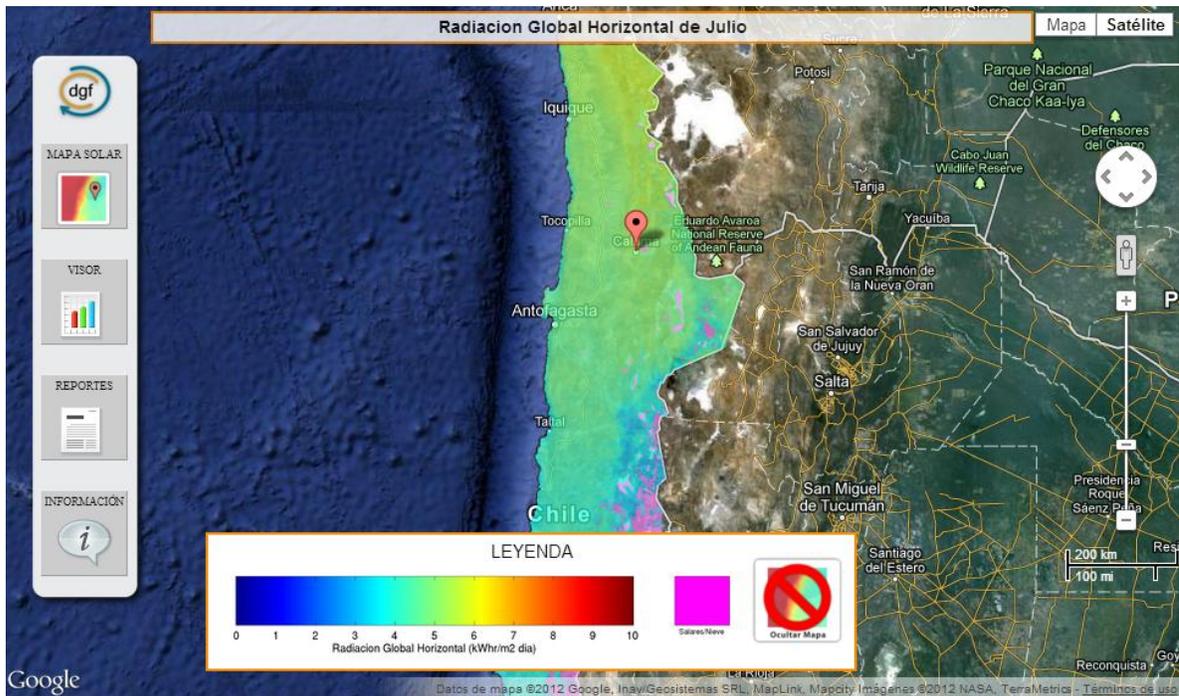


Figura 3.14: Radiación global horizontal en el mes de julio de 2010 para la I y II Región del país

Si se realiza el mismo procedimiento para el mes de diciembre, que es el mes con mayor radiación solar observada en el año, se ve un aumento de hasta 3 kWh/m² día, con respecto al promedio anual, lo que puede ser observado en la Figura 3.15:

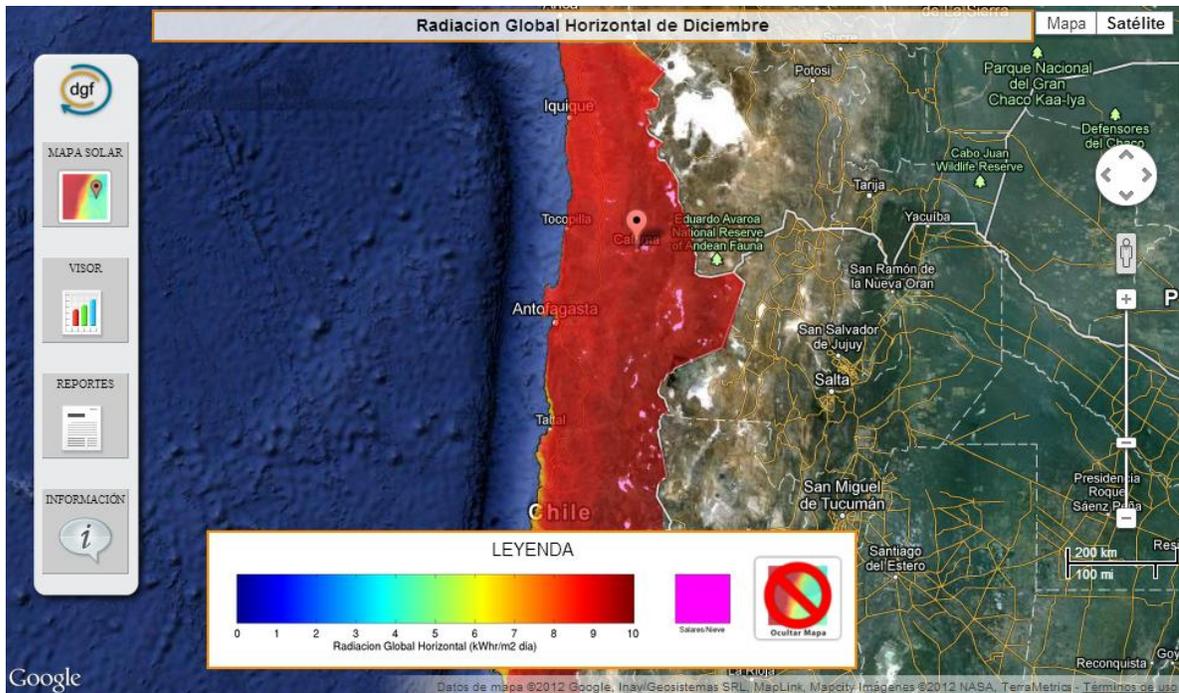


Figura 3.15: Radiación global horizontal para el mes de diciembre de 2010 para la I y II Región del país

Con los datos obtenidos de los mapas de radiación solar del país, se puede asegurar una buena radiación para cualquier lugar seleccionado dentro de la primera, segunda y tercera región de Chile. Así, el lugar que será finalmente escogido para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica provendrá, principalmente, de las características eólicas del lugar, las cuales se verán en la siguiente sección [23].

3.4.2. Explorador Eólico

El mapa Explorador Eólico es una herramienta en línea para evaluar el potencial eólico de Chile. Se creó gracias al apoyo del Ministerio de Energía [24], la Agencia de Cooperación Internacional Alemana (GIZ) [25] y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile [26].

En él se puede visualizar mapas representativos del promedio de la velocidad y el factor de planta para distintos meses y horas del año 2010; generar gráficos instantáneos para cualquier sitio, incluyendo una descripción básica del sitio, un resumen del viento medio, ciclo diario, ciclo diario mensual, perfil vertical medio y perfil del ciclo diario; y generar reportes que incluyen estadísticas relevantes para la evaluación del potencial eólico [27].

Al comprobar el potencial eólico de todo país con la herramienta, se obtuvo el siguiente mapa para una altura de 26 metros, aproximadamente, pues es la altura referencial que se utiliza para los aerogeneradores de centrales de baja envergadura:

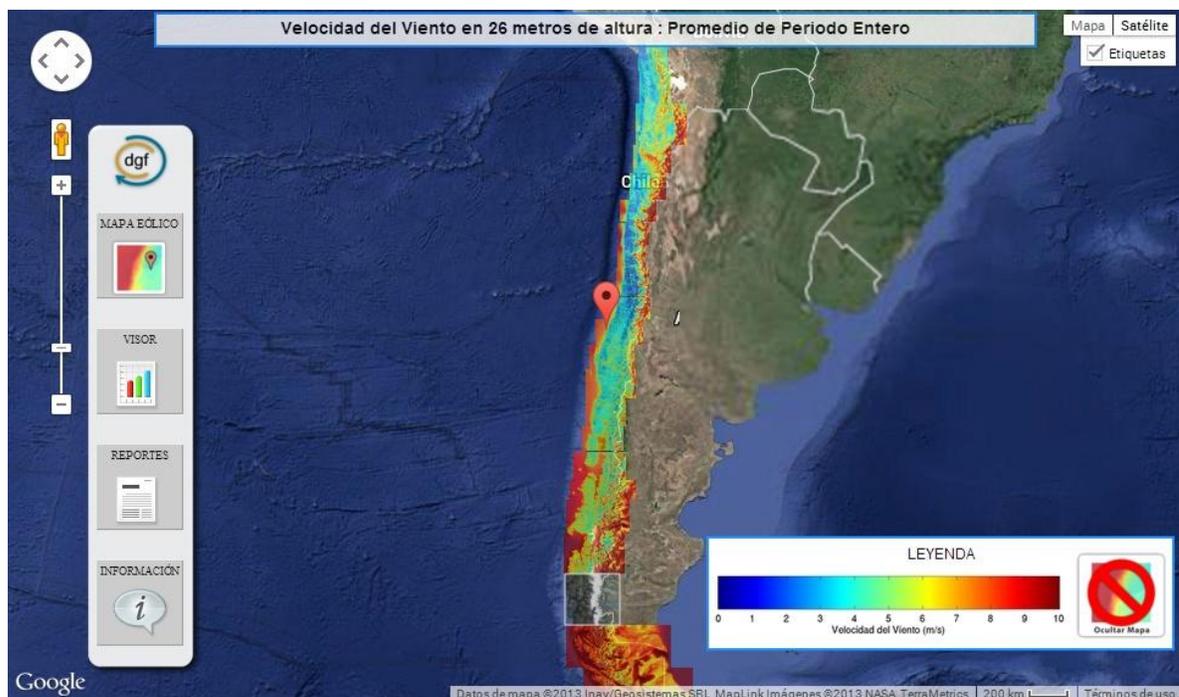


Figura 3.16: Mapa potencial eólico de todo el país a 26 metros de altura

Como se puede apreciar de la Figura 3.16, el potencial eólico promedio es variado en todo el país, habiendo lugares con un mejor potencial que otros, como en el norte y sur de Chile, y en los lugares costeros o de altura.

Como lo que importa es que se aproveche tanto el potencial eólico como la radiación solar, es conveniente hacer el estudio para la zona norte del país, que es donde la radiación solar se hace mucho mayor.

Así, al ver las primeras tres regiones de Chile, se obtuvo el siguiente mapa:

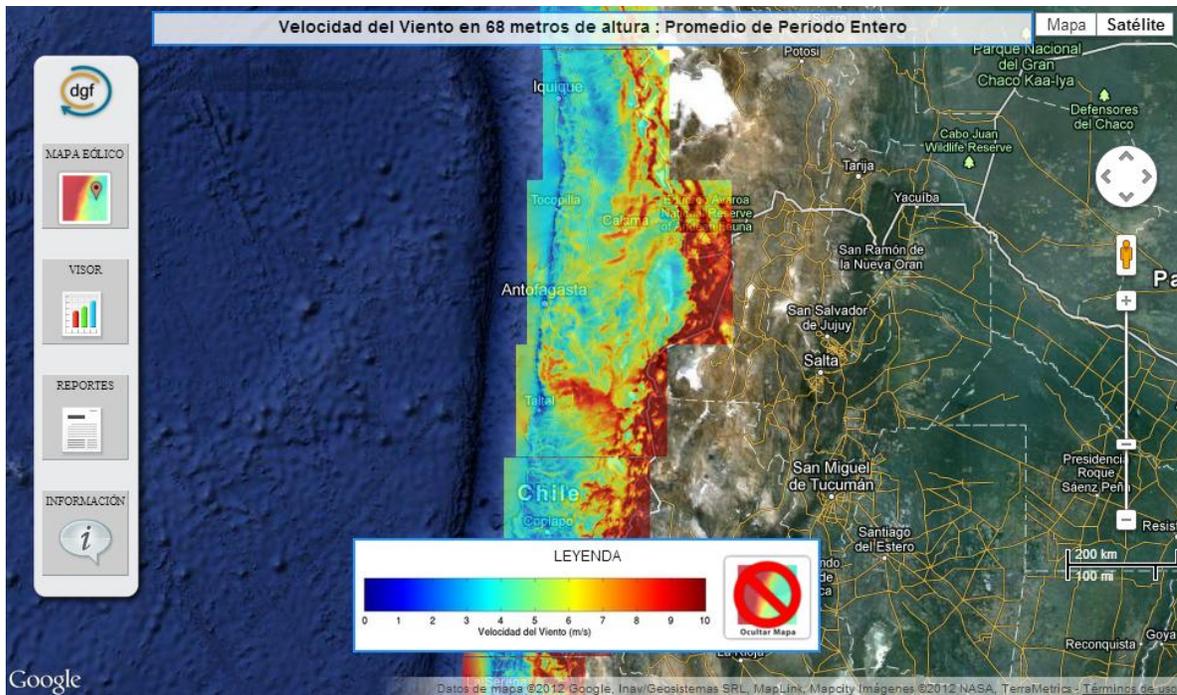


Figura 3.17: Mapa potencial eólico para las dos primeras regiones del país a 68 metros de altura

Se aprecia de la Figura 3.17 que hacia el lado de la cordillera es donde se ven los valores más elevados de velocidad del viento, alcanzando en algunas partes hasta los 10 m/s.

Se procedió a realizar el mismo procedimiento que con el mapa de radiación solar, es decir, se vio el potencial eólico en los meses extremos de mayor y menor potencial eólico en el país.

Así, se obtuvo que el mes de enero es cuando menos potencial eólico se observa, como se puede apreciar en la Figura 3.18:

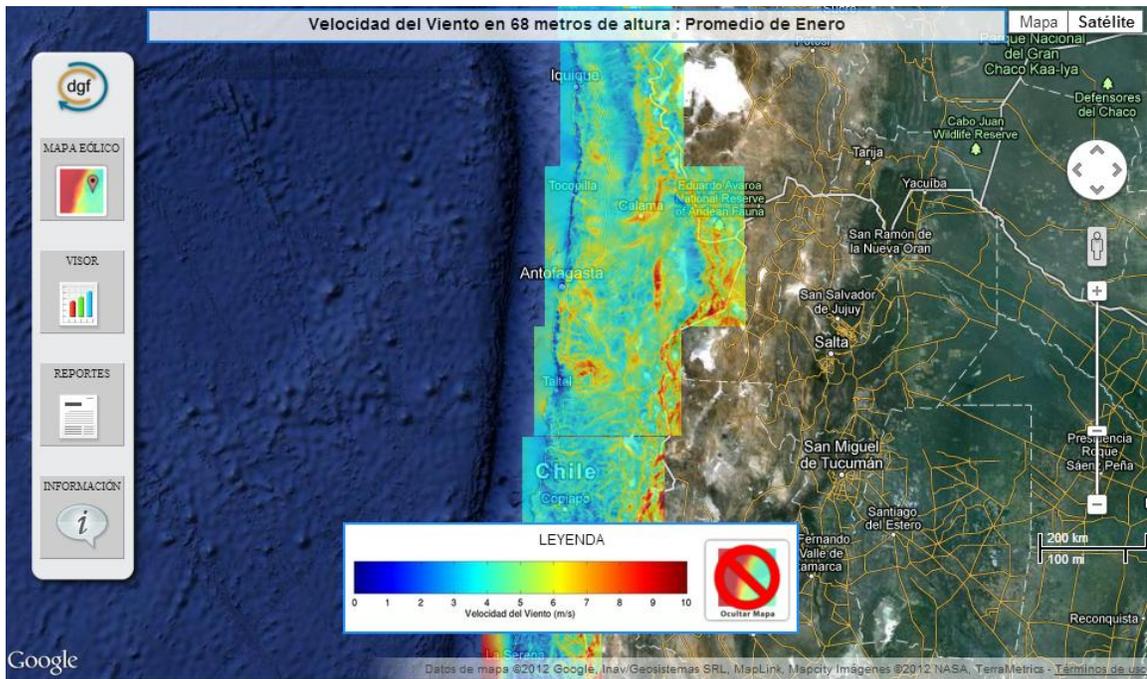


Figura 3.18: Potencial eólico para el mes de Enero

Aquí sólo se observan algunos lugares con un potencial elevado, los que serán estudiados para ser seleccionados.

Por otro lado, el mayor potencial eólico de la región en cuestión fue encontrado en el mes de Julio, como se aprecia en la Figura 3.19:

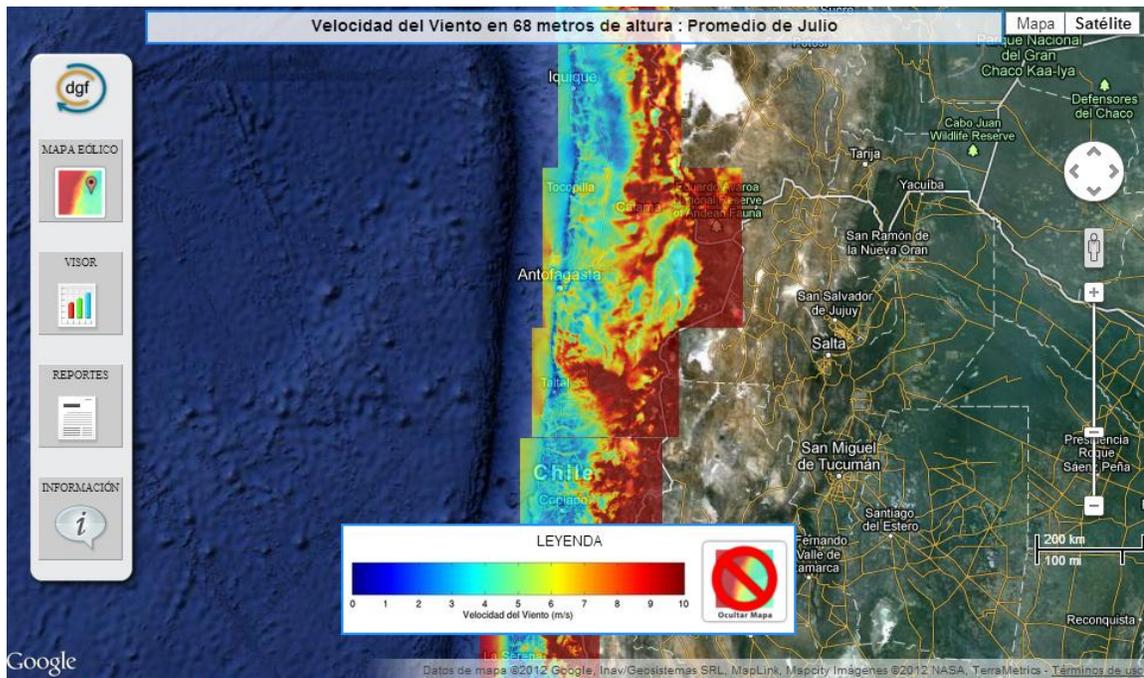


Figura 3.19: Potencial eólico para el mes de Julio

Es necesario encontrar un lugar donde en el mes de julio sea posible obtener buen potencial eólico, pues es el mes donde se tiene menos radiación solar, por lo que serían complementarios. Sin embargo, se requiere de la existencia de alguna demanda en el lugar seleccionado, por lo que al escoger el lugar hay que tener cuidado de ubicarlo cercano a alguna demanda que se pueda abastecer de la energía y potencia a suministrar.

Observando el mapa se pueden distinguir tres zonas con un mayor potencial eólico. Estas zonas son [28]:

1. Calama
2. Taltal
3. Vicuña

En la Figura 3.20 se pueden apreciar esas zonas, donde se muestra el régimen de viento de estos lugares en el mes de julio, es decir, el mes de mayor potencial eólico del año:

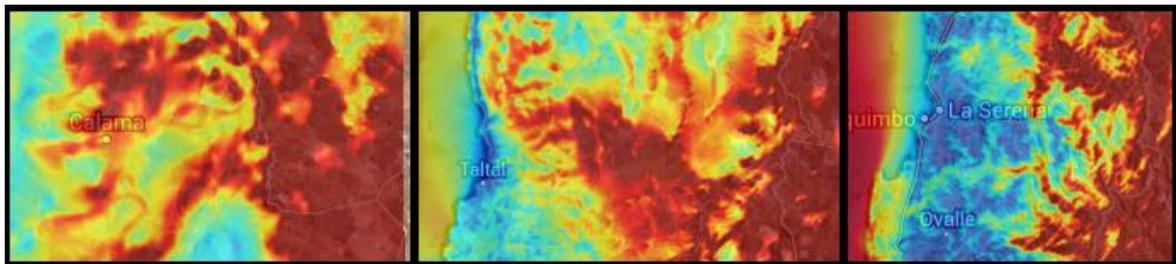


Figura 3.20: Régimen de viento en las zonas con mayor potencial eólico en julio, de izquierda a derecha: Calama, Taltal y Vicuña

En la siguiente sección se estudiarán estas zonas del país para poder seleccionar un lugar propicio para el emplazamiento de la central mixta fotovoltaica-eólica para el máximo aprovechamiento de ambos recursos naturales analizando la superposición de su radiación y su potencial eólico.

3.4.3. Análisis de Superposición de Radiación y Viento

Como se vio en la sección anterior, se encontraron tres lugares propicios para el emplazamiento de la central en lo que a recursos naturales respecta (viento y radiación solar). Se estudiará cada lugar según las ventajas, desventajas, radiación y potencial eólico, mediante el Explorador Solar y el Explorador Eólico.

3.4.3.1. Calama

i) Datos Generales de Calama

Calama es la capital de la Provincia de El Loa y de la comuna de El Loa, en la Región de Antofagasta, ubicándose al noreste de ésta, como se aprecia en la Figura 3.21:



Figura 3.21: Ubicación de Calama

Tiene una superficie de 15.597 km² y una población de 138.110 habitantes⁶, aproximadamente [29].

La principal característica de esta ciudad es que la mayor parte de su población urbana gira en torno al rubro de la minería, por lo que una posible demanda podría ser una pequeña minera.

Además, en Calama se cultivan variadas verduras para el consumo en la ciudad, las cuales provienen de las comunidades indígenas del interior, encontrándose otra posible demanda en alguna de estas comunidades o algún poblado pequeño.

Un mapa de Calama se presenta a continuación (Figura 3.22):

⁶ Según Censo de 2002.



Figura 3.22: Calama

ii) Datos del Explorador Solar para Calama

Se ingresa al Explorador Solar con las coordenadas del sitio de Calama que se especifica en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3: Datos del sitio estudiado en Calama

Latitud	22,47°S
Longitud	69,02°O
Elevación	2091 m

Las radiaciones globales horizontales mensuales, entre los años 2004 y 2011, obtenidas con el Explorador Solar, se presentan en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4: GHI mensual de Calama (en kWh/m² día)

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Promedio
Enero	8.90	8.79	8.84	9.04	8.82	9.07	8.99	9.09	8.94
Febrero	8.49	8.03	8.37	8.57	8.62	8.54	8.52	8.12	8.41
Marzo	7.69	7.59	7.63	7.59	7.68	7.70	7.76	7.70	7.67
Abril	6.48	6.40	6.48	6.50	6.53	6.48	6.38	6.51	6.47
Mayo	5.38	5.40	5.40	5.37	5.41	5.42	5.23	5.39	5.37
Junio	4.80	4.83	4.79	4.77	4.76	4.79	4.76	4.76	4.78
Julio	4.87	5.03	5.00	4.99	5.00	4.91	5.00	4.96	4.97
Agosto	5.65	5.97	5.95	5.87	5.93	5.91	5.91	5.96	5.89
Septiembre	7.18	7.09	7.19	7.05	7.17	7.13	7.07	7.19	7.13
Octubre	8.34	8.33	8.28	8.28	8.41	8.31	8.21	8.42	8.32
Noviembre	9.00	8.89	8.90	8.93	9.09	8.89	9.04	9.01	8.97
Diciembre	9.19	9.14	9.18	9.19	9.06	9.11	9.13	8.89	9.11

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor del promedio mensual de la energía sumada sobre todas las horas del día.

La radiación global horizontal anual de la zona se muestra en la Tabla 3.5:

Tabla 3.5: GHI anual de Calama

Año	MJ/m ²	kWh/m ² día
2004	25.79	7.16
2005	25.64	7.12
2006	25.80	7.17
2007	25.85	7.18
2008	25.95	7.21
2009	25.88	7.19
2010	25.80	7.17
2011	25.80	7.17
Promedio	25.81	7.17

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor promedio durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día, por lo que puede ser una sobreestimación para lugares con topografía abrupta que se encuentren encajonados y donde la luz del día es menor a la de lugares en un sitio llano.

El gráfico del promedio de todos los años de la insolación diaria es el que se muestra en la Figura 3.23:

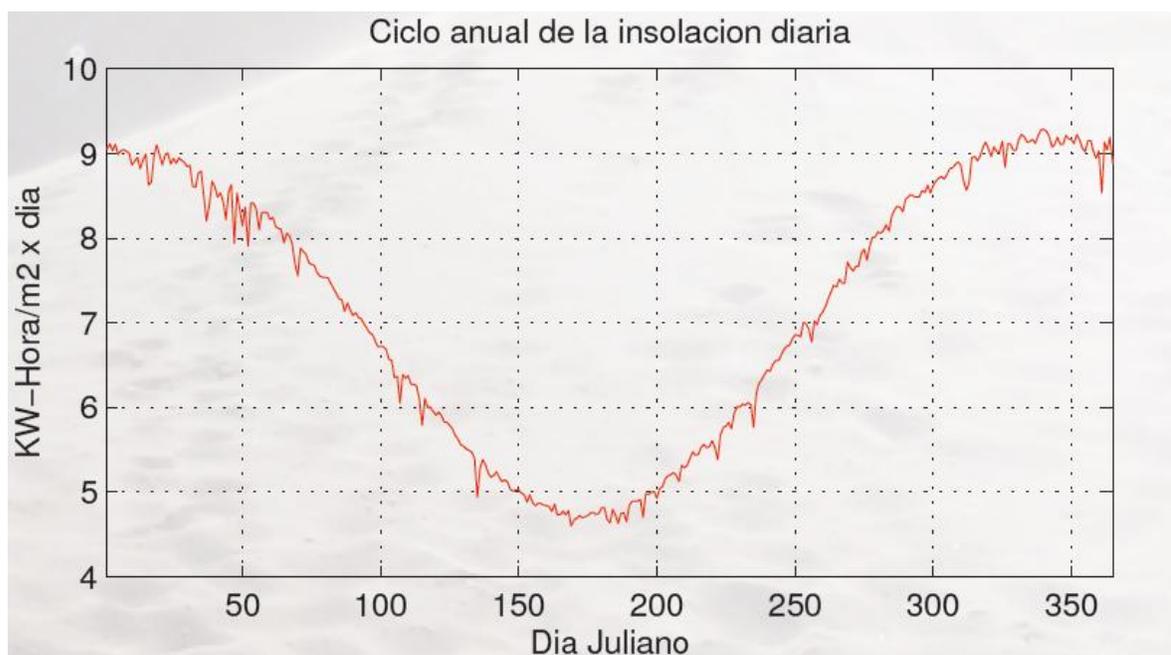


Figura 3.23: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria

iii) Datos del Explorador Eólico para Calama

Los datos obtenidos con el recurso Explorador Eólico para Calama se refieren al sitio especificado en la Tabla 3.6, en el período del año 2010:

Tabla 3.6: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Calama

Latitud	22,47°S
Longitud	69,02°O
Elevación	2111 m
Densidad del Aire	0,96 kg/m ³

La densidad del aire se refiere a la densidad media simulada por el modelo WRF⁷, el cual fue desarrollado por NCAR⁸ en Estados Unidos y es ampliamente utilizado en el área de evaluación del recurso eólico a nivel mundial. Este modelo fue aplicado con una resolución espacial de un kilómetro y tiene doce niveles verticales entre 0 y 200 metros de altura.

La velocidad del viento mensual a 26 metros sobre el nivel del mar es la que se muestra en la Tabla 3.7:

Tabla 3.7: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Calama

Mes	Velocidad Media Diaria (m/s)	Velocidad Mínima Diaria (m/s)	Velocidad Máxima Diaria (m/s)	Variabilidad (m/s)
Enero	7.4 ± 1.3	1.8±0.3	11.3±2.0	0.5±0.2
Febrero	7.1±1.3	2.0±0.4	11.1±2.1	0.8±0.3
Marzo	8.1±1.5	2.9±0.5	12.1±2.2	0.7±0.2
Abril	8.1±1.5	2.2±0.4	12.8±2.3	0.8±0.3
Mayo	8.1±1.5	1.8±0.3	13.2±2.4	1.6±0.6
Junio	8.1±1.5	1.8±0.3	12.7±2.3	1.3±0.5
Julio	8.7±1.6	2.1±0.4	14.0±2.5	1.5±0.5
Agosto	9.2±1.7	2.6±0.5	14.2±2.5	0.8±0.3
Septiembre	9.0±1.6	2.5±0.5	13.6±2.5	1.2±0.4
Octubre	8.3±1.5	2.5±0.4	13.2±2.4	1.0±0.3
Noviembre	8.3±1.5	2.3±0.4	12.7±2.3	0.5±0.2
Diciembre	7.3±1.3	1.8±0.3	11.2±2.0	0.8±0.3
Todos	8.1±0.4	2.2±0.1	12.7±0.7	1.2±0.3

En la tabla, el promedio diario es el promedio de todos los valores horarios simulados durante el periodo indicado. El mínimo diario corresponde al promedio del valor mínimo en cada día

⁷ Weather Research and Forecasting.

⁸ National Center for Atmospheric Research.

simulado. Asimismo, el máximo diario corresponde al promedio del valor máximo en cada día simulado. La variabilidad es la desviación estándar del valor medio diario.

Los ciclos medios obtenidos en la simulación son los que se muestran en las Figuras 3.24 y 3.25:

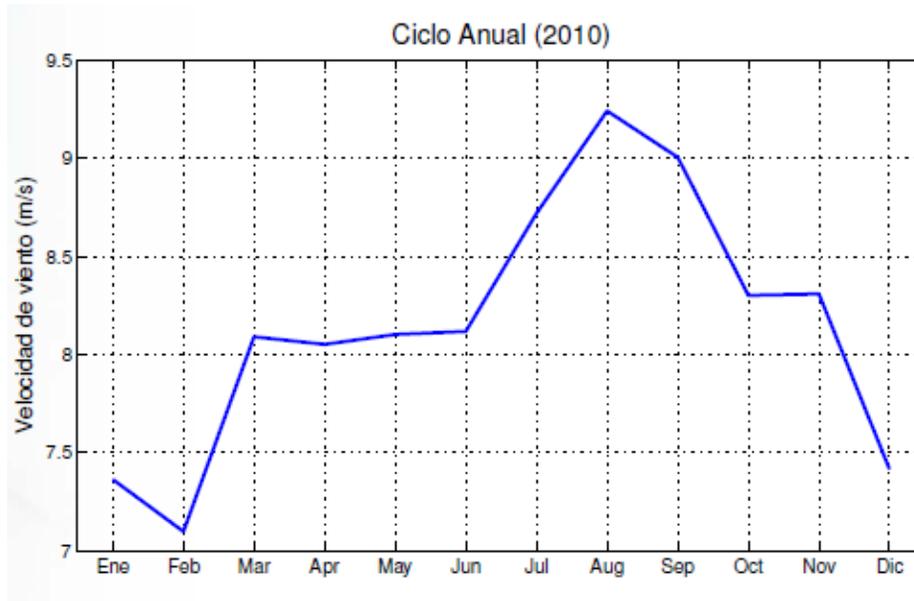


Figura 3.24: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Calama

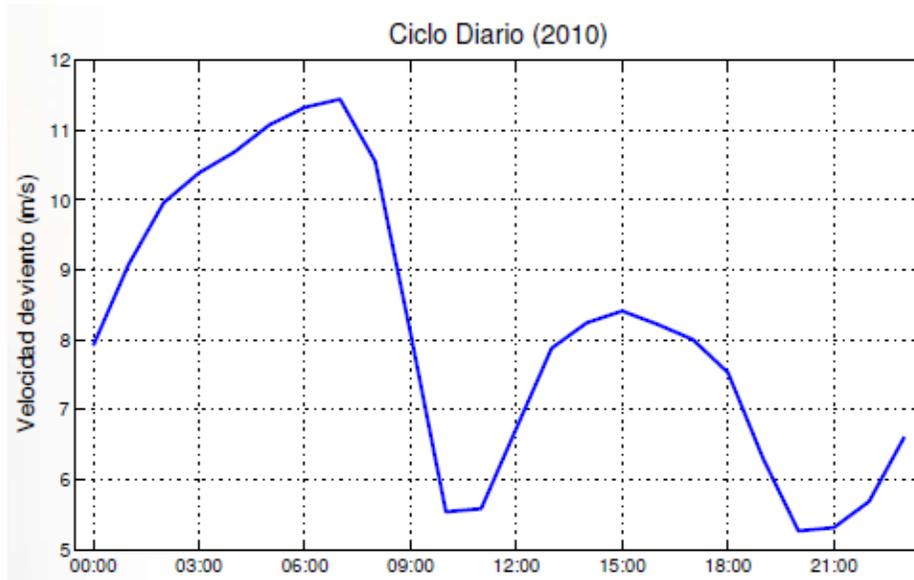


Figura 3.25: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Calama

Así, se tiene el siguiente ciclo mensual (Figura 3.26):

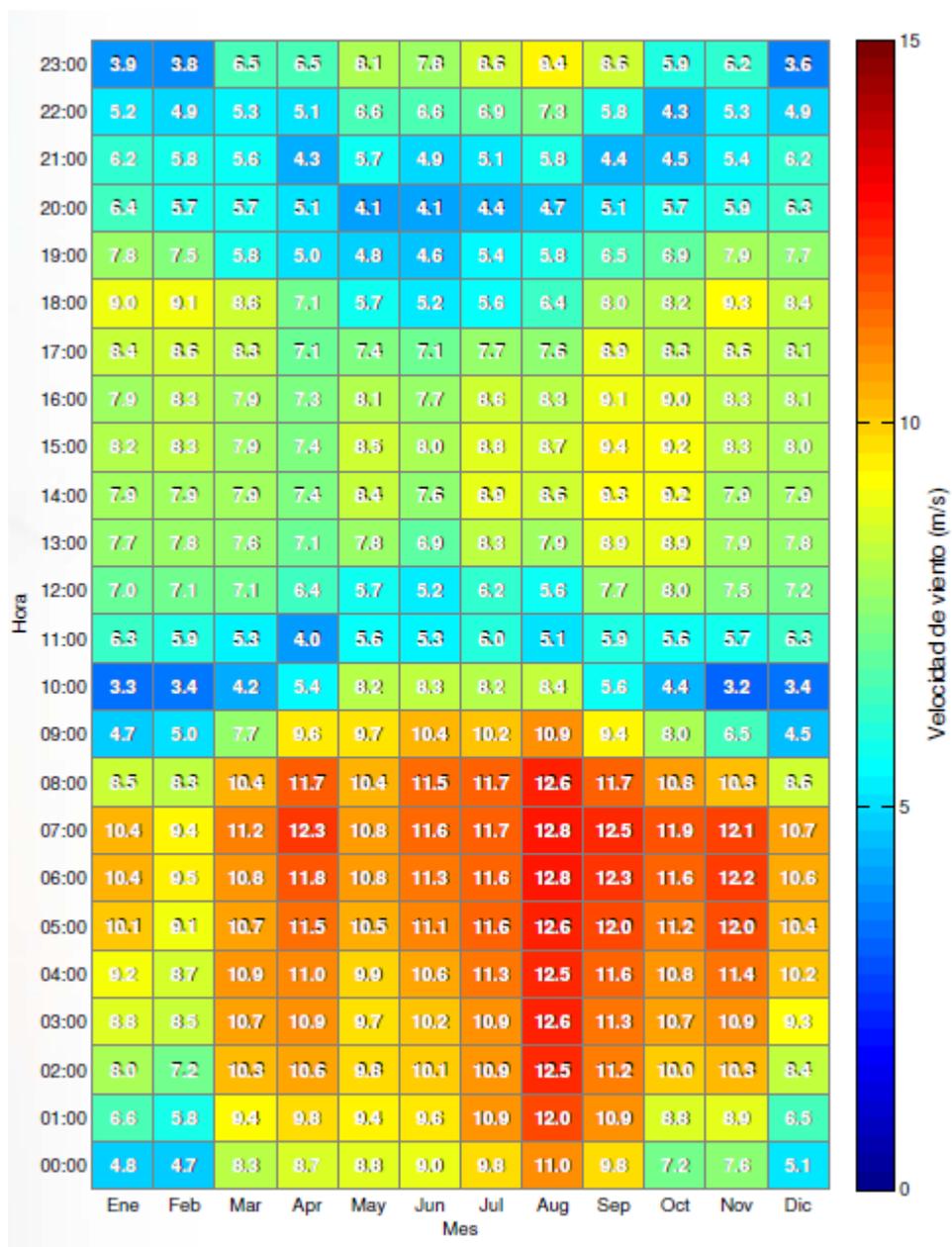


Figura 3.26: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día (eje vertical) y mes del año en Calama

Donde el color y el número indican el promedio para el mes y la hora correspondiente.

3.4.3.2. Taltal

i) Datos Generales de Taltal

Taltal es comuna de la Provincia de Antofagasta, en la Región de Antofagasta, ubicándose al suroeste de ésta, como se aprecia en la Figura 3.27:

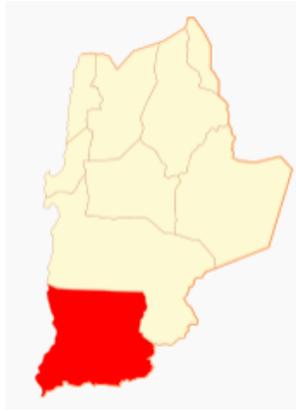


Figura 3.27: Ubicación de Taltal

Tiene una superficie de 20.405 km² y una población de 12.100 habitantes⁹, aproximadamente [30].

Esta ciudad no posee una característica principal de su economía, pero podría ser una posible demanda alguno de sus poblados rurales, pues la ciudad se conecta a la subestación eléctrica de Diego de Almagro y a la Central Termoeléctrica de Taltal y funciona con combustible diesel, por lo que sería una economía para la ciudad.

Un mapa de Taltal se presenta a continuación (Figura 3.28):



Figura 3.28: Taltal

ii) Datos del Explorador Solar para Taltal

Se ingresa al Explorador Solar con las coordenadas del sitio de Taltal que se especifica a continuación (Tabla 3.8):

⁹ Según Censo de 2002.

Tabla 3.8: Datos del sitio estudiado en Taltal

Latitud	25,17°S
Longitud	70,05°O
Elevación	1634 m

Las radiaciones globales horizontales mensuales, entre los años 2004 y 2011, obtenidas con el Explorador Solar, se presentan en la Tabla 3.9:

Tabla 3.9: GHI mensual de Taltal (en kWh/m² día)

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Promedio
Enero	8.91	9.02	9.05	9.05	8.93	9.14	9.15	9.21	9.06
Febrero	8.49	7.86	8.51	8.56	8.54	8.55	8.55	8.32	8.42
Marzo	7.47	7.50	7.53	7.52	7.56	7.56	7.54	7.60	7.54
Abril	6.09	6.09	6.17	6.11	6.19	6.19	6.07	6.16	6.13
Mayo	4.96	4.84	4.89	4.91	4.92	4.95	4.89	4.89	4.91
Junio	4.31	4.29	4.24	4.18	4.34	4.32	4.31	4.18	4.27
Julio	4.46	4.59	4.57	4.52	4.59	4.37	4.57	4.44	4.51
Agosto	5.25	5.53	5.51	5.44	5.56	5.54	5.56	5.55	5.50
Septiembre	6.77	6.82	6.72	6.70	6.88	6.90	6.90	6.93	6.83
Octubre	7.99	8.11	7.99	8.19	8.16	8.10	8.17	8.19	8.11
Noviembre	8.98	8.98	8.94	9.02	9.07	9.00	9.01	9.05	9.01
Diciembre	9.36	9.33	9.28	9.32	9.30	9.35	9.30	9.28	9.32

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor del promedio mensual de la energía sumada sobre todas las horas del día.

La radiación global horizontal anual de la zona es la que se muestra en la Tabla 3.10:

Tabla 3.10: GHI anual de Taltal

Año	MJ/m ²	kWh/m ² día
2004	24.91	6.92
2005	24.89	6.91
2006	25.02	6.95
2007	25.06	6.96
2008	25.22	7.01
2009	25.19	7.00
2010	25.21	7.00
2011	25.14	6.98
Promedio	25.08	6.97

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor promedio durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día, por lo que puede ser una sobreestimación para lugares con

topografía abrupta que se encuentren encajonados y donde la luz del día es menor a la de lugares en un sitio llano.

El gráfico del promedio de todos los años de la insolación diaria es el que se muestra a continuación (Figura 3.29):

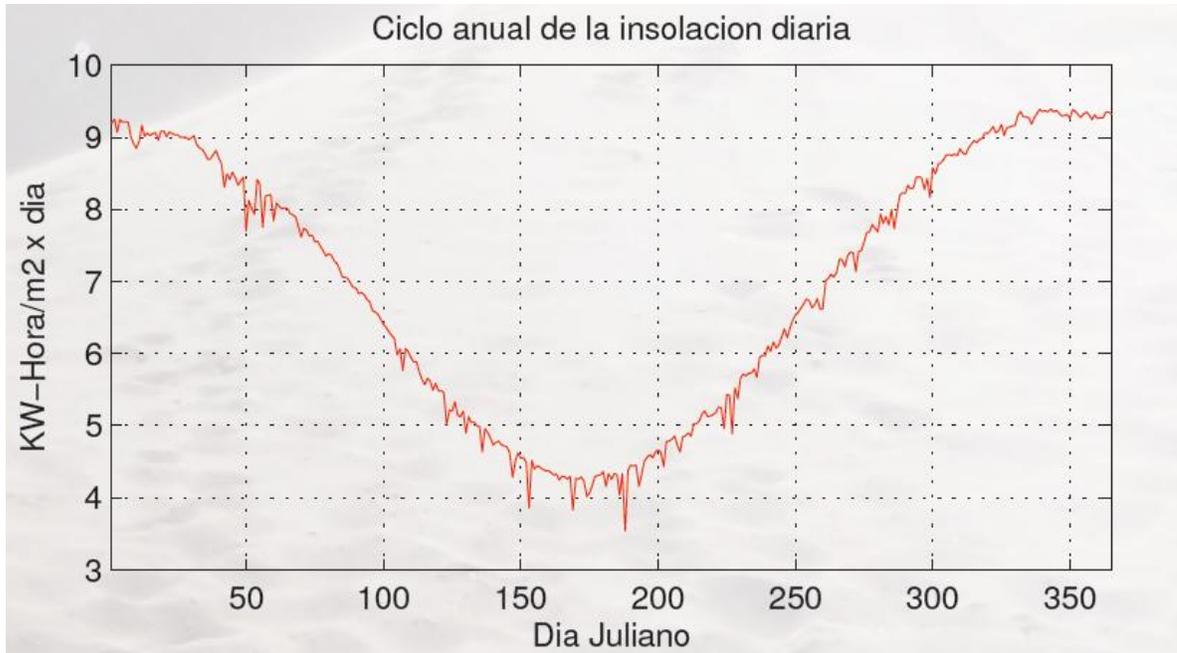


Figura 3.29: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria

iii) Datos del Explorador Eólico para Taltal

Los datos obtenidos con el recurso Explorador Eólico para Taltal se refieren al sitio especificado en la Tabla 3.11, en el período del año 2010:

Tabla 3.11: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Taltal

Latitud	25,17°S
Longitud	70,05°O
Elevación	1622 m
Densidad del Aire	1,01 kg/m ³

La velocidad del viento mensual a 26 metros sobre el nivel del mar se muestra en la Tabla 3.12:

Tabla 3.12: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Taltal

Mes	Velocidad Media Diaria (m/s)	Velocidad Mínima Diaria (m/s)	Velocidad Máxima Diaria (m/s)	Variabilidad (m/s)
Enero	4.6±0.8	0.5±0.1	9.4±1.7	0.6±0.2
Febrero	5.3±1.0	0.6±0.1	10.6±2.0	1.8±0.7
Marzo	4.0±0.7	0.6±0.1	9.1±1.6	1.1±0.4
Abril	5.1±0.9	0.8±0.1	10.1±1.9	1.8±0.6
Mayo	6.7±1.2	1.4±0.2	11.9±2.1	3.1±1.1
Junio	6.9±1.3	1.1±0.2	11.8±2.2	2.5±0.9
Julio	6.3±1.1	1.2±0.2	11.2±2.0	3.5±1.3
Agosto	4.8±0.9	0.6±0.1	10.3±1.9	2.2±0.8
Septiembre	5.3±1.0	0.9±0.2	10.6±1.9	2.1±0.8
Octubre	5.3±1.0	0.7±0.1	10.7±1.9	1.8±0.6
Noviembre	5.0±0.9	0.6±0.1	10.1±1.9	1.8±0.6
Diciembre	4.6±0.8	0.6±0.1	9.7±1.7	1.0±0.3
Todos	5.3±0.3	0.8±0.0	10.5±0.5	2.2±0.3

Los ciclos medios obtenidos en la simulación son los que se muestran en las Figuras 3.30 y 3.31:

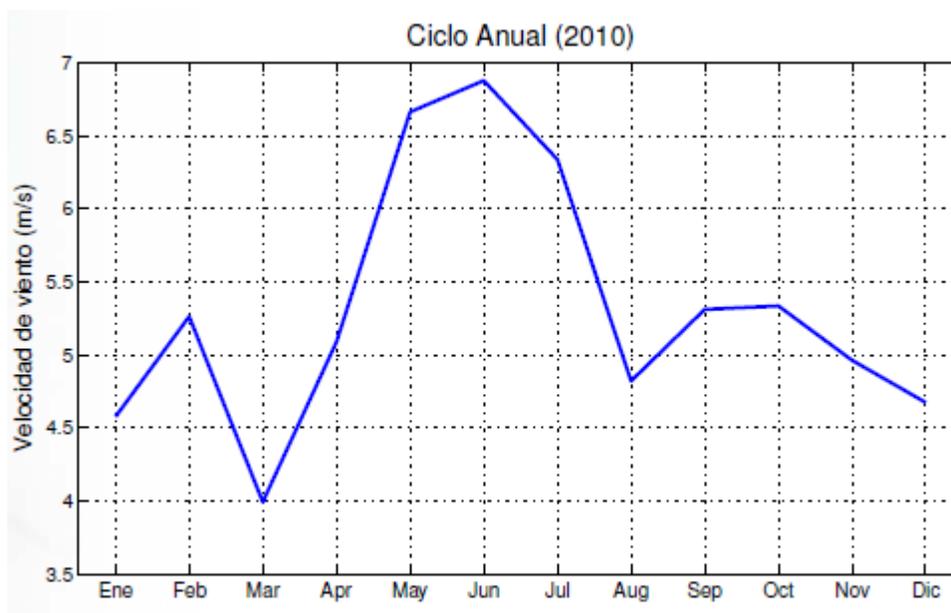


Figura 3.30: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Taltal

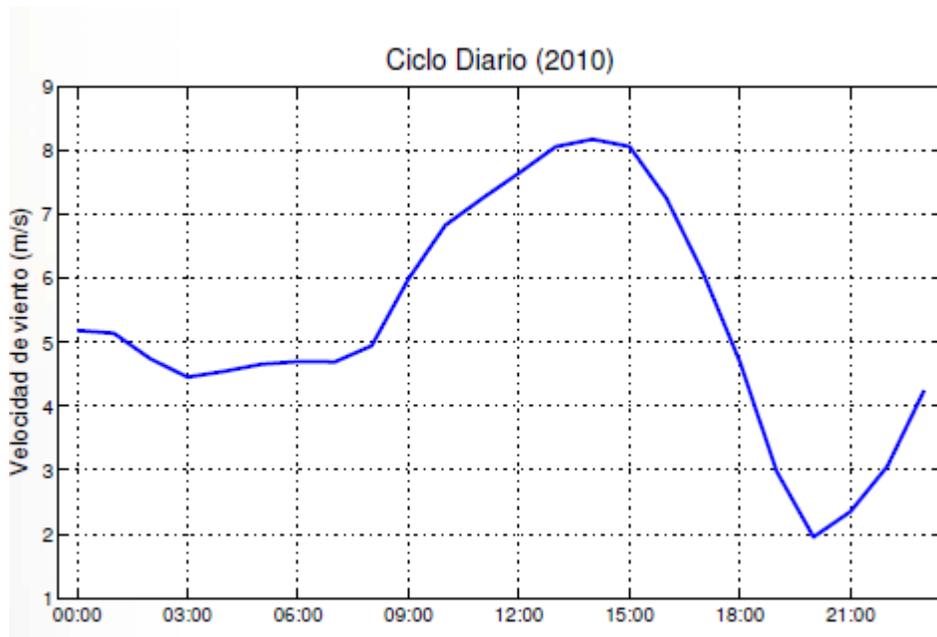


Figura 3.31: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Taltal

Así, se tiene el siguiente ciclo mensual (Figura 3.32):

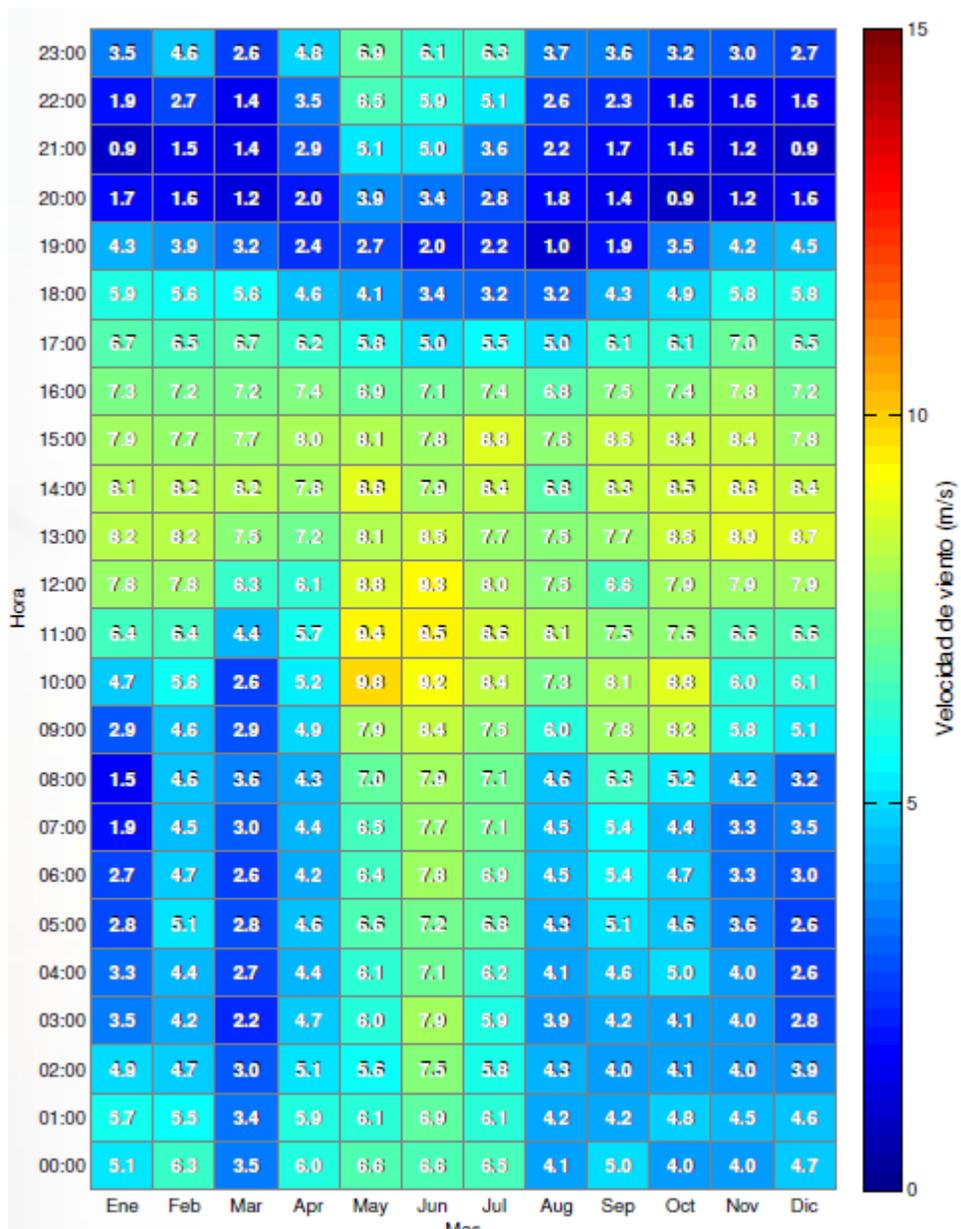


Figura 3.32: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día y mes del año en Taltal

Donde el color y el número indican el promedio para el mes y la hora correspondiente.

3.4.3.3. Vicuña

i) Datos Generales de Vicuña

Vicuña es una comuna de la Provincia de Elqui, en la Región de Coquimbo, ubicándose al noreste de ésta, como se aprecia en la Figura 3.33:

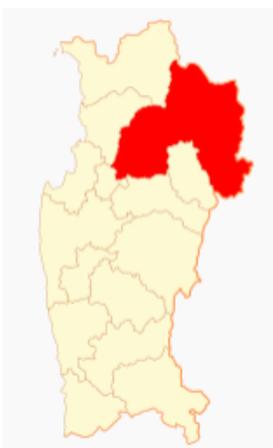


Figura 3.33: Ubicación de Vicuña

Tiene una superficie de 7.610 km² y una población de 26.000 habitantes, aproximadamente [31].

Se cree que un lugar propicio para la central mixta es el Valle de Elqui, lugar donde se ubica esta ciudad, donde existe una gran cantidad de viñas productoras de pisco y pueblos pequeños que cultivan frutos de la región.

Un mapa de Vicuña se presenta a continuación (Figura 3.34):



Figura 3.34: Vicuña

ii) Datos del Explorador Solar para Vicuña

Se ingresa al Explorador Solar con las coordenadas del sitio de Vicuña que se especifica a continuación (Tabla 3.13):

Tabla 3.13: Datos del sitio estudiado en Vicuña

Latitud	29,97°S
Longitud	70,76°O
Elevación	843 m

Las radiaciones globales horizontales mensuales, entre los años 2004 y 2011, obtenidas con el Explorador Solar, se presentan en la Tabla 3.14:

Tabla 3.14: GHI mensual de Vicuña (en kWh/m² día)

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Promedio
Enero	9.03	9.07	9.02	8.95	9.05	9.03	9.01	9.06	9.06
Febrero	8.29	8.25	8.19	8.23	8.30	8.25	8.35	8.11	8.26
Marzo	7.04	6.90	7.20	6.99	7.14	7.07	7.12	7.07	7.08
Abril	5.32	5.33	5.53	5.23	5.36	5.58	5.42	5.47	5.41
Mayo	4.15	3.81	3.99	3.95	3.88	3.89	3.94	4.22	3.98
Junio	3.50	3.20	3.25	3.23	3.36	3.48	3.46	3.37	3.35
Julio	3.61	3.57	3.35	3.63	3.59	3.67	3.77	3.48	3.59
Agosto	4.39	4.41	4.81	4.59	4.48	4.41	4.77	4.56	4.55
Septiembre	6.21	6.00	5.82	6.00	5.98	6.01	6.13	6.06	6.01
Octubre	7.72	7.80	7.45	7.69	7.81	7.35	7.69	7.53	7.64
Noviembre	8.46	8.59	8.86	8.64	8.81	8.81	8.68	8.84	8.71
Diciembre	9.22	9.27	9.28	9.21	9.25	9.30	9.24	9.06	9.25

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor del promedio mensual de la energía sumada sobre todas las horas del día.

La radiación global horizontal anual de la zona se muestra en la Tabla 3.15:

Tabla 3.15: GHI anual de Taltal

Año	MJ/m ²	kWh/m ² día
2004	23.08	6.41
2005	22.86	6.35
2006	23.03	6.40
2007	22.90	6.36
2008	23.10	6.42
2009	23.06	6.40
2010	23.27	6.46
2011	23.05	6.40
Promedio	23.06	6.40

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor promedio durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día.

El gráfico del promedio de todos los años de la insolación diaria es el que se muestra a continuación (Figura 3.35):

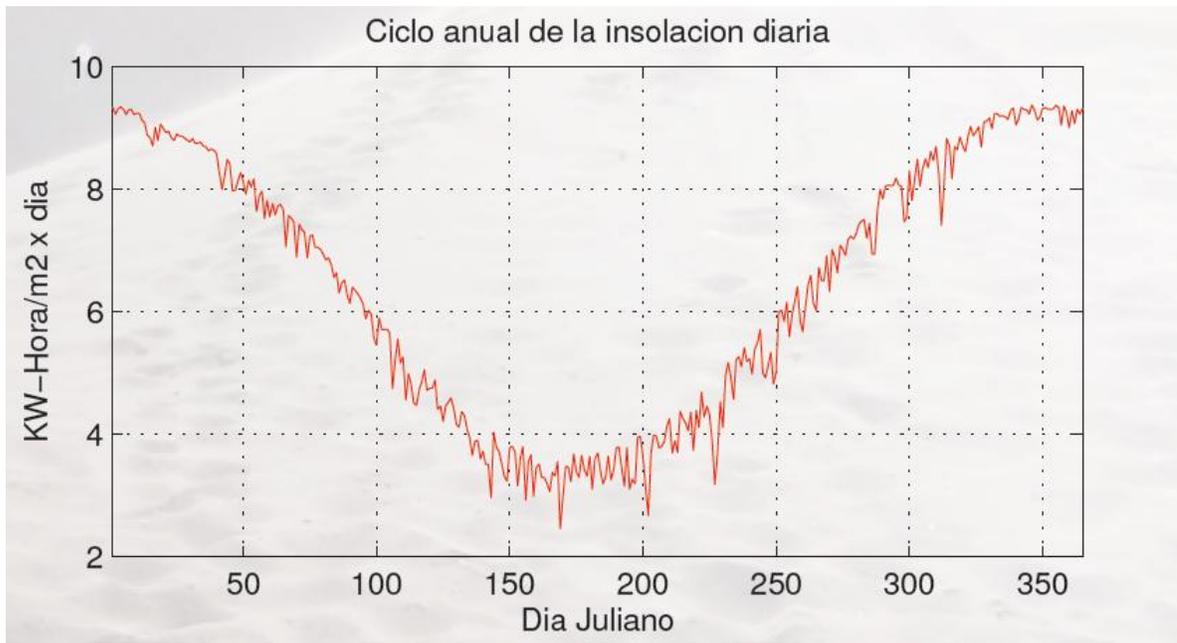


Figura 3.35: Gráfico del ciclo anual de la insolación diaria

iii) Datos del Explorador Eólico para Vicuña

Los datos obtenidos con el recurso Explorador Eólico para Vicuña se refieren al sitio especificado en la Tabla 3.16, en el período del año 2010:

Tabla 3.16: Datos del sitio estudiado y densidad del aire en Vicuña

Latitud	29,97°S
Longitud	70,76°O
Elevación	946 m
Densidad del Aire	1,09 kg/m ³

La velocidad del viento mensual a 26 metros sobre el nivel del mar es la que se muestra en la Tabla 3.17:

Tabla 3.17: Velocidad del viento mensual a 26 metros de altura en Vicuña

Mes	Velocidad Media Diaria (m/s)	Velocidad Mínima Diaria (m/s)	Velocidad Máxima Diaria (m/s)	Variabilidad (m/s)
Enero	2.1±0.4	0.2±0.0	5.1±0.9	0.3±0.1
Febrero	2.0±0.4	0.3±0.1	5.1±1.0	0.3±0.1
Marzo	1.6±0.3	0.2±0.0	3.9±0.7	0.3±0.1
Abril	2.1±0.4	0.5±0.1	4.5±0.8	0.6±0.2
Mayo	1.6±0.3	0.2±0.0	4.0±0.7	0.7±0.2

Junio	1.9±0.3	0.3±0.0	4.3±0.8	1.8±0.6
Julio	2.1±0.4	0.3±0.0	5.2±0.9	1.6±0.6
Agosto	1.6±0.3	0.3±0.1	3.5±0.6	0.7±0.2
Septiembre	1.8±0.3	0.2±0.0	4.1±0.8	0.4±0.1
Octubre	1.9±0.3	0.3±0.1	4.5±0.8	0.4±0.1
Noviembre	2.4±0.4	0.3±0.1	5.9±1.1	0.3±0.1
Diciembre	2.2±0.4	0.3±0.0	5.5±1.0	0.3±0.1
Todos	1.9±0.1	0.3±0.0	4.6±0.2	0.8±0.1

Los ciclos medios obtenidos en la simulación son los que se muestran en las Figuras 3.36 y 3.37:

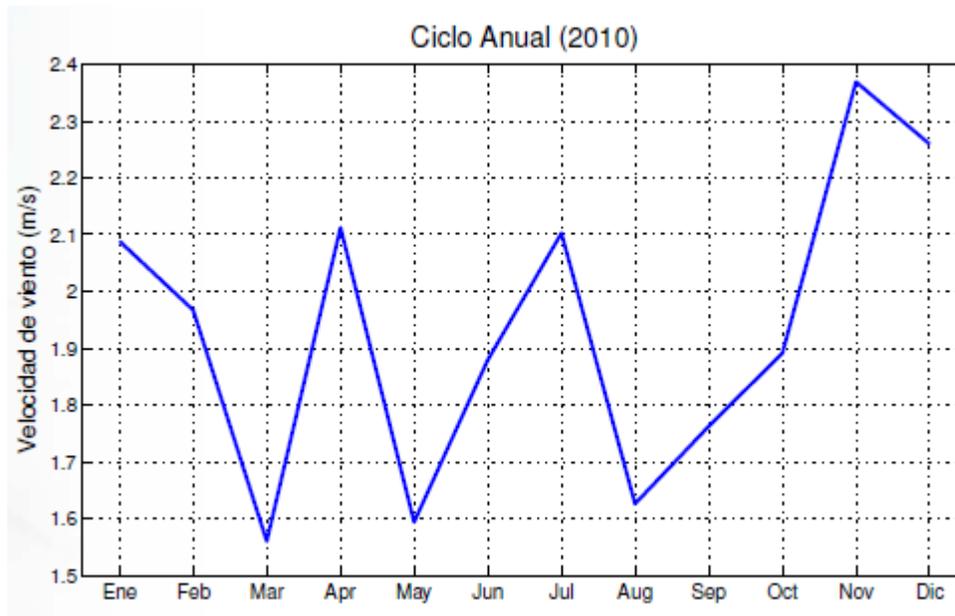


Figura 3.36: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según el mes del año en Vicuña

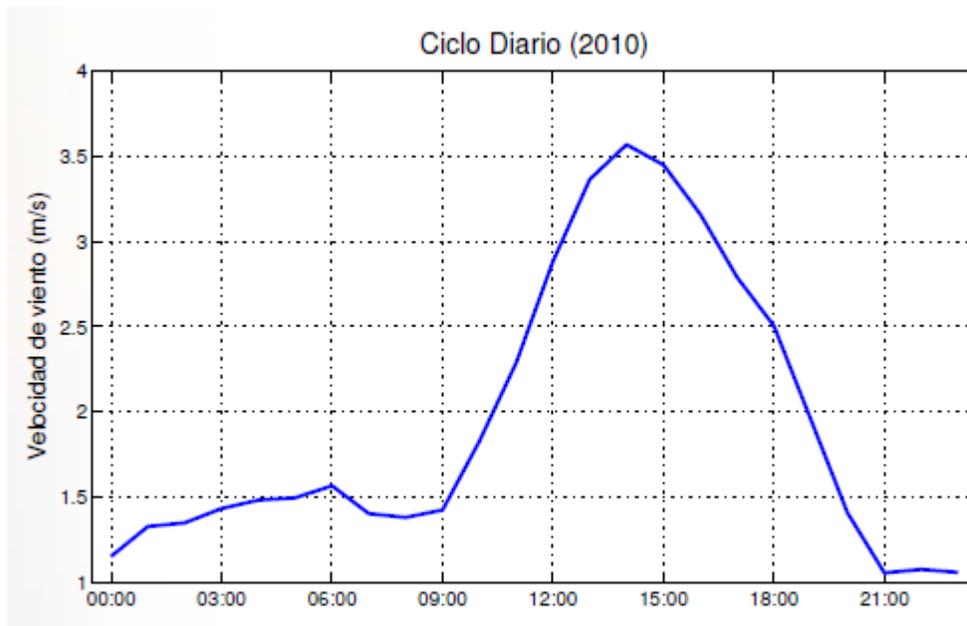


Figura 3.37: Ciclo medio de velocidad de viento a 26 metros según la hora del día en Vicuña

Así, se tiene el siguiente ciclo mensual (Figura 3.38):

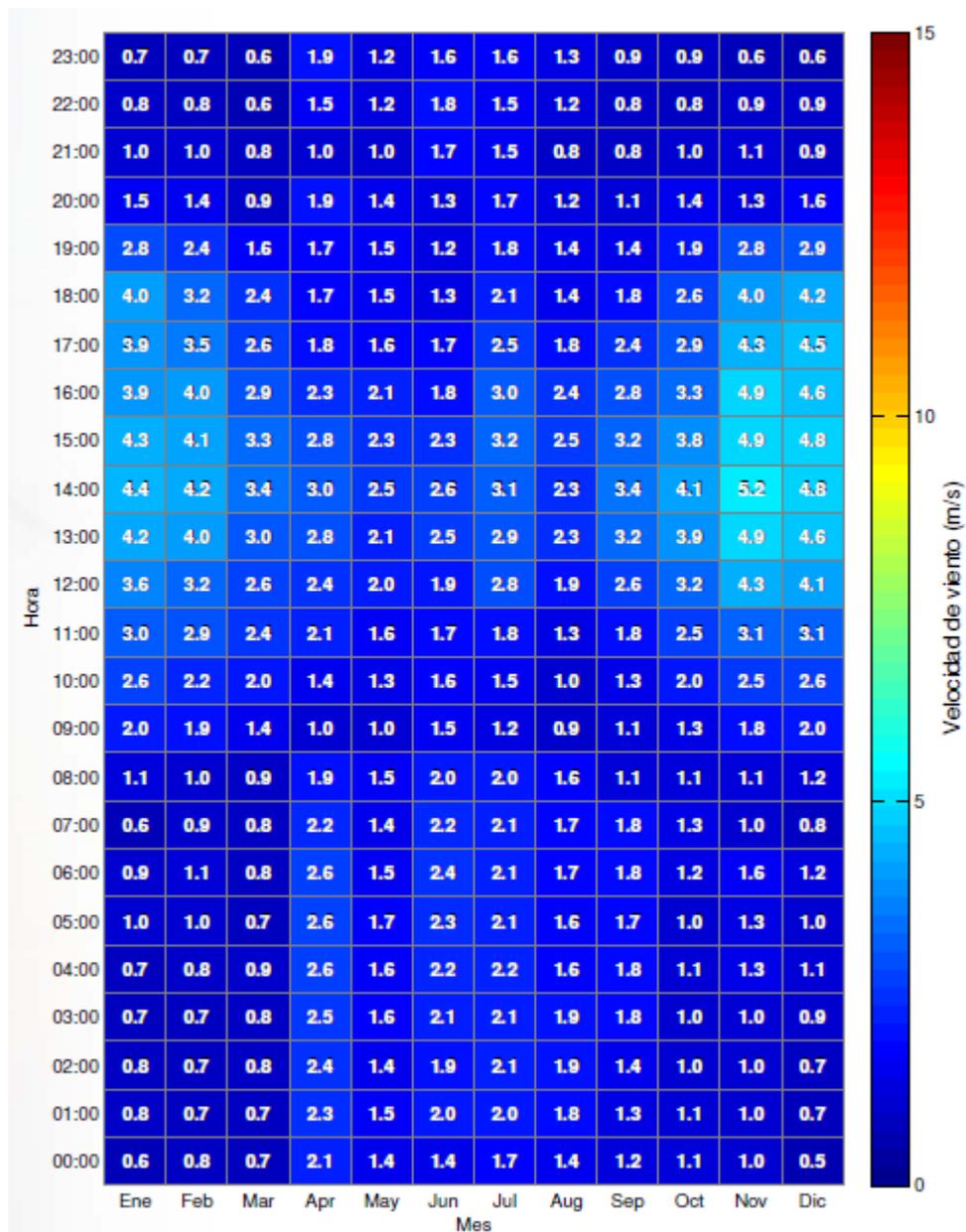


Figura 3.38: Velocidad del viento a 26 metros según la hora del día y mes del año en Vicuña

Donde el color y el número indican el promedio para el mes y la hora correspondiente.

3.4.4. Conclusión

En conclusión, según los datos obtenidos de los Exploradores Eólico y Solar, se aprecia que la localidad con mejor disposición de viento y radiación durante todo el año es Calama.

En efecto, se aprecia que, particularmente en Calama y Taltal, hay una complementación anual bastante buena de ambos recursos, principalmente en los meses de invierno, en que la radiación

solar baja considerablemente y el viento tiene las mayores velocidades, especialmente en Calama. Por otra parte, en Calama también hay una complementación diaria, pues en la noche, cuando no hay radiación solar, se producen las mayores velocidades de viento, situación que no se da en Taltal ni en Vicuña.

En el punto siguiente, se determina la localidad en Calama que podría abastecerse con la central mixta.

3.5. Selección Lugar de Aplicación

Se requiere de la ubicación de una demanda en el sector escogido que pueda abastecerse de una central mixta.

Se investigó el lugar y se determinaron dos poblados que cumplen con lo requerido, estos son San Francisco de Chiu Chiu y Toconao.

Las características de ambos poblados son las que se muestran en la Tabla 3.18 [32] [33]:

Tabla 3.18: Características de ambos poblados

	San Francisco de Chiu Chiu	Toconao
Ubicación	30 km al este de Calama	142 km al sur de Calama
Altura	2.525 m.s.n.m.	2.475 m.s.n.m.
Población	322 habitantes	786 habitantes

Se escogerá el poblado de San Francisco de Chiu Chiu, sólo por tener una mayor similitud al poblado de Ollagüe, del que se conocen en detalle datos de su curva de demanda. Así, se podrá llevar a cabo el dimensionamiento de la central mixta mediante el supuesto de que las demandas de energía de ambos pueblos se comportan de manera similar.

3.5.1. San Francisco de Chiu Chiu

San Francisco de Chiu Chiu es un pueblo situado a 30 kilómetros al Este de la ciudad de Calama a 2.525 metros sobre el nivel del mar. Es más conocido como Chiu Chiu y se ubica en un oasis que en la época prehispánica tenía una gran concentración de población atacameña y fue parte del Camino del Inca¹⁰.

Fue conquistada y evangelizada por españoles que fundaron el actual pueblo cerca de donde estaban los indígenas y lo llamaron Atacama La Chica.

¹⁰ Organización de rutas que conformaban el sistema vial del imperio incaico.

Este pueblo alberga la Iglesia de San Francisco, construida en el año 1611, monumento nacional. Su estructura es de adobe y el techo es de madera de cactus.

Además, la gastronomía de este pueblo se basa en los productos propios de la zona, como maíz, trigo, acelga, zanahorias, entre otros. Los platos típicos son la patasca¹¹, asado de carne de llamo y truchas de río [32].

3.6. Comentarios

Luego de tener el lugar seleccionado para el emplazamiento de la central mixta, se requiere conocer la demanda de potencia y energía de San Francisco de Chiu Chiu para proceder al dimensionamiento de la central eólica y la central fotovoltaica, lo que se realizará en el siguiente capítulo.

¹¹ Guiso a base de maíz, papas, vegetales y carne.

4. Aplicación

4.1. Introducción

Habiendo elegido el lugar para la instalación de la central mixta, se procede a hacer el dimensionamiento de ésta, vale decir, determinar la envergadura que esta central deberá tener en cuanto a paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, las características de éstos y las características de reguladores e inversores, según el consumo de energía del lugar seleccionado.

Por lo tanto, en este capítulo se desarrollará el proyecto y, en particular, se determinará el dimensionamiento de la central mixta.

4.2. Desarrollo del Proyecto

4.2.1. Estimación de la Demanda

Como en el período de desarrollo de esta Memoria ha sido imposible conocer el comportamiento de la demanda de San Francisco de Chiu Chiu, se supondrá que éste es similar al de Ollagüe, aprovechando que las curvas de demanda de este último poblado se conocen en detalle. En efecto, en el estudio del CE-FCFM¹² “Estudio de pre-factibilidad técnico-económico-social de energización eléctrica de la comunidad de Ollagüe”, se entregan datos de la demanda de energía y potencia de Ollagüe.

Ollagüe es una comuna de la provincia de El Loa, en la Región de Antofagasta, que está ubicada a 215 km al noreste de Calama, a una altura de 3.660 m.s.n.m. [34].

A continuación, se darán a conocer los datos relevantes del estudio señalado. En particular, las curvas de demanda, que se pueden ajustar linealmente para San Francisco de Chiu Chiu según la razón de población que Chiu Chiu tiene respecto a Ollagüe [15]. La justificación de esta aproximación se basa en que ambas comunidades son similares en población y actividad laboral.

El estudio realizado para Ollagüe considera una población de 142 habitantes.

Los consumos de potencia de esta localidad para cada estación, se elaboraron midiendo la potencia generada por dos grupos electrógenos diesel marca Cummins de 275 kVA y 343,8 kVA de potencia nominal cada uno, que abastecen de energía eléctrica a Ollagüe. Los resultados se muestran en los siguientes gráficos (Figura 4.1, 4.2 y 4.3):

¹² Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.

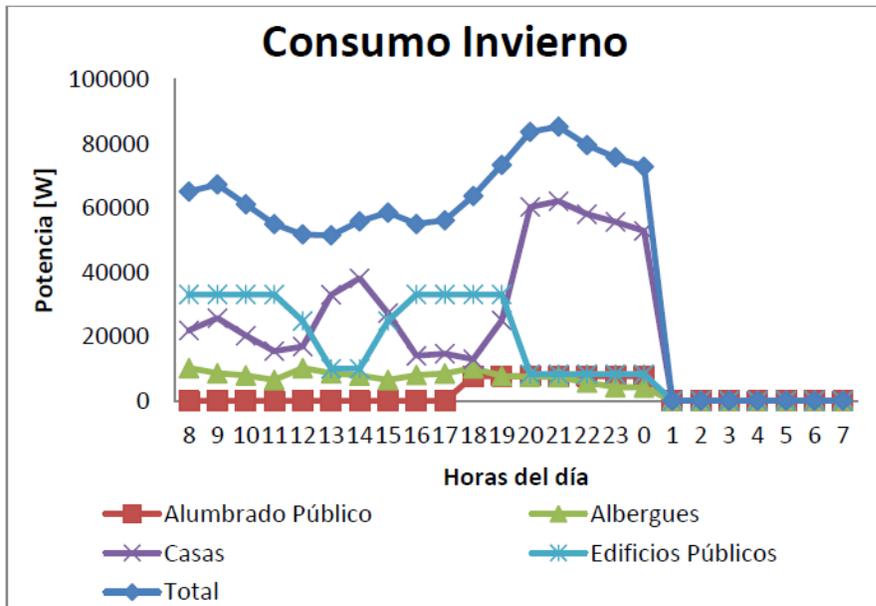


Figura 4.1: Consumo potencia periodo de Invierno para Ollagüe

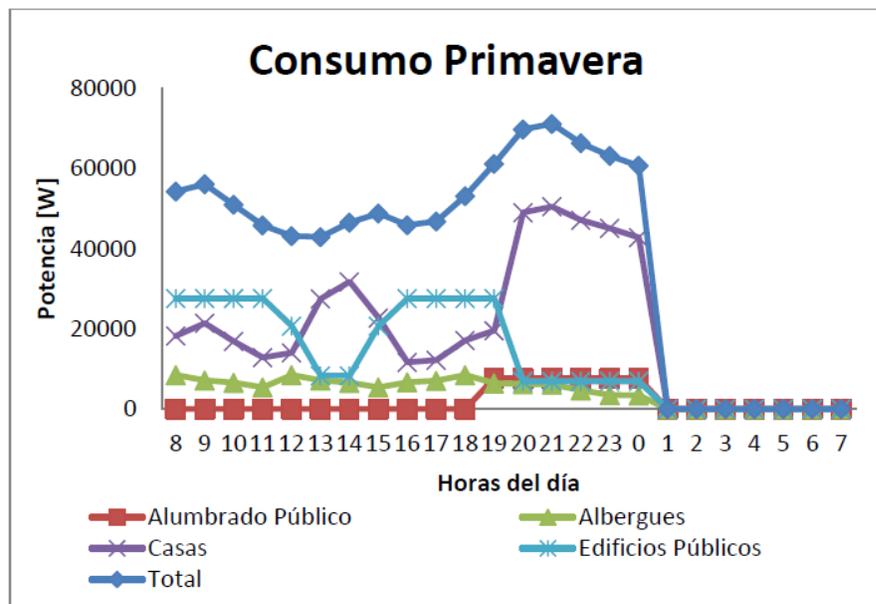


Figura 4.2: Consumo potencia periodo de Primavera para Ollagüe

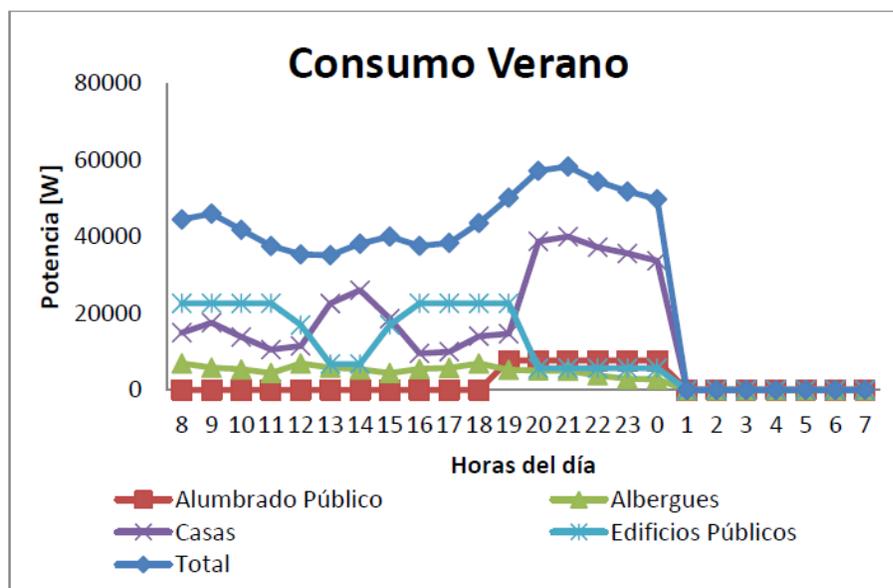


Figura 4.3: Consumo potencia periodo de Verano para Ollagüe

Donde las estaciones se definieron de acuerdo al clima, como se describe a continuación:

- Primavera: Septiembre, Octubre y Abril.
- Verano: Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero y Marzo.
- Invierno: Mayo, Junio, Julio y Agosto.

Como se observa en los gráficos, la demanda se determinó considerando los consumos de alumbrado público, casas, albergues y edificios públicos, suponiendo los siguientes horarios de abastecimiento (Tabla 4.1):

Tabla 4.1: Horarios de abastecimiento

Día	Horario	Horas
Lunes a Jueves	De 8:00 am a 1:00 am	17
Viernes	De 8:00 am a 2:00 am	18
Sábado	De 11:00 am a 2:00 am	15
Domingo	De 11:00 am a 1:00 am	14

Así, la demanda de energía en cada estación y el total en el año, son las siguientes (Tabla 4.2):

Tabla 4.2: Demanda Ollagüe para las estaciones de Primavera, Verano e Invierno

	Primavera	Verano	Invierno	Total
Demanda Energía [kWh]	81.298	100.872	132.061	324.231

En el estudio realizado por el CE-FCFM, se proyectó la demanda de Ollagüe utilizando los siguientes supuestos:

- Extender periodo de abastecimiento de energía a 24 horas continuas.
- Se aumentan horas de abastecimiento de alumbrado público.
- Se aumenta el ciclo de trabajo de albergues, edificios públicos y hogares, aumentando el consumo nocturno con calefacción e iluminación.

Así, se tiene que la demanda de energía proyectada es la que se muestra en la Tabla 4.3:

Tabla 4.3: Demanda de energía proyectada para Ollagüe

	Primavera	Verano	Invierno	Total
Demanda Energía [kWh]	113.898	157.888	182.733	454.520

Esto significa un aumento de energía de 130.289 kWh.

Para la realización de la proyección de la demanda a 20 años, en el estudio se consideraron los siguientes supuestos:

- En el año 2 se tiene un crecimiento de la demanda de un 4% anual, basado en la instalación de nuevos negocios en el pueblo y en el aumento de la comunidad de artesanos.
- En los siguientes años se tiene un crecimiento vegetativo de un 1,2% anual, basado en la adquisición de electrodomésticos por parte de los habitantes de Ollagüe.
- No se considera aumento de la población, pues los habitantes migran del poblado para tener educación media.

Con esos supuestos se obtuvo la siguiente tabla de demanda proyectada (Tabla 4.4):

Tabla 4.4: Demanda de Ollagüe proyectada a 20 años

Año	Tasa de Crecimiento Demanda (%)	Energía Anual (kWh)
0	0,0	324.231
1	40,18	454.520
2	4,0	472.701
3	1,2	478.373
4	1,2	484.114
5	1,2	489.923
6	1,2	495.802
7	1,2	501.752
8	1,2	507.773
9	1,2	513.866
10	1,2	520.032
11	1,2	526.273
12	1,2	532.588
13	1,2	538.979
14	1,2	545.447
15	1,2	551.992

16	1,2	558.616
17	1,2	565.320
18	1,2	572.103
19	1,2	578.969
20	1,2	585.916

Para determinar la demanda de San Francisco de Chiu Chiu (que tiene 322 habitantes en lugar de los 142 de Ollagüe) se hará el supuesto de que la demanda es, aproximadamente, el doble de la demanda de Ollagüe. Además, se trabajará con los mismos supuestos utilizados para el estudio de Ollagüe, con tres estaciones al año: Primavera, Verano e Invierno, tal como se explicaron anteriormente, y comportándose la demanda en proyección similar a la del estudio del CE-FCFM.

4.2.2. Demanda Actual y Proyección de la Demanda para San Francisco de Chiu Chiu

Considerando lo explicado anteriormente, se tiene que los consumos de potencia esperados para San Francisco de Chiu Chiu en cada estación del año actual, con una población de 322 habitantes, son los que se muestran en las siguientes tablas y gráficos (Tablas 4.5, 4.6 y 4.7 y Figuras 4.4, 4.5 y 4.6):

Tabla 4.5: Demanda de potencia en kW en la estación Invierno para Chiu Chiu

Alumbrado Público		Casas		Albergues		Edificios Públicos		Total	
Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)
8	0	8	45	8	20	8	73	8	138
9	0	9	57	9	18	9	73	9	147
10	0	10	43	10	16	10	73	10	132
11	0	11	34	11	14	11	73	11	120
12	0	12	36	12	20	12	57	12	113
13	0	13	70	13	18	13	23	13	111
14	0	14	82	14	16	14	23	14	120
15	0	15	57	15	14	15	57	15	127
16	0	16	25	16	16	16	70	16	111
17	0	17	27	17	18	17	70	17	116
18	16	18	23	18	20	18	70	18	129
19	16	19	57	19	16	19	70	19	159
20	16	20	136	20	16	20	18	20	186
21	16	21	138	21	16	21	18	21	188
22	16	22	129	22	14	22	18	22	177
23	16	23	122	23	11	23	18	23	168
0	16	0	116	0	11	0	18	0	161

1	16	1	0	1	0	1	0	1	16
2	16	2	0	2	0	2	0	2	16
3	16	3	0	3	0	3	0	3	16
4	16	4	0	4	0	4	0	4	16
5	16	5	0	5	0	5	0	5	16
6	16	6	0	6	0	6	0	6	16
7	16	7	0	7	0	7	0	7	16

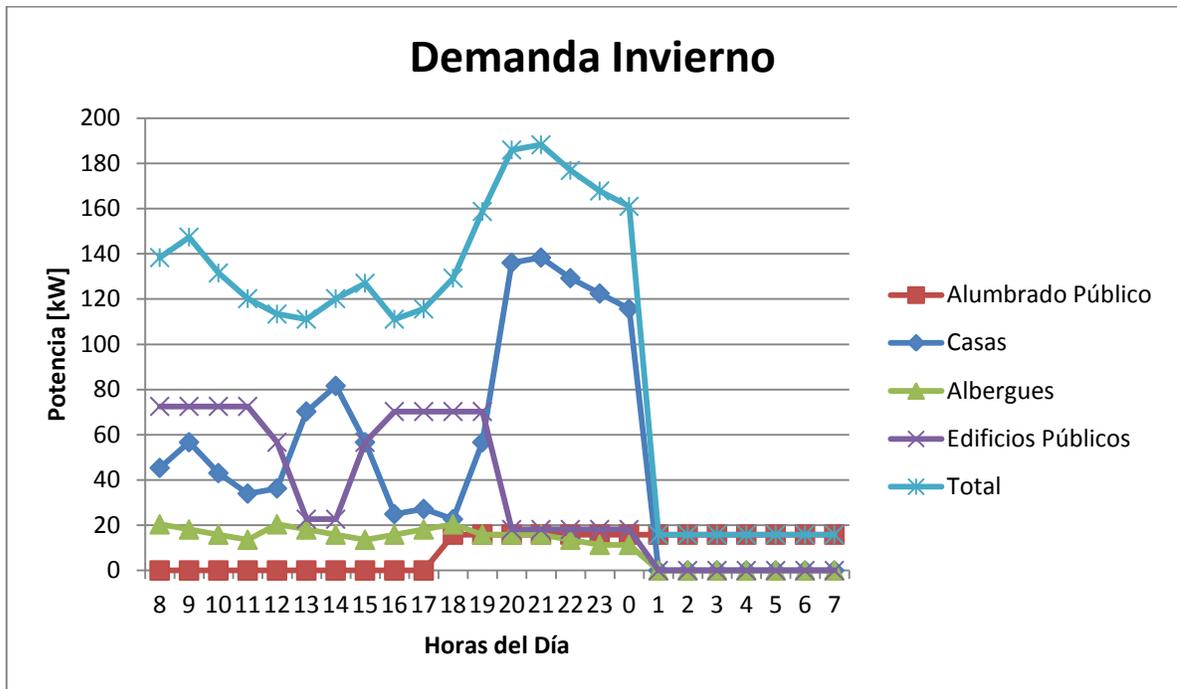


Figura 4.4: Gráfico demanda de potencia en kW en Invierno para Chiu Chiu

Tabla 4.6: Demanda de potencia en kW en la estación Primavera para Chiu Chiu

Alumbrado Público		Casas		Albergues		Edificios Públicos		Total	
Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)
8	0	8	41	8	18	8	63	8	122
9	0	9	48	9	16	9	63	9	127
10	0	10	39	10	14	10	63	10	116
11	0	11	27	11	11	11	63	11	102
12	0	12	29	12	18	12	48	12	95
13	0	13	63	13	16	13	18	13	98
14	0	14	75	14	14	14	18	14	107
15	0	15	54	15	11	15	48	15	113
16	0	16	25	16	14	16	63	16	102
17	0	17	27	17	16	17	63	17	107
18	16	18	34	18	18	18	63	18	132

19	16	19	41	19	14	19	63	19	134
20	16	20	107	20	14	20	16	20	152
21	16	21	111	21	14	21	16	21	156
22	16	22	102	22	9	22	16	22	143
23	16	23	100	23	7	23	16	23	138
0	16	0	91	0	7	0	16	0	129
1	16	1	0	1	0	1	0	1	16
2	16	2	0	2	0	2	0	2	16
3	16	3	0	3	0	3	0	3	16
4	16	4	0	4	0	4	0	4	16
5	16	5	0	5	0	5	0	5	16
6	16	6	0	6	0	6	0	6	16
7	16	7	0	7	0	7	0	7	16

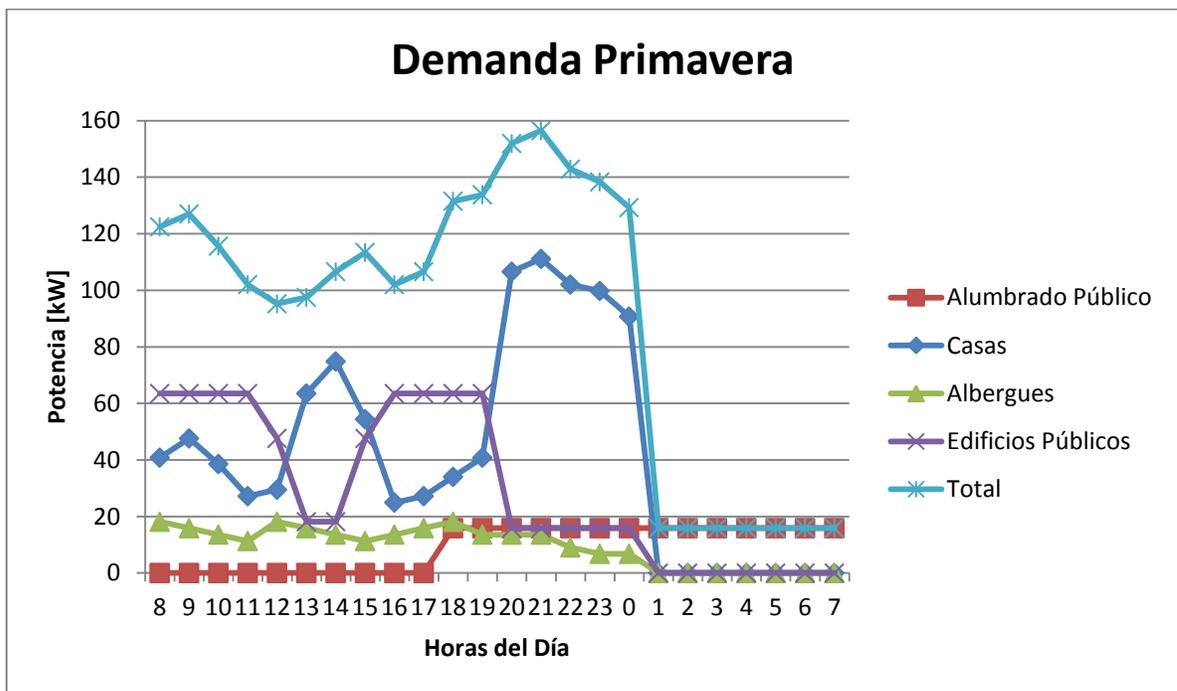


Figura 4.5: Gráfico demanda de potencia en kW en Primavera para Chiu Chiu

Tabla 4.7: Demanda de potencia en kW en la estación Verano para Chiu Chiu

Alumbrado Público		Casas		Albergues		Edificios Públicos		Total	
Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)	Hora	Potencia (kW)
8	0	8	34	8	16	8	52	8	102
9	0	9	39	9	14	9	52	9	104
10	0	10	32	10	11	10	52	10	95
11	0	11	25	11	9	11	52	11	86
12	0	12	27	12	16	12	39	12	82

13	0	13	57	13	14	13	20	13	91
14	0	14	59	14	11	14	20	14	91
15	0	15	41	15	9	15	39	15	88
16	0	16	23	16	11	16	52	16	86
17	0	17	25	17	14	17	52	17	91
18	16	18	32	18	16	18	52	18	116
19	16	19	34	19	11	19	52	19	113
20	16	20	88	20	11	20	14	20	129
21	16	21	91	21	11	21	14	21	132
22	16	22	84	22	7	22	14	22	120
23	16	23	79	23	5	23	14	23	113
0	16	0	75	0	5	0	14	0	109
1	16	1	0	1	0	1	0	1	16
2	16	2	0	2	0	2	0	2	16
3	16	3	0	3	0	3	0	3	16
4	16	4	0	4	0	4	0	4	16
5	16	5	0	5	0	5	0	5	16
6	16	6	0	6	0	6	0	6	16
7	16	7	0	7	0	7	0	7	16

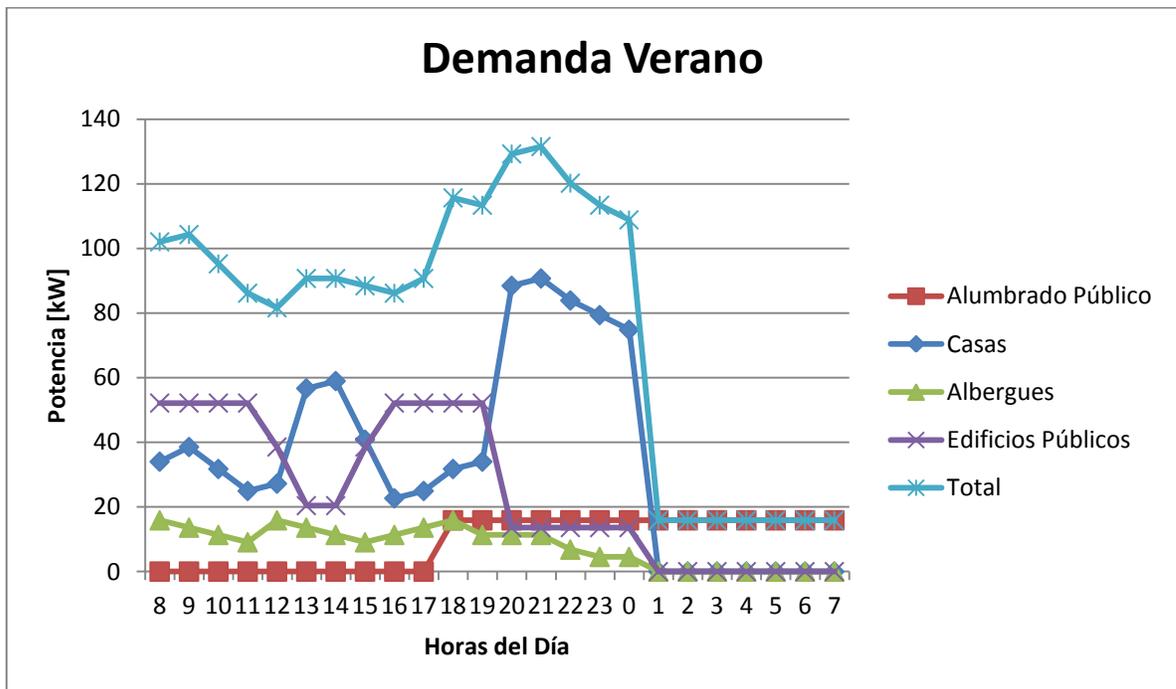


Figura 4.6: Gráfico demanda de potencia en kW en Verano para Chiu Chiu

Por lo tanto, la demanda de energía esperada para el año actual es la que se muestra en la Tabla 4.8:

Tabla 4.8: Demanda actual San Francisco de Chiu Chiu

	Primavera	Verano	Invierno	Total
Demanda Energía (kWh)	184.352	228.738	299.462	712.552

La demanda para el año 1 según el supuesto de que se aumenta el abastecimiento a 24 horas continuas y que se aumenta el alumbrado durante toda la noche, será la que se muestra en la Tabla 4.9:

Tabla 4.9: Demanda año 1 para San Francisco de Chiu Chiu

	Primavera	Verano	Invierno	Total
Demanda Energía (kWh)	258.276	358.028	414.366	930.670

Así, al igual que para el ejemplo de Ollagüe, se puede proyectar la demanda a 20 años suponiendo que no hay un mayor aumento en la población y que, luego del tercer año, se proyecta un crecimiento vegetativo de 1,2% anual, basado en adquisición de electrodomésticos en los hogares.

En la Tabla 4.10 se presenta la proyección de la demanda para los siguientes 20 años:

Tabla 4.10: Proyección de la demanda para los siguientes 20 años en San Francisco de Chiu Chiu

Año	Tasa de Crecimiento Demanda (%)	Energía Primavera (kWh)	Energía Verano (kWh)	Energía Invierno (kWh)	Energía Anual (kWh)
0	0	184.352	228.738	299.462	712.552
1	30,6	232.011	384.985	313.597	930.593
2	4	241.291	400.384	326.141	967.817
3	1,2	244.187	405.189	330.055	979.430
4	1,2	247.117	410.051	334.015	991.184
5	1,2	250.082	414.972	338.023	1.003.078
6	1,2	253.083	419.952	342.080	1.015.115
7	1,2	256.120	424.991	346.185	1.027.296
8	1,2	259.194	430.091	350.339	1.039.624
9	1,2	262.304	435.252	354.543	1.052.099
10	1,2	265.452	440.475	358.798	1.064.724
11	1,2	268.637	445.761	363.103	1.077.501
12	1,2	271.861	451.110	367.460	1.090.431
13	1,2	275.123	456.523	371.870	1.103.516
14	1,2	278.425	462.001	376.332	1.116.758
15	1,2	281.766	467.545	380.848	1.130.160

16	1,2	285.147	473.156	385.418	1.143.721
17	1,2	288.569	478.834	390.043	1.157.446
18	1,2	292.032	484.580	394.724	1.171.335
19	1,2	295.536	490.395	399.461	1.185.391
20	1,2	299.082	496.280	404.254	1.199.616

Como se aprecia de la tabla, para el año 20 se tiene un crecimiento de la demanda de energía de 1.68 veces, aproximadamente, por lo que al aumento de la demanda de potencia variará en la misma proporción, como se aprecia en la Figura 4.7 mostrada a continuación:

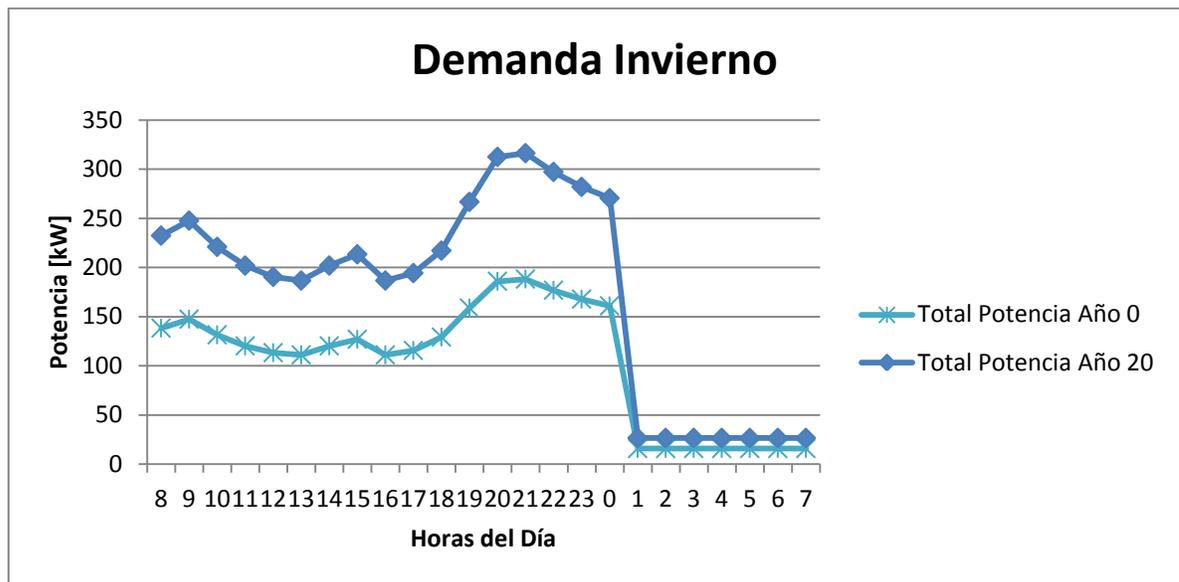


Figura 4.7: Variación de demanda de potencia para el año 20

Como se puede observar, se estimó la demanda para la estación Invierno, pues es la estación con mayor demanda de potencia en el año 0, por lo que también lo será en el año 20.

Así, en la Tabla 4.11 se muestra la estimación de la demanda de potencia para el año 0 y para el año 20:

Tabla 4.11: Estimación de demanda de potencia para el año 20

Horas	Demanda (kW) Año 0	Demanda (kW) Año 20
8	138	232
9	147	248
10	132	221
11	120	202
12	113	190
13	111	187
14	120	202
15	127	213

16	111	187
17	116	194
18	129	217
19	159	267
20	186	312
21	188	316
22	177	297
23	168	282
0	161	270
1	16	27
2	16	27
3	16	27
4	16	27
5	16	27
6	16	27
7	16	27

De la tabla se extrae que la mayor demanda de potencia en el año 20 será de 316 kW a las 21 horas en la estación Invierno, por lo que el dimensionamiento de la central deberá estimarse para una potencia mayor a esa.

4.2.3. Dimensionamiento de la Central Eólica

El dimensionamiento de la central requiere conocer la mayor demanda de potencia estimada para el poblado, lo que ya se analizó en la sección anterior. En efecto, se aprecia en la Tabla 4.11 que se requiere de una potencia máxima aproximada de 316 kW, por lo cual se dimensionará la central eólica con una capacidad para 330 kW, para tener un rango de holgura no muy ajustado, ya que la proyección a 20 años puede variar bastante. Esta mayor demanda ocurre en Invierno, por lo cual debe considerarse el viento en esta estación.

Las diferencias de potencia que necesariamente ocurrirán con la curva de demanda, debido a variaciones naturales del viento, deberá cubrirlas la central fotovoltaica, de manera que el dimensionamiento de ésta de llevará a cabo después de analizar la curva de potencia generada por la central eólica y la curva de demanda.

Para determinar el diámetro del rotor y poder investigar algún aerogenerador en el mercado que posea esa característica, se utiliza la ecuación (2.16):

$$P_{el\acute{e}ctrica} = 0,2592 \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \rho_{aire} \cdot D_H^2 \cdot v_v^3$$

donde,

$$\rho_{aire} = 0,96 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad (4.1)$$

que es la densidad del aire estimada según el Explorador Eólico para esa localidad.

Así, se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{eléctrica} = 0,0977 \cdot D_H^2 \cdot v_v^3 \quad (4.2)$$

Se necesita una potencia eléctrica máxima de 330 kW para una velocidad de viento nominal cercana a la mayor velocidad registrada en el lugar. Se considerará entonces como velocidad nominal de viento 12 m/s, que es el promedio de las velocidades máximas en cada mes a 26 metros de altura.

Así, la ecuación (4.2) queda expresada como sigue:

$$330.000 = 0,0977 \cdot D_H^2 \cdot 12^3 \quad (4.3)$$

Lo que resulta en un diámetro de 45 m, por lo que no sería viable para una altura de torre de 26 m.

Si se realiza el mismo cálculo para 3 aerogeneradores de 110 kW cada uno, se obtiene un diámetro de rotor de 26 m, aproximadamente, para cada uno.

Si se busca en el mercado aerogeneradores que posean características similares a las ya mencionadas, se puede encontrar, entre otros, un aerogenerador marca ACSA Aerogeneradores Canarios S.A., modelo ACSA-A27/225 kW, que tiene un diámetro de rotor de 27 m y una velocidad nominal de 13,5 m/s [35], un aerogenerador marca Wind Technik Nord, modelo WTN 200, con un diámetro de rotor de 28 m y una velocidad nominal de 14,5 m/s [36] y un aerogenerador marca Vestas, modelo V25 200-30, con un diámetro de rotor de 25 m y una velocidad nominal de 14 m/s [37].

Para determinar cuál de las opciones es la mejor, se realiza una comparación económica de éstas.

En la Tabla 4.12 se muestra el valor aproximado de cada uno de estos aerogeneradores en el mercado¹³:

Tabla 4.12: Comparación económica aerogeneradores

Aerogenerador	Precio Unitario (EUR)	Precio Total (EUR)	Precio Total (CLP)¹⁴
ACSA –A27/225	355.000	1.065.000	713.100.745
WTN 200	359.000	1.077.000	721.135.683
V25 200-30	415.000	1.245.000	833.624.815

¹³ Valor aproximado obtenido de presupuestos enviados por ACSA, Wind Technik Nord y Vestas.

¹⁴ Valor EURO=669,578164 CLP al 23 de septiembre de 2013.

Así, se determina que es mejor la primera opción, con cuatro aerogeneradores ACSA – A27/225 con un diámetro de rotor de 27 metros, el cual se muestra en la Figura 4.8:

1. Plataforma de la barquilla
2. Eje principal
3. Cubo del rotor
4. Pala
5. Cojinete de pala
6. Multiplicador
7. Freno de disco
8. Generador de doble devanado
9. Eje de acoplamiento
10. Unidad hidráulica
11. Motorreductoras de orientación
12. Corona de orientación
13. Torre
14. Anemómetro y veleta
15. Protector del cubo del rotor
16. Cubierta de protección
17. Cuadro de control

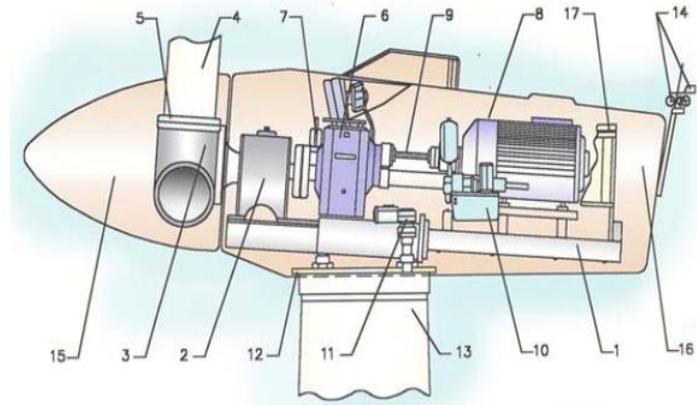


Figura 4.8: Aerogenerador ACSA A27/225

Sus ventajas son las siguientes:

- Mejor regulación de la máxima potencia de salida, 225 kW.
- Acoplamiento más suave del generador.
- Arranque sin motor.
- Menores cargas sobre la estructura.
- Frenado realizado sin la utilización del freno mecánico.
- Optimización de la producción bajo todas las condiciones de viento.

Sus especificaciones técnicas son las que se muestran en las siguientes tablas (de la Tabla 4.13 a la Tabla 4.25):

Tabla 4.13: Datos técnicos del rotor

Rotor	
Diámetro	27 m
Área barrida	573 m ²
Vnom generador principal	43 rpm
Vnom generador secundario	32 rpm
Dirección de rotación	Horaria (barbolento)
Regulación de potencia	Por paso variable
Nº de palas / longitud	3 / 13 m
Material	Poliéster con fibra de vidrio (GFRP)
Frenos aerodinámicos	Giro total de palas
Perfil de las palas	NACA 63200

Altura del eje	31,5 m
-----------------------	--------

Tabla 4.14: Datos técnicos de funcionamiento

Datos de Funcionamiento	
Velocidad de arranque	3,5 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Velocidad a potencia nominal	13,5 m/s

Tabla 4.15: Datos técnicos de la torre

Torre		
Tipo 1	Tubular Troncónica	
	Accesorios	Sección cimentación
	Superficie	Metalizada y pintada
	Altura	30 m
Tipo 2	Celosía	
	Accesorios	Pernos de anclaje
	Superficie	Galvanizada
	Altura	30 m

Tabla 4.16: Datos técnicos del generador

Generador	6 polos	8 polos
Tipo	Síncrono de doble devanado ¹⁵	
Potencia Nominal	225 kW	50 kW
Intensidad	400 A	100 A
Voltaje	400 Vca	400 Vca
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Factor de Potencia	0,81	0,72
Conexión	Triángulo	Triángulo
Aislamiento tipo	F	F
Protección	IP54	IP54
Control de temperatura	PT 100	PT 100
Revoluciones	1008 rpm	760 rpm
Fabricante	SIEMENS, ASEA, ABB o similar	

Tabla 4.17: Datos de compensación de fase

Compensación de Fase	6 polos	8 polos
Potencia reactiva instalada	87,5 kVAr	25,0 kVAr
Factor de potencia resultante	0,94	0,91
Intensidad resultante	345 A	80 A

¹⁵ No obstante que el fabricante ofrece generador asíncrono, se le debe solicitar, en este caso, un generador síncrono, pues se trabajará aislado de la red.

Tabla 4.18: Datos técnicos del multiplicador

Multiplicador	
Tipo	2 etapas, ejes paralelos
Relación	1 : 23
Potencia nominal	433 kW
Volumen de aceite	70 l
Fabricante	HANSEN, FLENDER o similar

Tabla 4.19: Datos del sistema de orientación

Sistema de Orientación	
Tipo	Orientación activa
Control	Por veleta
Velocidad	0,6 grados/s

Tabla 4.20: Datos técnicos de los motores de orientación

Motores de Orientación	
Tipo	Asíncronos
Velocidad de giro	9,50 rpm
Potencia nominal	0,37 kW
Fabricante	ASEA o similar

Tabla 4.21: Datos de reductoras de orientación

Reductoras de Orientación	
Tipo	Rueda/planetario
Par nominal	2 x 5500 Nm
Fabricante	BONFIGLIOLI o similar

Tabla 4.22: Datos de veleta y anemómetro

Veleta y Anemómetro	
Tipo	Optoeléctricos
Fabricante	VESTAS o similar

Tabla 4.23: Datos técnicos de la unidad hidráulica

Unidad Hidráulica	
Tipo	Bomba de engranajes
Caudal	4,2 l/min a 100 bar
Presión máxima	100 bar

Capacidad de aceite	30 l
Fabricante	VICKERS SYSTEMS o similar

Tabla 4.24: Datos de la unidad de control

Unidad de Control	
Tipo	Multiprocesadores (VPM)
Fabricante	VESTAS

Tabla 4.25: Datos de pesos

Pesos	
Torre	12.000 kg
Barquilla	7.900 kg
Rotor	2.900 kg

Su curva de potencia es la que se muestra en la Figura 4.9:

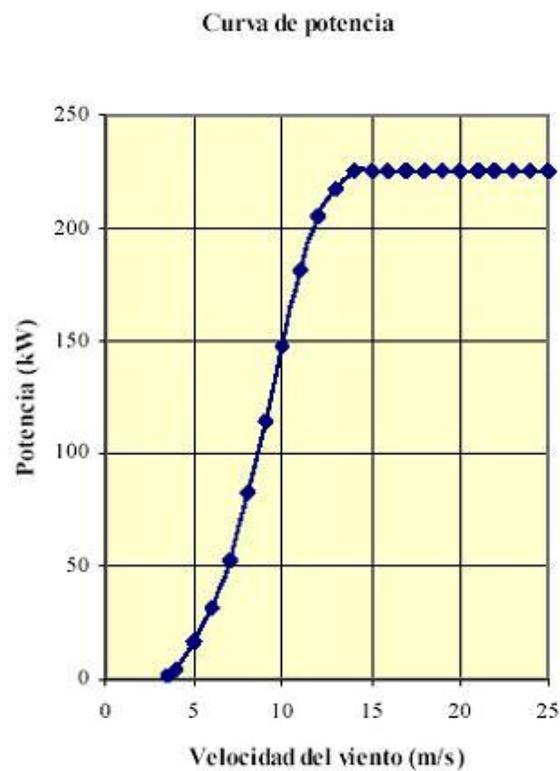


Figura 4.9: Curva de potencia del aerogenerador ACSA A27/225

Para obtener la curva de potencia diaria real en cada estación para uno de estos aerogeneradores, se utilizan los valores de velocidades de viento de la Figura 3.26 y la fórmula (4.2).

Como se tendrán en trabajo 3 aerogeneradores, los datos de potencia que se encontraron para la estación Invierno son los que se muestran en la Tabla 4.26:

Tabla 4.26: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Invierno

Hora	Velocidad Viento (m/s)				Potencia Mayo (kW)	Potencia Junio (kW)	Potencia Julio (kW)	Potencia Agosto (kW)	Potencia Promedio (kW)	Potencia Total (kW)
	Mayo	Junio	Julio	Agosto						
0	8,8	9	9,8	11	49	52	67	95	66	197
1	9,4	9,6	10,9	12	59	63	92	123	84	253
2	9,8	10,1	10,9	12,5	67	73	92	139	93	279
3	9,7	10,2	10,9	12,6	65	76	92	142	94	281
4	9,9	10,6	11,3	12,5	69	85	103	139	99	297
5	10,5	11,1	11,6	12,6	82	97	111	142	108	325
6	10,8	11,3	11,6	12,8	90	103	111	149	113	340
7	10,8	11,6	11,7	12,8	90	111	114	149	116	348
8	10,4	11,5	11,7	12,6	80	108	114	142	111	334
9	9,7	10,4	10,2	10,9	65	80	76	92	78	235
10	8,2	8,3	8,2	8,4	39	41	39	42	40	121
11	5,6	5,3	6	5,1	13	11	15	9	12	36
12	5,7	5,2	6,2	5,6	13	10	17	13	13	40
13	7,8	6,9	8,3	7,9	34	23	41	35	33	100
14	8,4	7,6	8,9	8,6	42	31	50	45	42	127
15	8,5	8	8,8	8,7	44	36	49	47	44	132
16	8,1	7,7	8,6	8,3	38	33	45	41	39	117
17	7,4	7,1	7,7	7,6	29	25	33	31	30	89
18	5,7	5,2	5,6	6,4	13	10	13	19	14	41
19	4,8	4,6	5,4	5,8	8	7	11	14	10	30
20	4,1	4,1	4,4	4,7	5	5	6	7	6	17
21	5,7	4,9	5,1	5,8	13	8	9	14	11	34
22	6,6	6,6	6,9	7,3	20	20	23	28	23	69
23	8,1	7,8	8,6	9,4	38	34	45	59	44	132

Lo que se puede ejemplificar en el siguiente gráfico (Figura 4.10):

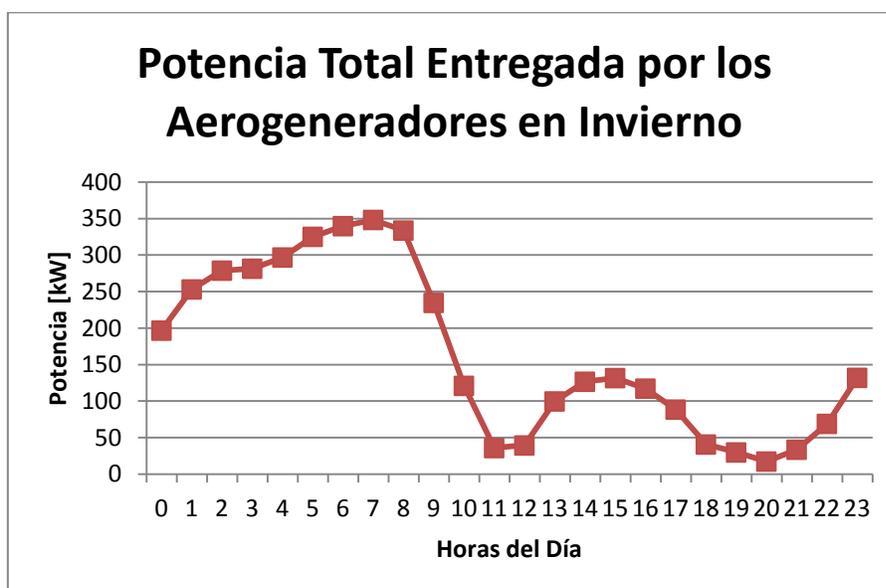


Figura 4.10: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Invierno

A su vez, los datos de potencia que se encontraron para la estación Primavera son los que se muestran en la Tabla 4.27:

Tabla 4.27: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Primavera

Hora	Velocidad Viento (m/s)			Potencia Septiembre (kW)	Potencia Octubre (kW)	Potencia Abril (kW)	Potencia Promedio (kW)	Potencia Total (kW)
	Septiembre	Octubre	Abril					
0	9,8	7,2	8,7	67	27	47	47	141
1	10,9	8,8	9,8	92	49	67	69	208
2	11,2	10	10,6	100	71	85	85	256
3	11,3	10,7	10,9	103	87	92	94	282
4	11,6	10,8	11	111	90	95	99	296
5	12	11,2	11,5	123	100	108	110	331
6	12,3	11,6	11,8	133	111	117	120	361
7	12,5	11,9	12,3	139	120	133	131	392
8	11,7	10,8	11,7	114	90	114	106	318
9	9,4	8	9,6	59	36	63	53	159
10	5,6	4,4	5,4	13	6	11	10	30
11	5,9	5,6	4	15	13	5	11	32
12	7,7	8	6,4	33	36	19	29	88
13	8,9	8,9	7,1	50	50	25	42	126
14	9,3	9,2	7,4	57	55	29	47	142
15	9,4	9,2	7,4	59	55	29	48	143
16	9,1	9	7,3	54	52	28	44	133
17	8,9	8,3	7,1	50	41	25	39	116
18	8	8,2	7,1	36	39	25	34	101

19	6,5	6,9	5	20	23	9	17	52
20	5,1	5,7	5,1	9	13	9	11	32
21	4,4	4,5	4,3	6	6	6	6	18
22	5,8	4,3	5,1	14	6	9	10	29
23	8,6	5,9	6,5	45	15	20	26	79

Lo que se puede ejemplificar en el siguiente gráfico (Figura 4.11):

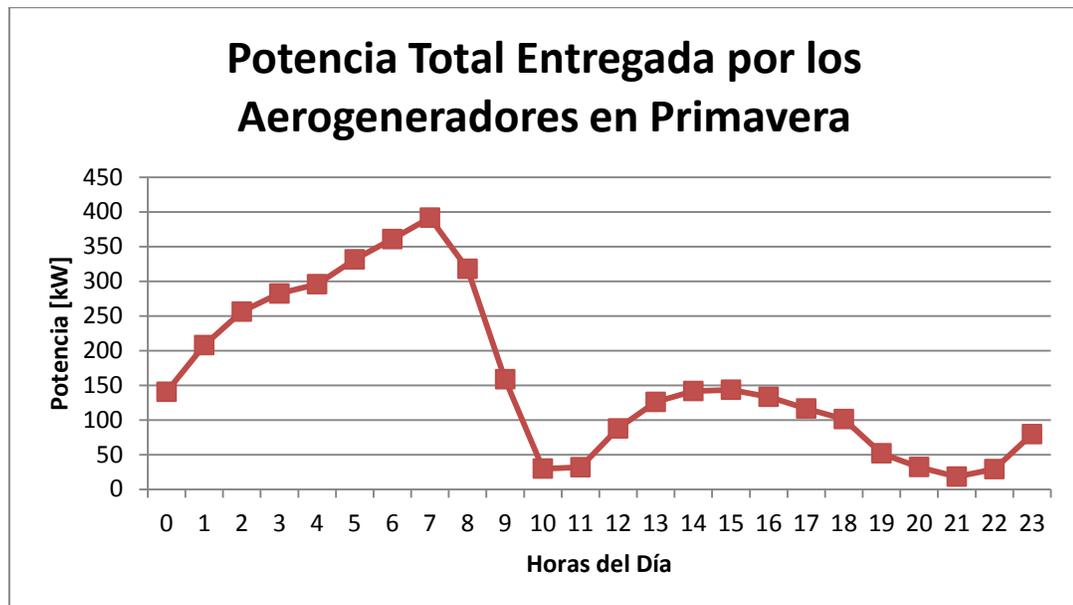


Figura 4.11: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Primavera

Finalmente, los datos de potencia que se encontraron para la estación Verano son los que se muestran en la Tabla 4.28:

Tabla 4.28: Potencia total (en kW) entregada por los aerogeneradores en Verano

Hora	Velocidad Viento (m/s)					Potencia Nov (kW)	Potencia Dic (kW)	Potencia Ene (kW)	Potencia Feb (kW)	Potencia Mar (kW)	Potencia Promedio (kW)	Potencia Total (kW)
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar							
0	7,6	5,1	4,8	4,7	8,3	31	9	8	7	41	19	58
1	8,9	6,5	6,6	5,8	9,4	50	20	20	14	59	33	98
2	10,3	8,4	8	7,2	10,3	78	42	36	27	78	52	157
3	10,9	9,3	8,8	8,5	10,7	92	57	49	44	87	66	197
4	11,4	10,2	9,2	8,7	10,9	106	76	55	47	92	75	225
5	12	10,4	10,1	9,1	10,7	123	80	73	54	87	83	250
6	12,2	10,6	10,4	9,5	10,8	129	85	80	61	90	89	267
7	12,1	10,7	10,4	9,4	11,2	126	87	80	59	100	91	272
8	10,3	8,6	8,5	8,3	10,4	78	45	44	41	80	58	173
9	6,5	4,5	4,7	5	7,7	20	6	7	9	33	15	45
10	3,2	3,4	3,3	3,4	4,2	2	3	3	3	5	3	9

11	5,7	6,3	6,3	5,9	5,3	13	18	18	15	11	15	44
12	7,5	7,2	7	7,1	7,1	30	27	24	25	25	26	79
13	7,9	7,8	7,7	7,8	7,6	35	34	33	34	31	33	100
14	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	35	35	35	35	35	35	105
15	8,3	8	8,2	8,3	7,9	41	36	39	41	35	38	115
16	8,3	8,1	7,9	8,3	7,9	41	38	35	41	35	38	114
17	8,6	8,1	8,4	8,6	8,3	45	38	42	45	41	42	127
18	9,3	8,4	9	9,1	8,6	57	42	52	54	45	50	150
19	7,9	7,7	7,8	7,5	5,8	35	33	34	30	14	29	87
20	5,9	6,3	6,4	5,7	5,7	15	18	19	13	13	15	46
21	5,4	6,2	6,2	5,8	5,6	11	17	17	14	13	14	43
22	5,3	4,9	5,2	4,9	5,3	11	8	10	8	11	10	29
23	6,2	3,6	3,9	3,8	6,5	17	3	4	4	20	10	29

Lo que se puede ejemplificar en el siguiente gráfico (Figura 4.12):

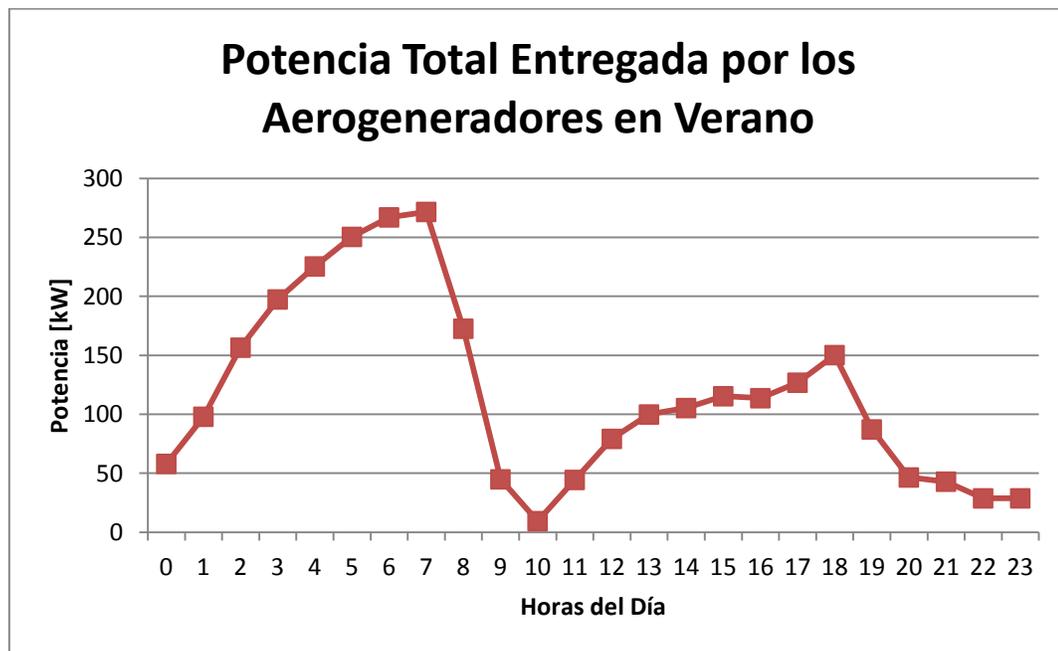


Figura 4.12: Gráfico potencia total entregada por los aerogeneradores en Verano

Para proceder al dimensionamiento de la central fotovoltaica, se requiere hacer una comparación de la entrega de potencia por parte de los aerogeneradores con la demanda del poblado.

Así, se tienen los siguientes gráficos de comparación para las estaciones de Invierno, Primavera y Verano (Figura 4.13, 4.14 y 4.15):

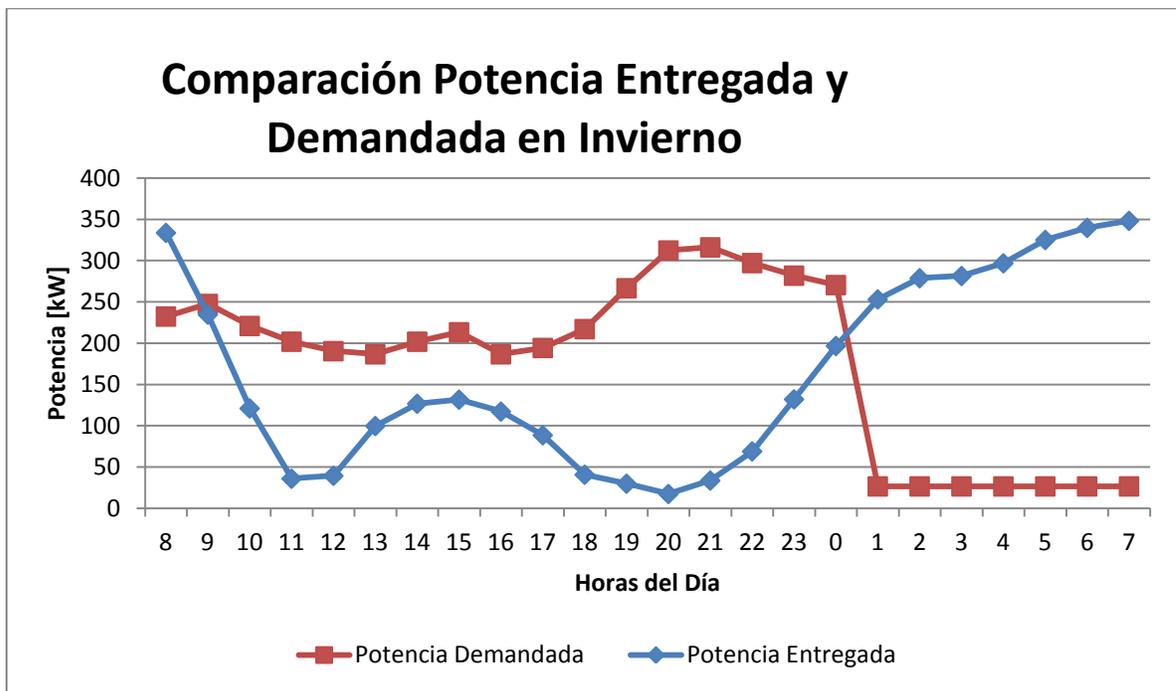


Figura 4.13: Gráfico de comparación de la potencia entregada y la potencia demandada en Invierno

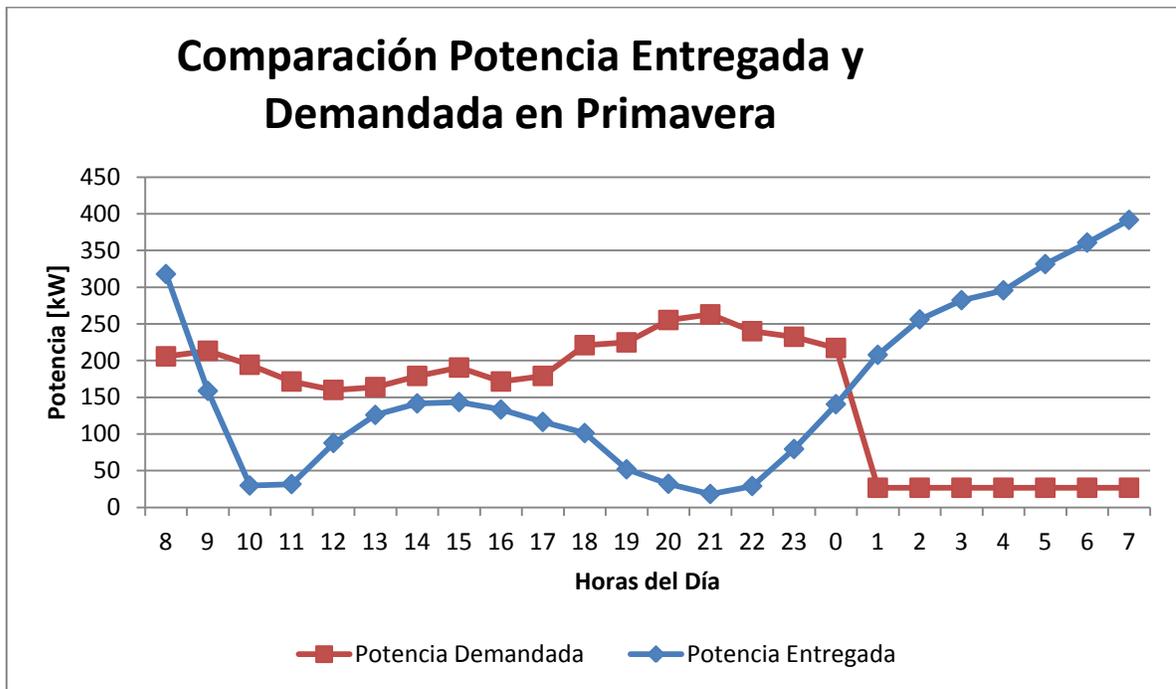


Figura 4.14: Gráfico de comparación de la potencia entregada y demandada en Primavera

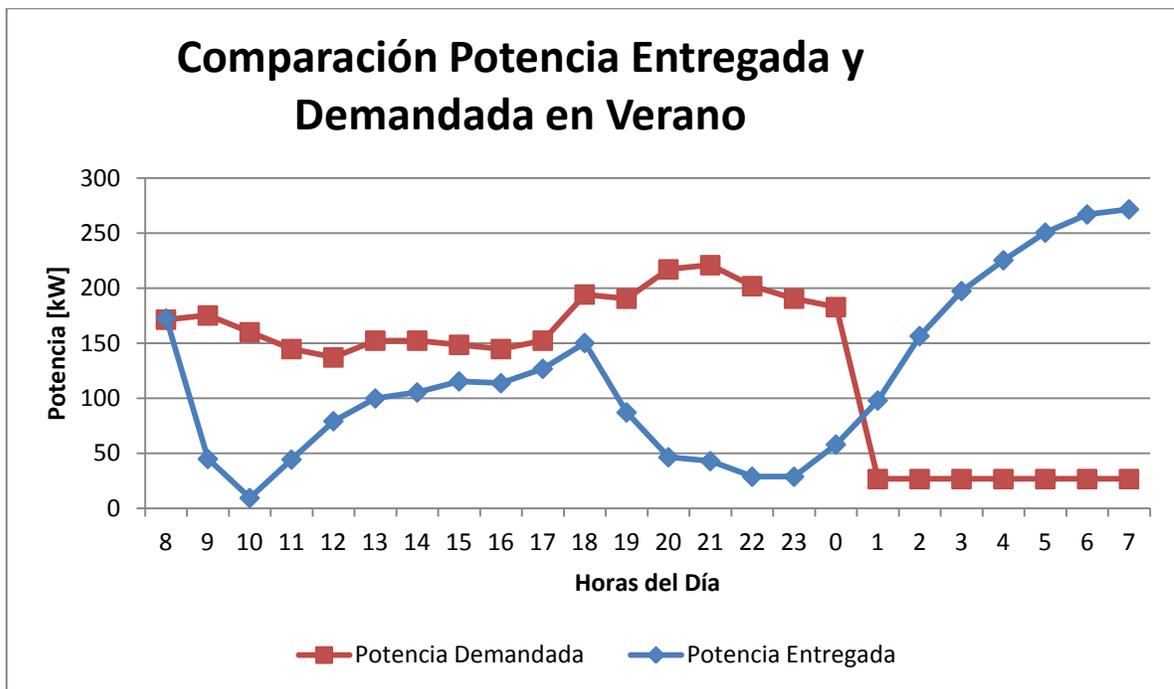


Figura 4.15: Gráfico de comparación de la potencia entregada y demandada en Verano

Como se puede apreciar de los gráficos, existen periodos en que los aerogeneradores no son suficientes para abastecer toda la demanda del poblado, por lo que se requiere de una generación adicional que, en este caso, es una central fotovoltaica.

4.2.4. Dimensionamiento de la Central Fotovoltaica

Se requiere que la central fotovoltaica abastezca la diferencia de potencia que se pudo observar en los gráficos de comparación de potencia entregada y demandada. Esta diferencia de potencia es la que se muestra en las Tablas 4.29, 4.30 y 4.31:

Tabla 4.29: Diferencia de potencia entregada y demanda en Invierno

Hora	Demanda (kW)	Entrega Aerogeneradores (kW)	Diferencia No Abastecida (kW)
8	232	334	101
9	248	235	-13
10	221	121	-100
11	202	36	-166
12	190	40	-151
13	187	100	-87
14	202	127	-75
15	213	132	-82
16	187	117	-69

17	194	89	-106
18	217	41	-176
19	267	30	-237
20	312	17	-295
21	316	34	-283
22	297	69	-228
23	282	132	-150
0	270	197	-74
1	27	253	226
2	27	279	252
3	27	281	255
4	27	297	270
5	27	325	298
6	27	340	313
7	27	348	322

Tabla 4.30: Diferencia de potencia entregada y demandada en Primavera

Hora	Demanda (kW)	Entrega Aerogeneradores (kW)	Diferencia No Abastecida (kW)
8	206	318	112
9	213	159	-55
10	194	30	-164
11	171	32	-140
12	160	88	-72
13	164	126	-38
14	179	142	-37
15	190	143	-47
16	171	133	-38
17	179	116	-63
18	221	101	-120
19	225	52	-173
20	255	32	-223
21	263	18	-245
22	240	29	-211
23	232	79	-153
0	217	141	-77
1	27	208	181
2	27	256	229
3	27	282	256
4	27	296	269
5	27	331	305

6	27	361	334
7	27	392	365

Tabla 4.31: Diferencia de potencia entregada y demandada en Verano

Hora	Demanda (kW)	Entrega Aerogeneradores (kW)	Diferencia No Abastecida (kW)
8	171	173	1
9	175	45	-130
10	160	9	-151
11	145	44	-100
12	137	79	-58
13	152	100	-52
14	152	105	-47
15	149	115	-33
16	145	114	-31
17	152	127	-26
18	194	150	-44
19	190	87	-103
20	217	46	-171
21	221	43	-178
22	202	29	-173
23	190	29	-162
0	183	58	-125
1	27	98	71
2	27	157	130
3	27	197	171
4	27	225	199
5	27	250	224
6	27	267	240
7	27	272	245

Como se puede apreciar en las últimas columnas de las tablas, se requiere que la central fotovoltaica entregue 295 kW como máximo a las 20 horas en la estación Invierno, 245 kW a las 21 horas en la estación Primavera y 178 kW a las 21 horas en la estación Verano.

Sin embargo, como en el horario entre 18 horas y 06 horas la radiación es prácticamente nula, como se verá a continuación, los paneles fotovoltaicos sólo podrán satisfacer las necesidades de potencia demandada entre las 09 horas y las 17 horas, para las estaciones Invierno, Primavera y Verano.

Así, se tiene que se requieren de 166 kW para la estación Invierno a las 11 horas, 164 kW para la estación Primavera a las 10 horas y 151 kW para la estación Verano a las 10 horas, por lo que se dimensionará una central fotovoltaica para 190 kW, aproximadamente, para obtener un rango de holgura.

El déficit de energía existente entre las 18 horas y las 01 horas deberá ser obtenido de la empresa distribuidora ELECDA¹⁶, empresa subsidiaria de EMEL NORTE, la cual distribuye, trasmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras, o de grupos electrógenos.

Para dimensionar la central fotovoltaica es necesario elegir qué tipo de modulo fotovoltaico se utilizará, pues sus especificaciones varían según el tipo de módulo seleccionado.

Al revisar en el mercado los tipos de módulos que existen, se escogieron las siguientes alternativas:

- Módulos fotovoltaicos TAB PV 90 monocristalinos
- Módulos fotovoltaicos TAB PV 95 monocristalinos
- Módulos fotovoltaicos TAB PV 140 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos TAB PV 195 monocristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW135 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW140 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW225 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW230 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW235 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW240 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW245 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos SolarWorld Sunmodule Plus SW250 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos KYOCERA KD 240 GH-2 PB policristalinos
- Módulos fotovoltaicos Alex Solar ALX195 monocristalinos
- Módulos fotovoltaicos Alex Solar ALX235 policristalinos
- Módulos fotovoltaicos Schuco 250 policristalinos

En la Tabla 4.32 se muestran los precios aproximados de cada opción¹⁷:

Tabla 4.32: Precios paneles solares

Panel Fotovoltaico	Precio (EUR)¹⁸
TAB PV 90 monocristalino	122
TAB PV 95 monocristalino	130,7
TAB PV 140 policristalino	184,6

¹⁶ Empresa Eléctrica de Antofagasta, S.A.

¹⁷ Precio aproximado según cotizaciones enviadas por la empresa TAB [38], a través de Ahorrosolar, y por la empresa SunFields [39]. Además de cotizaciones vía internet en Tu Tienda Solar [40].

¹⁸ Precio incluye IVA de España al 2013 = 21%.

TAB PV 195 monocristalino	193,6
SolarWorld SW135 policristalino	215
SolarWorld SW140 policristalino	270
SolarWorld SW225 policristalino	589
SolarWorld SW230 policristalino	380
SolarWorld SW235 policristalino	420
SolarWorld SW240 policristalino	435
SolarWorld SW245 policristalino	195,7
SolarWorld SW250 policristalino	295
KYOCERA KD 240 policristalino	217,8
Alex Solar 195 monocristalino	225
Alex Solar 235 policristalino	280
Schuco 250 policristalino	295

Se seleccionarán módulos fotovoltaicos de silicio puro monocristalino, ya que son los más eficientes, y que estén dentro del rango de 100 a 200 Wp, pues se requiere una potencia de 190 kW. Por lo tanto, se tiene que elegir entre los TAB PV 195 y Alex Solar 195.

Los datos técnicos, especificaciones y datos de construcción de esos módulos son los que se pueden observar en las Tablas 4.33, 4.34 y 4.35):

Tabla 4.33: Datos técnicos ambos módulos

Modelo	TAB PV 195	Alex Solar 195
Potencia (Wp)	195	195
Tensión nominal (Vmp)	36,6	36,4
Corriente cortocircuito (Isc)	5,4	5,82
Tensión circuito abierto (Voc)	44,8	44,9
Corriente nominal (Imp)	5,33	5,36
Eficiencia Célula (%)	17,05	17,85
Eficiencia Módulo (%)	14,98	15,27
Tensión máxima sistema (V)	1000	1000
Tolerancia Potencia	±3%	±3%

Tabla 4.34: Especificaciones ambos módulos

Modelo	TAB PV 195	Alex Solar 195
Coefficiente temperatura V	-0,35%/°C	-0,322%/°C
Coefficiente temperatura I	-0,05%/°C	-0,06%/°C
Coefficiente temperatura P	-0,49%/°C	-0,446%/°C
Temperatura trabajo	-40°C / 80°C	-40°C / 85°C

Tabla 4.35: Datos de construcción de ambos módulos

Modelo	TAB PV 195	Alex Solar 195
Nº células serie	72 (6x12)	72 (6x12)
Tecnología célula	Monocristalino	Monocristalino
Dimensión panel (mm)	1605x805x35	1580x808x35
Dimensión celdas	125x125 mm ²	125x125 mm ²
Peso (kg)	16,70	16

Para conocer cuál de las dos opciones es más conveniente, se compararán económicamente, luego de obtener el número de módulos que se requeriría en ambos casos.

El siguiente paso para el dimensionamiento de esta central fotovoltaica es determinar la inclinación y orientación de los módulos, como se explicó en el capítulo 2, en la sección 2.4.3.1.

La inclinación se puede determinar de dos formas, la primera es utilizar la latitud del lugar como el ángulo de inclinación, que en este caso es de $-22,341944^\circ$ latitud sur, teniéndose:

$$\beta = 22,341944^\circ \quad (4.4)$$

La segunda forma es utilizando la ecuación (2.16):

$$\beta = 3,7 + 0,69 \cdot \text{latitud}$$

Lo que resultaría en una inclinación de:

$$\beta = 19,115941^\circ \quad (4.5)$$

Como, generalmente, en Chile se utiliza un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar, se utilizará (4.4) como valor de inclinación.

Lo más conveniente sería utilizar un sistema de seguimiento del Sol y, por otra parte, variar el ángulo en cada mes del año para obtener un mejor aprovechamiento de los módulos, pero es un sistema muy caro para centrales de baja envergadura, de modo que en este caso, no se considerará seguimiento del Sol ni ángulo de inclinación ajustable.

Además, como la aplicación es en el Hemisferio Sur, los paneles deben ubicarse con un ángulo de azimut (orientación) de 180° , es decir, apuntando hacia el Norte geográfico.

Finalmente, para obtener el número de módulos se utiliza la ecuación (2.18):

$$P_{3\phi} = \text{radiación} \cdot A \cdot N_{\text{módulos}}^{\circ} \cdot \eta_{\text{módulos}}$$

Donde, en este caso:

$$P_{3\phi} = 190 \text{ kW} \quad (4.6)$$

$$A_1 = 1,605 \cdot 0,805 = 1,292025 \text{ m}^2 \quad (4.7)$$

$$A_2 = 1,580 \cdot 0,808 = 1,27664 \text{ m}^2 \quad (4.8)$$

$$\eta_{\text{módulos1}} = 14,98 \% \quad (4.9)$$

$$\eta_{\text{módulos2}} = 15,27 \% \quad (4.10)$$

Donde A_1 y A_2 son las áreas de los paneles TAB PV 195 y Alex Solar 195, respectivamente, y $\eta_{\text{módulos1}}$ y $\eta_{\text{módulos2}}$ son las eficiencias de los módulos TAB PV 195 y Alex Solar 195, respectivamente.

La radiación es variable y depende del lugar, del día y de la hora.

En las Tablas 4.36, 4.37 y 4.38 se muestran datos de radiación (en W/m^2) para Calama en cada hora para los doce meses del año [41]:

Tabla 4.36: Datos de radiación en W/m^2 para Calama para los meses de Enero, Febrero, Marzo y Abril

		ENERO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL		89,9	267,3	466,6	663,9	831,6	944,4	984,1	944,4	831,6	663,9	466,6	267,3	89,9	
180	12	71,6	243,6	441,3	641,0	813,1	929,6	970,8	929,6	813,1	641,0	441,3	243,6	71,6	
al	22	55,2	218,7	409,6	605,1	775,3	891,1	932,2	891,1	775,2	605,1	409,6	218,7	55,2	
NORTE	32	53,0	189,7	369,0	554,9	718,3	830,2	870,0	830,2	718,3	554,9	369,0	189,7	53,0	
	90	36,9	88,5	121,1	137,3	145,4	162,4	175,1	162,4	145,4	137,3	121,1	88,5	36,9	
-135 NO	90	36,9	88,5	121,1	137,3	145,4	150,2	168,3	305,5	397,4	425,0	380,8	275,9	143,2	
135 NE	90	143,2	275,9	380,8	425,0	397,4	305,5	168,3	150,2	145,4	137,3	121,1	88,5	36,9	
-90 O	90	36,9	88,5	121,1	137,3	145,4	150,2	151,9	357,7	518,9	598,8	573,4	448,7	269,6	
90 E	90	269,6	448,7	573,4	598,8	518,9	357,7	151,9	150,2	145,4	137,3	121,1	88,5	36,9	
-45 SO	90	36,9	88,5	121,1	137,3	145,4	150,2	151,9	288,2	421,6	502,3	501,0	410,4	259,7	
45 SE	90	259,7	410,4	501,0	502,3	421,6	288,2	151,9	150,2	145,4	137,3	121,1	88,5	36,9	
0 SUR	90	119,3	183,6	206,1	191,9	162,5	150,2	151,9	150,2	162,5	191,9	206,1	183,6	119,3	

		FEBRERO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL		54,0	228,3	428,0	628,3	799,9	915,8	956,8	915,8	799,9	628,3	428,0	228,3	54,0	
180	12	44,3	216,8	418,8	625,2	804,0	925,5	968,5	925,5	804,0	625,2	418,8	216,8	44,3	
al	22	35,5	202,6	401,1	606,2	785,4	907,5	950,8	907,5	785,3	606,2	401,1	202,6	35,5	
NORTE	32	34,1	184,7	374,7	572,9	747,2	866,5	908,9	866,5	747,2	572,9	374,7	184,7	34,1	
	90	23,4	80,1	117,1	172,1	232,4	275,4	291,1	275,4	232,4	172,0	117,1	80,1	23,4	
-135 NO	90	23,4	80,1	117,1	135,3	143,8	148,4	249,8	387,9	473,9	487,0	419,8	288,9	136,0	
135 NE	90	136,0	288,9	419,8	487,0	473,9	387,9	249,8	148,4	143,8	135,3	117,1	80,1	23,4	
-90 O	90	23,4	80,1	117,1	135,3	143,8	148,4	150,1	360,1	522,1	596,0	556,8	415,3	226,0	
90 E	90	226,0	415,3	556,8	596,0	522,1	360,1	150,1	148,4	143,8	135,3	117,1	80,1	23,4	
-45 SO	90	23,4	80,1	117,1	135,3	143,8	148,4	150,1	208,3	348,6	435,1	436,2	345,3	197,3	
45 SE	90	197,3	345,3	436,2	435,1	348,6	208,3	150,1	148,4	143,8	135,3	117,1	80,1	23,4	
0 SUR	90	66,7	120,0	128,6	135,3	143,8	148,4	150,1	148,4	143,8	135,3	128,6	120,0	66,7	

		MARZO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL		9,8	174,0	367,6	565,0	736,1	852,4	893,6	852,4	736,1	565,0	367,6	174,0	9,8	
180	12	8,3	175,3	376,7	585,6	768,1	892,5	936,5	892,5	768,1	585,6	376,7	175,3	8,3	
al	22	7,0	172,8	375,4	587,5	773,7	900,8	945,9	900,8	773,7	587,5	375,4	172,8	7,0	
NORTE	32	6,7	166,9	365,8	575,4	760,0	886,1	930,9	886,1	760,0	575,4	365,8	166,9	6,7	
	90	4,5	83,2	178,4	272,5	353,4	408,7	428,4	408,7	353,4	272,5	178,4	83,2	4,5	
-135 NO	90	4,5	65,3	107,0	127,6	136,6	181,3	344,7	479,4	554,0	545,5	448,0	286,5	114,5	
135 NE	90	114,5	286,5	448,0	545,5	554,0	479,4	344,7	181,3	136,6	127,6	107,0	65,3	4,5	
-90 O	90	4,5	65,3	107,0	127,6	136,6	141,1	142,7	351,9	510,0	573,7	517,9	360,3	166,6	
90 E	90	166,6	360,3	517,9	573,7	510,0	351,9	142,7	141,1	136,6	127,6	107,0	65,3	4,5	
-45 SO	90	4,5	65,3	107,0	127,6	136,6	141,1	142,7	141,1	247,3	340,6	347,0	261,3	123,8	
45 SE	90	123,8	261,3	347,0	340,6	247,3	141,1	142,7	141,1	136,6	127,6	107,0	65,3	4,5	
0 SUR	90	11,1	65,3	107,0	127,6	136,6	141,1	142,7	141,1	136,6	127,6	107,0	65,3	11,1	

		ABRIL													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL			111,6	289,2	474,6	637,3	748,8	788,4	748,8	637,3	474,6	289,2	111,6		
180	12		123,1	314,6	517,6	696,7	819,3	862,7	819,3	696,7	517,6	314,6	123,1		
al	22		130,1	328,4	540,0	727,2	855,0	900,3	855,0	727,2	540,0	328,4	130,1		
NORTE	32		134,5	334,8	549,5	739,2	868,6	914,4	868,6	739,2	549,5	334,8	134,5		
	90		107,3	233,3	358,2	462,5	531,4	555,5	531,4	462,5	358,2	233,3	107,3		
-135 NO	90		45,0	90,2	113,2	122,7	270,9	430,5	555,1	611,9	576,8	447,1	259,0		
135 NE	90		259,0	447,1	576,8	611,9	555,1	430,5	270,9	122,7	113,2	90,2	45,0		
-90 O	90		45,0	90,2	113,2	122,7	127,1	128,6	328,0	474,8	523,9	451,8	285,3		
90 E	90		285,3	451,8	523,9	474,8	328,0	128,6	127,1	122,7	113,2	90,2	45,0		
-45 SO	90		45,0	90,2	113,2	122,7	127,1	128,6	127,1	131,4	230,3	244,7	170,8		
45 SE	90		170,8	244,7	230,3	131,4	127,1	128,6	127,1	122,7	113,2	90,2	45,0		
0 SUR	90		45,0	90,2	113,2	122,7	127,1	128,6	127,1	122,7	113,2	90,2	45,0		

Tabla 4.37: Datos de radiación en W/m² para Calama para los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto

		MAYO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL			66,8	235,3	414,9	574,7	684,9	724,2	684,9	574,7	414,9	235,3	66,8		
180	12		87,7	277,9	482,5	663,5	787,1	830,9	797,1	663,5	482,5	277,9	87,7		
al	22		103,1	306,4	525,7	718,7	849,6	895,8	849,6	718,7	525,7	306,4	103,1		
NORTE	32		116,2	327,7	555,6	755,0	889,3	936,6	889,3	755,0	555,6	327,7	116,2		
	90		131,0	290,3	447,0	573,6	654,7	682,6	654,7	573,6	447,0	290,3	131,0		
-135 NO	90		26,1	67,8	87,6	171,9	344,4	513,1	641,1	695,8	649,7	495,3	274,1		
135 NE	90		274,1	495,3	649,7	695,8	641,1	513,1	344,4	171,9	87,6	67,8	26,1		
-90 O	90		26,1	67,8	87,6	96,3	101,7	103,9	311,5	466,8	523,1	449,9	271,9		
90 E	90		271,9	449,9	523,1	466,8	311,5	103,9	101,7	96,3	87,6	67,8	26,1		
-45 SO	90		26,1	67,8	87,6	96,3	101,7	103,9	101,7	96,3	141,5	180,7	125,8		
45 SE	90		125,8	180,7	141,5	96,3	101,7	103,9	101,7	96,3	87,6	67,8	26,1		
0 SUR	90		26,1	67,8	87,6	96,3	101,7	103,9	101,7	96,3	87,6	67,8	26,1		

		JUNIO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL			43,3	198,2	365,4	515,2	618,8	655,8	618,8	515,2	365,4	198,2	43,3		
180	12		64,3	242,1	436,0	608,6	726,8	768,8	726,8	608,6	436,0	242,1	64,3		
al	22		80,4	272,7	483,1	669,4	796,0	840,6	796,0	669,4	483,1	272,7	80,4		
NORTE	32		94,6	296,8	518,1	712,6	843,8	890,0	843,8	712,6	518,1	296,8	94,6		
	90		121,9	286,6	451,9	585,7	670,8	699,9	670,8	585,7	451,9	286,6	121,9		
-135 NO	90		17,9	61,2	82,8	199,9	364,7	523,7	640,4	682,1	621,8	456,7	235,8		
135 NE	90		235,8	456,7	621,8	682,1	640,4	523,7	364,7	199,9	82,8	61,2	17,9		
-90 O	90		17,9	61,2	82,8	91,7	96,4	98,2	291,4	432,7	476,0	395,1	222,0		
90 E	90		222,0	395,1	476,0	432,7	291,4	98,2	96,4	91,7	82,8	61,2	17,9		
-45 SO	90		17,9	61,2	82,8	91,7	96,4	98,2	96,4	91,7	99,9	137,9	88,6		
45 SE	90		88,6	137,9	99,9	91,7	96,4	98,2	96,4	91,7	82,8	61,2	17,9		
0 SUR	90		17,9	61,2	82,8	91,7	96,4	98,2	96,4	91,7	82,8	61,2	17,9		

		JULIO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL			54,2	218,8	395,4	553,1	662,1	701,0	662,1	553,1	395,4	218,8	54,2		
180	12		77,9	266,4	470,0	650,0	772,9	816,4	772,9	650,0	470,0	266,4	77,9		
al	22		95,7	299,4	519,3	712,2	842,7	888,7	842,7	712,2	519,3	299,4	95,7		
NORTE	32		111,2	325,1	555,2	755,4	889,8	936,9	889,8	755,4	555,2	325,1	111,2		
	90		138,0	307,0	472,0	603,6	687,0	715,5	687,0	603,6	472,0	307,0	138,0		
-135 NO	90		21,0	61,3	80,0	189,0	364,7	534,4	662,4	716,6	668,6	508,5	278,3		
135 NE	90		278,3	508,5	668,6	716,6	662,4	534,4	364,7	189,0	80,0	61,3	21,0		
-90 O	90		21,0	61,3	80,0	88,7	94,7	97,1	305,2	461,8	520,4	448,0	267,9		
90 E	90		267,9	448,0	520,4	461,8	305,2	97,1	94,7	88,7	80,0	61,3	21,0		
-45 SO	90		21,0	61,3	80,0	88,7	94,7	97,1	94,7	88,7	114,3	161,0	112,7		
45 SE	90		112,7	161,0	114,3	88,7	94,7	97,1	94,7	88,7	80,0	61,3	21,0		
0 SUR	90		21,0	61,3	80,0	88,7	94,7	97,1	94,7	88,7	80,0	61,3	21,0		

		AGOSTO													
AZ	INCL	HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL			99,0	287,2	485,3	660,3	780,4	823,2	780,4	660,3	485,3	287,2	99,0		
180	12		121,0	330,5	551,9	745,8	877,7	924,4	877,7	745,8	551,9	330,5	121,0		
al	22		136,4	357,9	591,9	795,5	933,1	981,7	933,1	795,5	591,9	357,9	136,4		
NORTE	32		148,7	376,6	616,5	824,0	963,3	1012,3	963,3	823,9	616,5	376,6	148,7		
	90		146,2	300,3	447,4	566,1	643,0	669,7	643,0	566,1	447,4	300,3	146,2		
-135 NO	90		33,7	69,1	85,1	127,6	318,4	505,0	651,7	728,7	708,5	574,4	352,0		
135 NE	90		352,0	574,4	708,5	728,7	651,7	505,0	318,4	127,6	85,1	69,1	33,7		
-90 O	90		33,7	69,1	85,1	95,2	103,8	107,5	339,5	520,2	604,4	552,6	371,3		
90 E	90		371,3	552,6	604,4	520,2	339,5	107,5	103,8	95,2	85,1	69,1	33,7		
-45 SO	90		33,7	69,1	85,1	95,2	103,8	107,5	103,8	95,2	196,2	247,5	192,9		
45 SE	90		192,9	247,5	196,2	95,2	103,8	107,5	103,8	95,2	85,1	69,1	33,7		
0 SUR	90		33,7	69,1	85,1	95,2	103,8	107,5	103,8	95,2	85,1	69,1	33,7		

Tabla 4.38: Datos de radiación en W/m² para Calama para los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre

		SEPTIEMBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL														
180	12		153,8	348,9	549,7	724,6	843,8	886,1	843,8	724,6	549,7	348,9	153,8	
al	22		161,3	368,3	584,3	773,2	901,8	947,4	901,8	773,2	584,3	368,3	161,3	
NORTE	32		163,9	375,2	597,3	791,8	924,2	971,1	924,2	791,8	597,3	375,2	163,9	
	90		163,2	373,6	595,5	790,1	922,4	969,2	922,4	790,1	595,5	373,6	163,2	
-135 NO	90		100,8	212,5	322,6	416,1	479,1	501,4	479,1	416,1	322,6	212,5	100,8	
135 NE	90		54,6	92,5	110,2	118,9	118,9	391,7	534,6	613,7	604,8	498,0	317,6	
-90 O	90		317,6	498,0	604,8	613,7	534,6	391,7	216,0	118,9	110,2	92,5	54,6	
90 E	90		54,6	92,5	110,2	118,9	124,6	126,9	349,9	521,5	597,2	545,9	380,4	
-45 SO	90		380,4	545,9	597,2	521,5	349,9	126,9	124,6	118,9	110,2	92,5	54,6	
45 SE	90		54,6	92,5	110,2	118,9	124,6	126,9	124,6	193,4	304,5	328,3	252,3	
0 SUR	90		252,3	328,3	304,5	193,4	124,6	126,9	124,6	118,9	110,2	92,5	54,6	
	90		54,6	92,5	110,2	118,9	124,6	126,9	124,6	118,9	110,2	92,5	54,6	

		OCTUBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		41,2	225,1	437,7	652,0	836,5	961,2	1005,4	961,2	836,5	652,0	437,7	225,1	41,2
180	12	32,3	216,6	435,1	659,0	853,1	984,8	1031,4	984,8	853,1	659,0	435,1	216,6	32,3
al	22	24,3	204,6	421,7	646,6	842,6	975,9	1023,1	975,9	842,6	646,6	421,7	204,6	24,3
NORTE	32	23,3	188,4	398,4	617,9	810,3	941,4	987,8	941,4	810,3	617,9	398,4	188,4	23,3
	90	16,4	68,5	121,6	203,2	278,2	331,6	350,9	331,6	278,2	203,2	121,6	68,5	16,4
-135 NO	90	16,4	68,5	98,5	113,1	122,9	131,0	287,5	443,4	542,8	564,7	497,2	351,6	172,8
135 NE	90	172,8	351,6	497,2	564,7	542,8	443,4	287,5	131,0	122,9	113,1	98,5	68,5	16,4
-90 O	90	16,4	68,5	98,5	113,1	122,9	131,0	134,3	372,3	561,5	661,6	639,2	493,1	277,8
90 E	90	277,8	493,1	639,2	661,6	561,5	372,3	134,3	131,0	122,9	113,1	98,5	68,5	16,4
-45 SO	90	16,4	68,5	98,5	113,1	122,9	131,0	134,3	159,8	323,3	437,2	464,5	385,8	229,7
45 SE	90	229,7	385,8	464,5	437,2	323,3	159,8	134,3	131,0	122,9	113,1	98,5	68,5	16,4
0 SUR	90	54,7	92,7	98,5	113,1	122,9	131,0	134,3	131,0	122,9	113,1	98,5	92,7	56,7

		NOVIEMBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		84,9	272,6	484,5	695,0	874,5	995,2	1037,8	995,2	874,5	695,0	484,5	272,6	84,9
180	12	64,6	247,8	460,2	675,4	861,0	986,6	1031,0	986,6	861,0	675,4	460,2	247,8	64,6
al	22	46,7	221,5	428,0	640,5	825,3	951,0	995,5	951,0	825,3	640,5	428,0	221,5	46,7
NORTE	32	44,7	190,9	386,1	589,7	768,5	890,7	934,0	890,7	768,5	589,7	386,1	190,8	44,7
	90	32,0	79,1	106,1	119,9	143,1	185,8	201,7	185,8	143,1	119,9	106,1	79,1	32,0
-135 NO	90	32,0	79,1	106,1	119,9	129,5	137,0	183,6	336,2	439,4	475,1	433,2	321,5	173,1
135 NE	90	173,1	321,5	433,2	475,1	439,4	336,2	183,6	137,0	129,5	119,9	106,1	79,1	32,0
-90 O	90	32,0	79,1	106,1	119,9	129,5	137,0	140,1	369,9	554,2	656,1	645,9	520,6	323,2
90 E	90	323,2	520,6	645,9	656,1	554,2	369,9	140,1	137,0	129,5	119,9	106,1	79,1	32,0
-45 SO	90	32,0	79,1	106,1	119,9	129,5	137,0	140,1	267,2	420,2	523,0	542,4	461,1	302,8
45 SE	90	302,8	461,1	542,4	523,0	420,2	267,2	140,1	137,0	129,5	119,9	106,1	79,1	32,0
0 SUR	90	123,7	177,8	183,3	153,8	129,5	137,0	140,1	137,0	129,5	153,8	183,3	177,8	123,7

		DICIEMBRE												
AZ	INCL	HORA SOLAR												
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HORIZONTAL		105,1	292,3	501,7	708,2	883,6	1001,2	1042,7	1001,2	883,6	708,2	501,7	292,3	105,1
180	12	79,1	259,8	467,4	676,6	856,5	978,1	1021,1	978,1	856,5	676,6	467,4	259,8	79,1
al	22	56,1	226,7	426,7	631,6	809,7	930,7	973,6	930,7	809,7	631,6	426,7	226,7	56,1
NORTE	32	53,6	189,3	376,4	571,2	742,3	859,3	900,9	859,3	742,3	571,2	376,4	189,3	53,6
	90	38,7	83,4	109,2	122,6	131,9	139,1	142,0	139,1	131,9	122,6	109,2	83,4	38,7
-135 NO	90	38,7	83,4	109,2	122,6	131,9	139,1	142,0	284,7	388,3	429,1	397,8	301,2	167,7
135 NE	90	167,7	301,2	397,8	429,1	388,3	284,7	142,0	139,1	131,9	122,6	109,2	83,4	38,7
-90 O	90	38,7	83,4	109,2	122,6	131,9	139,1	142,0	365,6	545,6	646,7	641,2	525,9	339,0
90 E	90	339,0	525,9	641,2	646,7	545,6	365,6	142,0	139,1	131,9	122,6	109,2	83,4	38,7
-45 SO	90	38,7	83,4	109,2	122,6	131,9	139,1	148,6	313,8	460,5	557,4	573,0	491,4	334,5
45 SE	90	334,5	491,4	573,0	557,4	460,5	313,8	148,6	139,1	131,9	122,6	109,2	83,4	38,7
0 SUR	90	156,6	218,0	233,0	213,3	182,9	159,7	151,3	159,7	182,9	213,3	233,0	218,0	156,6

Como se utiliza un azimut de 180° y una inclinación de 22°, aproximadamente, se utilizarán los datos de radiación de la tercera fila para cada mes y cada hora.

Así, se necesita determinar el número de paneles necesarios para obtener una potencia de 190 kW a las 11 horas en la estación Invierno y a las 10 horas en las estaciones Primavera y Verano, por lo que se determinará el número de módulos necesarios para cada estación y para cada opción.

Con los datos entregados y utilizando la radiación mínima en los meses de cada estación (Invierno, Primavera y Verano), se obtuvieron los resultados que se muestran en las Tablas 4.39, 4.40 y 4.41:

Tabla 4.39: Número de módulos requeridos para la estación Invierno

Hora	Radiación (W/m ²)				N° Paneles TAB PV 195 radiación mínima	N° Paneles Alex Solar 195 radiación mínima
	Mayo	Junio	Julio	Agosto		
6	0	0	0	0	*	*
7	103,1	80,4	95,7	136,4	12210	12122
8	306,4	272,7	299,4	357,9	3600	3574
9	525,7	483,1	519,3	591,9	2032	2017
10	718,7	669,4	712,2	795,5	1467	1456
11	849,6	796	842,7	933,1	1233	1224
12	895,8	840,6	888,7	981,7	1168	1159
13	849,6	796	842,7	933,1	1233	1224
14	718,7	669,4	712,2	795,5	1467	1456
15	525,7	483,1	519,3	591,9	2032	2017
16	306,4	272,7	299,4	357,9	3600	3574
17	103,1	80,4	95,7	136,4	12210	12122
18	0	0	0	0	*	*

Como en la estación Invierno se requiere que la central entregue 110 kW a las 11 horas (horario de mayor requerimiento de potencia), se estima que son necesarios 1233 módulos con la opción TAB PV 195 y 1224 módulos con la opción Alex Solar 195, como mínimo, lo que se puede apreciar en la fila de la hora señalada.

Tabla 4.40: Número de módulos requeridos para la estación Primavera

Hora	Radiación (W/m ²)			N° Paneles TAB PV 195 radiación mínima	N° Paneles Alex Solar 195 radiación mínima
	Septiembre	Octubre	Abril		
6	0	24,3	0	*	*
7	163,9	204,6	130,1	7546	7492
8	375,2	421,7	328,4	2989	2968
9	597,3	646,6	540	1818	1805
10	791,8	842,6	727,2	1350	1340
11	924,2	975,9	855	1148	1140
12	971,1	1023,1	900,3	1090	1083
13	924,2	975,9	855	1148	1140
14	791,8	842,6	727,2	1350	1340
15	597,3	646,6	540	1818	1805
16	375,2	421,7	328,4	2989	2968
17	163,9	204,6	130,1	7546	7492
18	0	24,3	0	*	*

Como en la estación Primavera se requiere que la central entregue 110 kW a las 10 horas (horario de mayor requerimiento de potencia), se estima que son necesarios 1350 módulos con la opción TAB PV 195 y 1340 módulos con la opción Alex Solar 195, como mínimo, lo que se puede apreciar en la fila de la hora señalada.

Tabla 4.41: Número de módulos requeridos para la estación Verano

Hora	Radiación (W/m ²)					N° Paneles TAB PV 195 radiación mínima	N° Paneles Alex Solar 195 radiación mínima
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo		
6	46,7	56,1	55,2	35,5	7	*	*
7	221,5	226,7	218,7	202,6	172,8	5681	5640
8	428	426,7	409,6	401,1	375,4	2615	2596
9	640,5	631,6	605,1	606,2	587,5	1671	1659
10	825,3	809,7	775,3	785,4	773,7	1269	1260
11	951	930,7	891,1	907,5	900,8	1090	1082
12	995,5	973,6	932,2	950,8	945,9	1038	1030
13	951	930,7	891,1	907,5	900,8	1090	1082
14	825,3	809,7	775,3	785,4	773,7	1269	1260
15	640,5	631,6	605,1	606,2	587,5	1671	1659
16	428	426,7	409,6	401,1	375,4	2615	2596
17	221,5	226,7	218,7	202,6	172,8	5681	5640
18	46,7	56,1	55,2	35,5	7	*	*

Como en la estación Verano se requiere que la central entregue 110 kW a las 10 horas (horario de mayor requerimiento de potencia), se estima que son necesarios 1269 módulos con la opción TAB PV 195 y 1260 módulos con la opción Alex Solar 195, como mínimo, lo que se puede apreciar en la fila de la hora señalada.

Así, se tiene que se requieren, como mínimo, 1350 módulos con la opción TAB PV 195 y 1340 módulos con la opción Alex Solar 195, pues así se abarca la necesidad de potencia de todas las estaciones.

Al hacer una comparación económica para ambas opciones, se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4.42:

Tabla 4.42: Comparación económica módulos fotovoltaicos

Módulos Fotovoltaicos	Precio Unitario (EUR)	Precio Total (EUR)	Precio Total (CLP) ¹⁹
TAB PV 195	193,6	261.360	175.000.949
Alex Solar	169,4	226.996	151.991.565

¹⁹ Valor EUR = 669,578164 CLP al 23 de septiembre de 2013.

Por consiguiente, se observa que la mejor opción es la de los módulos fotovoltaicos Alex Solar 195, pues es más económica.

Se requiere determinar el conexionado que tendrán estos 1340 módulos, para lo cual es necesario determinar el voltaje requerido por la instalación y el voltaje de trabajo del inversor.

Finalmente, para obtener un buen dimensionamiento de la central mixta es necesario determinar los demás componentes de ella, los que serán determinados en la siguiente sección.

4.2.5. Dimensionamiento Final de la Central Mixta

Como ya se explicó, falta determinar los demás elementos de la central mixta, el conexionado de la central fotovoltaica y, finalmente, proponer el esquema final del dimensionamiento.

i) Inversor

Este dispositivo se encargará de convertir la corriente continua de ambas instalaciones a corriente alterna, con el voltaje requerido por el poblado, es decir, 220 V, aproximadamente (230 V, si es monofásico, o 400 Vff, si es trifásico).

El inversor deberá ser de una potencia superior (por lo menos 1,1 veces) a la mayor potencia generada por los paneles fotovoltaicos a los que esté conectado.

La mayor potencia entregada por los paneles solares se obtiene con el valor de la mayor radiación solar encontrada en el lugar (en este caso de $1023,1 \text{ W/m}^2$ en el mes de Octubre). Aplicando la ecuación (2.18), se obtiene un valor de 267 kW, aproximadamente, por lo que el inversor deberá tener una potencia de 294 kW.

Si se usan grupos de paneles, se puede utilizar un inversor de una menor potencia para cada grupo. Por ejemplo, si se conectan 2 grupos de 670 módulos, se necesitaría una potencia de 148 kW. Asimismo, si se conectan 4 grupos de 335 módulos, se necesitaría una potencia de 74 kW.

Para lograr la potencia requerida por la conexión, se pueden conectar inversores en paralelo, si así se requiere, con lo cual su potencia unitaria se suma.

Según estos datos, se encontraron las opciones de inversores que se muestran en la Tabla 4.43:

Tabla 4.43: Comparación inversores

Inversor	Potencia Unitaria (kW)	Nº de Inversores en Paralelo	Potencia Total (kW)	Nº de Grupos de Módulos	Nº Total de Inversores
Sunny Island 6048-US	8,4	9	75,6	4	36
Outback Radian Series GS8048	8	10	80	4	40

Ambos inversores, los Outback Radian Series GS8048 y los Sunny Island 6048-US, se pueden utilizar para 4 grupos de módulos, pues se pueden conectar hasta 10 de los Outback Radian Series GS8048 en paralelo (80 kW) y hasta 12 de los Sunny Island 6048-US en paralelo (100 kW), según su ficha técnica.

Así, para determinar cuál es la mejor la opción, es decir, 36 inversores Sunny Island 6048-US o 40 inversores Outback Radian Series GS8048, se compararán económicamente, como se muestra en la Tabla 4.44:

Tabla 4.44: Comparación económica inversores

Inversor	Nº de Inversores	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)	Precio Total (CLP) ²⁰
Sunny Island 6048-US	36	4.463,25	160.667	79.656.421
Outback Radian Series GS8048	40	4.247,50	169.900	84.234.011

Como se puede apreciar de la tabla, la opción más conveniente económicamente es utilizar el inversor Sunny Island 6048-US. Sin embargo, este inversor no es adecuado para la central mixta, pues tiene un voltaje de salida de 120 V, por lo que se utilizará el inversor Outback Radian Series GS8048 con un voltaje de entrada de 48 Vdc y un voltaje de salida de 120/240 Vac.

Así, se conectarán 10 de estos inversores en paralelo para cada grupo de 335 módulos (4 grupos).

La ficha técnica se puede apreciar las Tablas 4.45 y 4.46:

Tabla 4.45: Especificaciones eléctricas del inversor Outback Radian Series GS8048

Especificaciones Eléctricas		
Voltaje nominal DC de entrada	48 Vdc	
Potencia continua de salida a 25°C	8000 VA	
Voltaje AC de salida / frecuencia	120/240 Vac / 60 Hz	
Corriente continua AC de salida a 25°C	33,3 Aac a 240 Vac	
Idle consumo – modo invertido, sin carga	30 W	
Eficiencia CEC ponderada	90%	
Distorsión armónica total	Máxima	<5%
	Máxima tensión armónica individual	<2%

²⁰ Valor USD = 495,785821 CLP al 24 de septiembre de 2013.

Regulación Voltaje de Salida		±2%
Máxima corriente de salida	1 ms peak	100 Aac a 240 Vac, 200 Aac a 120 Vac
	100 ms RMS	70,7 Aac a 240 Vac
Capacidad de sobrecarga	100 ms	16,97 kVA
	5 segundos	12 kVA
	30 minutos	9 kVA
Rango de voltaje AC de entrada (ajustable)		(L1 o L2) 70 a 140 Vac
Rango de frecuencia AC de entrada		54 – 66 Hz
Rango de tensión de la Red-Interactiva (IEEE)		(L1 o L2) 108 a 132 Vac
Rango de frecuencia de la Red-Interactiva (IEEE)		(L1 o L2) 59,3 a 60,5 Hz
Máxima corriente AC de entrada		50 Aac a 240 Vac
Salida continua de carga de batería		115 Adc
Rango de temperatura	Operando	0°C a 50°C
	Almacenada	-40°C a 64 Vdc
Rango de voltaje DC de entrada		40 a 64 Vdc

Tabla 4.46: Especificaciones mecánicas del inversor Outback Radian Series GS8048

Especificaciones Mecánicas		
Dimensiones	Unidad	28 x 16 x 8,7'' (71,1 x 40,6 x 22,2 cm)
	Envío	14,5 x 34,5 x 21'' (36,8 x 87,6 x 53,3 cm)
Peso	Unidad	125 lbs (56,8 kg)
	Envío	140 lbs (63,6 kg)
Puertos accesorios		Sensor de temperatura remoto y comunicaciones MATE3/HUB
Memoria no volátil		Si
Tipo de chasis		Ventilado
Certificaciones		ETL inscrito a UL1741 CSA C22,2 n° 107,1

Cabe destacar, que si en la proyección de la demanda del poblado se pretende algún consumo trifásico (que no sería el caso), se tiene que cambiar estos inversores monofásicos por inversores trifásicos.

ii) *Conexión Central Fotovoltaica*

Se requerirá un voltaje de 48 V, pues es el voltaje de entrada de los inversores a utilizar.

Se conectarán dos ramas en serie, una de 167 módulos en paralelo y otra de 168 módulos en paralelo, para cada uno de los 4 grupos de módulos, como se ejemplifica en la Figura 4.16, los que irán conectados a 10 inversores en paralelo por cada grupo.

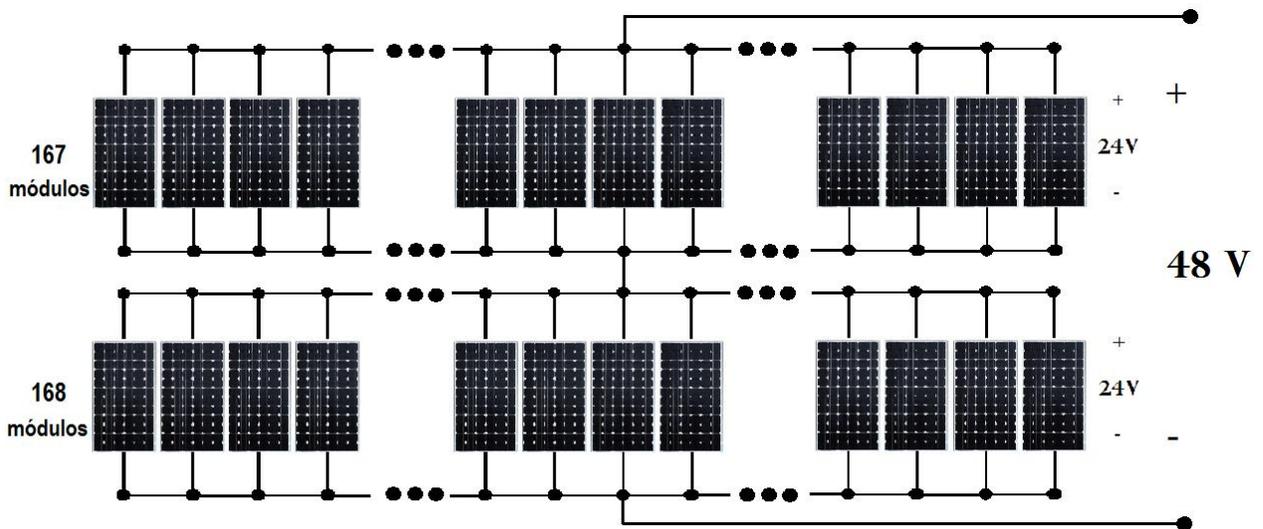


Figura 4.16: Conexión módulos fotovoltaicos para un grupo

Con el conexionado de los módulos se completa el dimensionamiento de la central fotovoltaica.

Cabe señalar que en este caso no es necesario determinar la distancia entre paneles, lo que se explicó en el capítulo 2, sección 2.4.3.1., pues se cuenta con un espacio amplio donde no es necesario adecuar la central fotovoltaica a un espacio reducido. Sin embargo, es conveniente tener en cuenta este aspecto.

iii) *Rectificador*

Este dispositivo ayuda a convertir la corriente alterna en corriente continua, por lo que se utilizará en convertir la corriente alterna que saldrá de los aerogeneradores en corriente continua para que pueda ser utilizada por el regulador y luego por el inversor.

iv) *Regulador*

Este dispositivo sirve para regular la tensión que sale de la central, de manera tal de recibir un voltaje constante. Se requiere para la central eólica y la central fotovoltaica.

v) *Otros*

Se estima conveniente para un buen funcionamiento de la central mixta poseer un sistema de control, para verificar que todo funcione correctamente; un sistema de protecciones, para

garantizar la protección de los equipos y de las personas que los manipulan; y un sistema de puesta a tierra, para llevar a tierra cualquier derivación indebida de la corriente eléctrica a los elementos que se encuentran en la central, evitando posibles descargas hacia las personas.

Se requieren las líneas que llevarán la corriente y el voltaje a las casas del poblado, teniendo en cuenta para ello postes y cables conductores, entre otros.

Se necesita, eventualmente, un grupo electrógeno que ayude en los momentos de falta de suministro de la central mixta o para cuando ocurra algún imprevisto. Para ello, se requiere de un grupo electrógeno de 450 kW, aproximadamente, con lo cual se tendrá una potencia de 360 kW, si se tiene un factor de potencia de 0,8, con lo cual se abastecería correctamente al poblado que posee una demanda máxima de 330 kW, aproximadamente.

vi) *Esquema Final del Dimensionamiento de la Central Mixta*

El esquema final de la central mixta fotovoltaica-eólica es el que se muestra en la Figura 4.17:

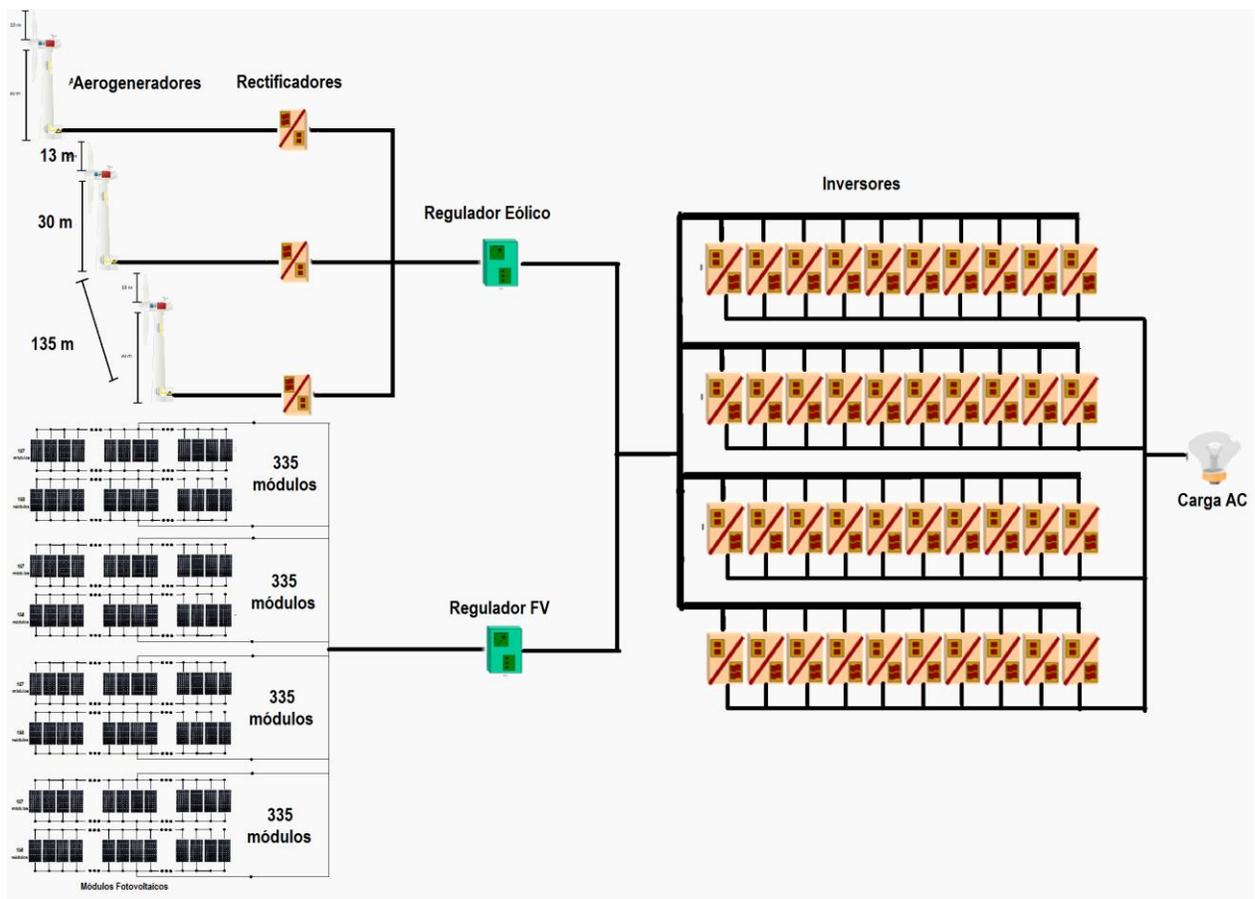


Figura 4.17: Esquema central mixta

Las distancias entre aerogeneradores varían de 3 a 5 diámetros de rotor hacia el lado y de 8 a 10 diámetros de rotor hacia atrás, como se aprecia en la Figura 4.18:

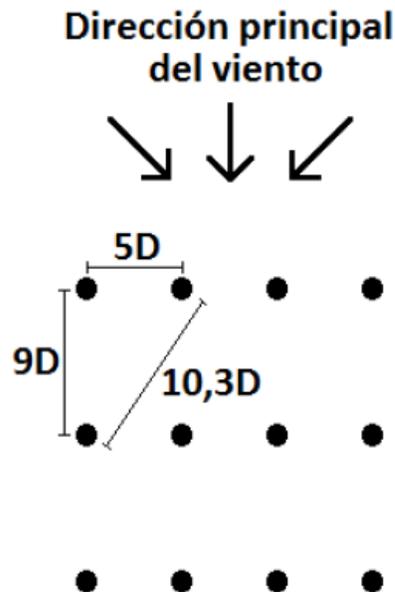


Figura 4.18: Distancias entre aerogeneradores

Esto, para disminuir el efecto estela (Wake Effect), presente en todas las centrales, el cual se basa en que la turbina posicionada adelante produce turbulencia en la turbina posicionada atrás. Sin embargo, en este caso no se requiere de tanta exactitud en el posicionamiento de los aerogeneradores, pues son sólo 3 y se cuenta con un gran terreno [42].

4.3. Comentarios

Con la central mixta ya dimensionada se requiere conocer la evaluación económica del proyecto para determinar si es conveniente llevarlo a cabo en el poblado seleccionado.

Así, en el siguiente capítulo se determinará la inversión y los costos de operación de la central mixta y se concluirá si conviene realizar el proyecto mediante una comparación entre la situación actual de abastecimiento del poblado y la opción de la central mixta.

5. Evaluación Económica

5.1. Introducción

En este capítulo se especifican la inversión y los costos asociados a la central mixta fotovoltaica-eólica, con el fin de determinar su mayor beneficio frente a la situación actual del poblado, es decir, disponer sólo de abastecimiento a través de la empresa distribuidora ELECDA.

Se pretende evaluar el costo total aproximado que tendría la central mixta para este poblado.

5.2. Inversión

La inversión para este proyecto se compone de los siguientes elementos:

- Aerogeneradores
- Paneles Fotovoltaicos
- Inversores
- Rectificadores
- Reguladores
- Otros

Así, la inversión total es la que se puede apreciar en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1: Inversión central mixta

Elementos	Unidades	Inversión (CLP)
Aerogeneradores	3	713.100.745
Paneles Fotovoltaicos	1340	151.991.565
Inversores	40	84.234.011
Rectificadores y Reguladores	-	189.865.264
Otros	-	94.932.632
Total		1.234.124.217

Donde en Otros se consideran los sistemas de control y de protecciones; la puesta a tierra; las obras civiles, es decir, las tareas que hay que realizar para dejar el terreno listo para posicionar los elementos de la central; el montaje de todos estos elementos; y la mano de obra, donde se incluye el costo de los sueldos de todos los trabajadores que participan en los puntos anteriores.

Cabe señalar que la inversión en los rectificadores y los reguladores se aproximó al 20% de la inversión de los demás equipos de la central mixta; y la inversión de los equipos y las acciones considerados en Otros se aproximaron al 10% de la inversión de los demás equipos de la central.

Además, si se considera un grupo electrógeno, de 450 kVA, como opción para el abastecimiento del poblado en los horarios en que la central mixta no puede abastecerlo o en caso de algún imprevisto, se incrementaría la inversión en \$30.000.000, aproximadamente, obteniéndose una inversión total de \$1.264.124.217.

5.3. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se basan en los costos asociados a mantener los equipos existentes en la central mixta y al pago de la energía y potencia abastecida por la red eléctrica en los horarios en que la central mixta no puede hacerlo, es decir, desde las 18 a las 23 horas, o al pago del petróleo necesario para los grupos electrógenos, por lo que se tienen dos opciones: abastecerse a través de la red eléctrica o abastecerse de los grupos electrógenos durante esas horas.

El costo de mantenimiento anual se tomará como el 3,5% del costo de inversión de los equipos [42].

El costo de la energía suministrada por la red eléctrica se basa en los siguientes costos aplicados por ELECDA²¹ [43], donde se utiliza una tarifa residencial (BT1) [44]:

- Costo fijo (\$/mes): 1.050,783
- Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh): 0,303
- Energía Base (\$/kWh): 91,636
- Energía Adicional de Invierno (\$/kWh): 0

La energía demandada por el poblado durante las horas de no abastecimiento de la central mixta (5 horas diarias) en el año 1, son las que se muestran en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2: Tabla de energía y potencia demandadas por el poblado en el año 1 para 5 horas diarias

	Invierno	Primavera	Verano	Total
Demanda Energía Anual (kWh)	81.479	50.159	62.236	193.874

Para obtener el costo mensual, se aproximará a que en cada mes, dependiendo de la estación en que se encuentre, se demanda un total de energía como la que se muestra en la Tabla 5.3:

Tabla 5.3: Energía demandada por mes en el año 0

Mes	Demanda Energía (kWh)
Enero	12.447,16
Febrero	12.447,16

²¹ Costos del mes de septiembre de 2013.

Marzo	12.447,16
Abril	12.447,16
Mayo	12.447,16
Junio	16.719,70
Julio	20.369,65
Agosto	20.369,65
Septiembre	20.369,65
Octubre	20.369,65
Noviembre	16.719,70
Diciembre	16.719,70
Total	193.874

Por lo que el costo del mes de septiembre de abastecerse de la red eléctrica es el siguiente:

$$\text{Costo} = 1.050,783 + 20.369,65 \cdot (0,303 + 91,636) \quad (5.1)$$

$$\text{Costo} = \$1.538.243 \quad (5.2)$$

Realizando el mismo procedimiento, se determina el costo de todos los meses del año hasta octubre de 2013, por lo que se tendrá el costo anual del año 1 de abastecerse durante 5 horas de la red eléctrica. Este costo es el que se muestra en la Tabla 5.4:

Tabla 5.4: Costo mensual de energía para el año 1

Mes	Costo Fijo (\$/mes)	Cargo Único por Uso del Sistema Troncal (\$/kWh)	Energía Base (\$/kWh)	Energía (kWh)	Costo Total (\$)
Noviembre 2012	1062,67	0	98,352	12.447,16	1.225.266
Diciembre 2012	1068,32	0	98,441	12.447,16	1.226.379
Enero 2013	1059,8	0	92,901	12.447,16	1.157.413
Febrero 2013	1063,16	0	93,023	12.447,16	1.158.935
Marzo 2013	1066,01	0	94,949	12.447,16	1.182.911
Abril 2013	1060,65	0	94,983	16.719,70	1.589.148
Mayo 2013	1050,25	0	91,534	20.369,65	1.865.566
Junio 2013	1042,71	0	91,298	20.369,65	1.860.751
Julio 2013	1042,83	0	91,367	20.369,65	1.862.157
Agosto 2013	1048,82	0	91,626	20.369,65	1.867.439
Septiembre 2013	1050,78	0,303	91,636	16.719,70	1.538.243
Octubre 2013	1054,8	0,303	91,807	16.719,70	1.541.107
Total	-	-	-	193.873,52	18.075.317

Un gráfico del costo total se puede apreciar en la Figura 5.1:

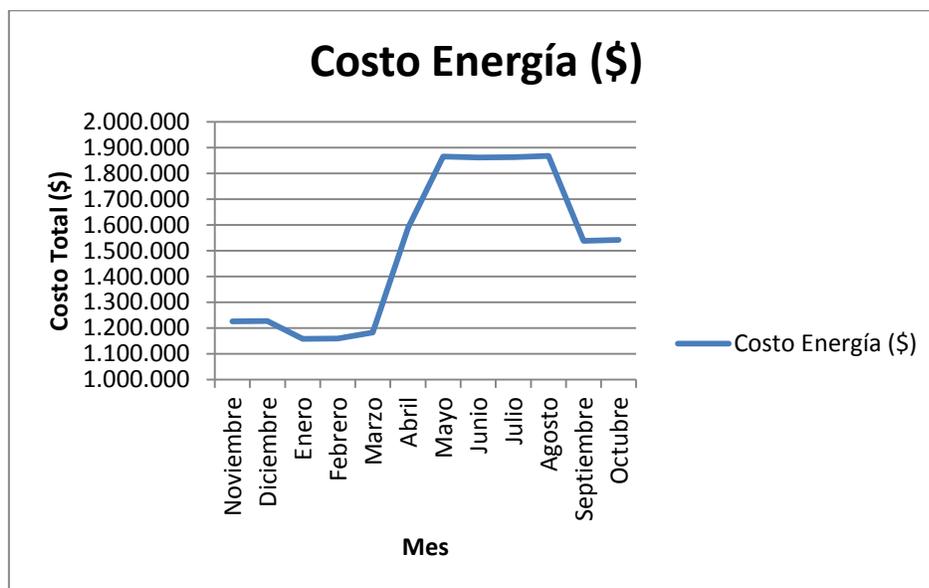


Figura 5.1: Gráfico del costo de la energía en el año 1

Para el año 20, se tiene que el poblado demanda la energía se me muestra en la Tabla 5.5 para 24 horas diarias:

Tabla 5.5: Demanda de energía para el año 20

	Invierno	Primavera	Verano	Total
Demanda Energía Anual (kWh)	504.159	310.366	385.092	1.199.616

Así, la demanda de energía para 5 horas diarias en el año 20 será la que se especifica en la Tabla 5.6:

Tabla 5.6: Demanda de energía para 5 horas diarias para el año 20

	Invierno	Primavera	Verano	Total
Demanda Energía Anual (kWh)	105.033	64.660	80.227	249.920

Como el costo de energía no tiene una proyección clara, como se puede observar de la Figura 5.1, se supondrá que el costo aumentará en el año 20 un 0.05% del costo del año 1. Esto es relativo debido a que el costo puede depender de muchos factores, lo que haría que el precio disminuyera o aumentara en una proporción mayor o menor a esa.

Así, se tiene la Tabla 5.7 del costo de energía en el año 20:

Tabla 5.7: Costo mensual de la energía en el año 20

Mes	Costo Fijo (\$/mes)	Cargo Único por Uso del Sistema Troncal (\$/kWh)	Energía Base (\$/kWh)	Energía (kWh)	Costo Total (\$)
Enero	1112,79	0,31815	97,54605	16.045,48	1.571.391
Febrero	1116,32	0,31815	97,67415	16.045,48	1.573.450
Marzo	1119,31	0,31815	99,69645	16.045,48	1.605.902
Abril	1113,68	0,31815	99,73215	21.553,17	2.157.515
Mayo	1102,76	0,31815	96,1107	26.258,28	2.533.158
Junio	1094,85	0,31815	95,8629	26.258,28	2.526.644
Julio	1094,97	0,31815	95,93535	26.258,28	2.528.546
Agosto	1101,26	0,31815	96,2073	26.258,28	2.535.693
Septiembre	1103,32	0,31815	96,2178	21.553,17	2.081.759
Octubre	1107,54	0,31815	96,39735	21.553,17	2.085.633
Noviembre	1115,81	0,31815	103,2696	16.045,48	1.663.231
Diciembre	1121,73	0,31815	103,3631	16.045,48	1.664.737
Total				249.920,03	24.527.659

Por lo tanto, se supone que el costo anual en cada año será una proyección lineal del costo que se obtuvo para el año 1 y para el año 20, obteniéndose los costos anuales que se observan en la Tabla 5.8:

Tabla 5.8: Proyección lineal del costo de energía anual

Año	Costo Energía (\$)
1	18.075.317
2	18.414.914
3	18.754.511
4	19.094.107
5	19.433.704
6	19.773.301
7	20.112.898
8	20.452.495
9	20.792.092
10	21.131.689
11	21.471.286
12	21.810.883
13	22.150.480
14	22.490.077
15	22.829.674
16	23.169.271

17	23.508.868
18	23.848.465
19	24.188.062
20	24.527.659

La otra opción es utilizar un grupo electrógeno de 450 kVA. Para obtener el costo anual de esa opción, se requiere conocer el costo del diesel, el cual viene dado por la cantidad de litros que se utilizarán en un año.

Para conocer la cantidad de litros a utilizar en las 5 horas de no abastecimiento por parte de la central mixta, se observa el consumo medio de litros de diesel por kWh, el cual se obtiene de [18]. Así, en la Tabla 5.9 se observa el consumo de energía anual durante 5 horas diarias, para todos los años y se incluye la cantidad de litros consumidos por kWh:

Tabla 5.9: Consumo anual de diesel para 5 horas diarias

Año	Tasa de Crecimiento Demanda (%)	Energía Anual (kWh)	Energía Anual 5 horas Diarias (kWh)	Consumo Medio (Lts/kWh)	Consumo Anual 5 horas Diarias (Lts)
1	30,6	930.593	193.874	0,272	52.734
2	4	967.817	201.628	0,272	54.843
3	1,2	979.430	204.048	0,272	55.501
4	1,2	991.184	206.497	0,272	56.167
5	1,2	1.003.078	208.975	0,272	56.841
6	1,2	1.015.115	211.482	0,272	57.523
7	1,2	1.027.296	214.020	0,272	58.213
8	1,2	1.039.624	216.588	0,272	58.912
9	1,2	1.052.099	219.187	0,272	59.619
10	1,2	1.064.724	221.818	0,272	60.334
11	1,2	1.077.501	224.479	0,272	61.058
12	1,2	1.090.431	227.173	0,272	61.791
13	1,2	1.103.516	229.899	0,272	62.533
14	1,2	1.116.758	232.658	0,272	63.283
15	1,2	1.130.160	235.450	0,272	64.042
16	1,2	1.143.721	238.275	0,272	64.811
17	1,2	1.157.446	241.135	0,272	65.589
18	1,2	1.171.335	244.028	0,272	66.376
19	1,2	1.185.391	246.957	0,272	67.172
20	1,2	1.199.616	249.920	0,272	67.978

Con el consumo de litros anuales y el costo del diesel promedio por año, se puede determinar el costo total anual de utilizar el grupo electrógeno durante las horas no abastecidas, como se puede observar en la Tabla 5.10:

Tabla 5.10: Costo total anual de la opción con grupo electrógeno

Año	Consumo Anual 5 horas Diarias (Lts)	Costo Diesel (\$/lt)	Costo Total (\$)
1	52.734	662,24	34.922.298
2	54.843	687,49	37.703.974
3	55.501	711,56	39.492.333
4	56.167	734,37	41.247.411
5	56.841	756	42.971.853
6	57.523	776,02	44.639.129
7	58.213	795,21	46.291.914
8	58.912	813,22	47.908.423
9	59.619	829,79	49.471.210
10	60.334	845,12	50.989.790
11	61.058	859,21	52.461.981
12	61.791	872,06	53.885.540
13	62.533	883,67	55.258.170
14	63.283	894,04	56.577.512
15	64.042	903,17	57.841.149
16	64.811	911,06	59.046.601
17	65.589	917,71	60.191.324
18	66.376	923,12	61.272.713
19	67.172	927,29	62.288.093
20	67.978	930,22	63.234.726

Como se puede apreciar de las Tablas 5.8 y 5.10, es más conveniente económicamente utilizar la red eléctrica para las horas no abastecidas por la central mixta, pues poseen un costo menor en todos los años.

También existe un costo por restauración de los equipos, el cual se paga una sola vez en la mitad de la vida útil del proyecto, es decir, al año 10. Generalmente, este costo es del orden del 10% de la inversión, por lo que sería un costo de \$12.341.242.

5.4. Ingresos

Los ingresos que se tienen con una central de este estilo son los ingresos por venta de energía, por potencia firme, por bonos de carbono y por multa de Ley ERNC, si la central estuviera conectada a la red.

5.4.1. Bonos de Carbono

Para este proyecto, se que encuentra aislado de la red, se utilizan sólo los bonos de carbono, los que se basan en un pago por las Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero CERs (Certified Emission Reductions). El CER es la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente, los que se generan en la etapa de ejecución del proyecto y se extienden una vez acreditada dicha reducción. Estos bonos de carbono fueron introducidos en el Protocolo Kyoto de 1997 [45].

Desde el 2008 a la fecha, el pago por bonos de carbono ha disminuido desde 23 EUR a 4 EUR. En esta memoria se usará un precio referencial de 2 USD/MWh [42], por lo que se tendrá un precio referencial de 0,002 USD/kWh.

Así, se tiene que la energía generada es de 5.743.182 kWh, lo que se calcula obteniendo la suma de la potencia generada con la central eólica y la central fotovoltaica. Este valor no variará con los años, a no ser que se saque de operación algunos aerogeneradores o algunos paneles, lo que no está contemplado.

Con este valor, el precio anual por bonos de carbono por la energía generada es el que se muestra en la Tabla 5.11:

Tabla 5.11: Precio anual por bonos de carbono

Energía (kWh)	Precio por Bonos de Carbono (USD)	Precio por Bonos de Carbono (CLP) ²²
5.743.182	11.486	5.926.916

5.4.2. Potencia Firme

La potencia firme, si bien no se puede utilizar en este proyecto, el un valor fijado por la CNE que tiene la siguiente ecuación para centrales eólicas:

$$PF = P_i \cdot FP \cdot 0,7 \cdot 0,95 \quad (5.3)$$

²² Valor USD = 515,995872 CLP al 5 de noviembre de 2013.

Donde, PF: Potencia Firme, Pi: Potencia instalada, FP: Factor de Planta.

El factor de planta es la razón entre la energía generada en un año por una central y la energía generada si la central entregara potencia nominal todo el año, lo que se puede representar en la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{\text{Energía generada anual}}{Pi \cdot 8760} \quad (5.4)$$

Generalmente, para las centrales eólicas este factor es igual a 30%, pues no tienen una generación constante. Sin embargo, al implementarse una central mixta, se obtiene un factor de planta muy cercano a 1.

En la Tabla 5.12 se aprecia el factor de planta anual de la central mixta, utilizando una potencia instalada nominal de 225 kW por aerogenerador y una potencia instalada nominal de 195 W por panel (tomándose en cuenta que se utilizan 3 aerogeneradores y 1340 paneles), lo que resulta en una potencia instalada de 936,3 kW en total:

Tabla 5.12: Factor de planta anual de la central mixta

Energía Generada (kWh)	Potencia Instalada (kW)	Factor de Planta
5.743.182	936,3	0,70021829

Por lo que la potencia firme tiene el siguiente valor:

$$PF = 936,3 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,95 = 435,85 \quad (5.5)$$

Se puede considerar un precio por potencia firme de 8 USD/kW/mes [42], lo que da un valor de 41.841,6 USD. Por lo que el valor en CLP es de \$21.590.093.

5.5. Estimación de Indicadores Económicos

Para determinar el VAN se utiliza la inversión, los costos de operación y mantenimiento y los ingresos.

Los indicadores económicos a utilizar son los siguientes [46] [15]:

$$- \quad VAN = \sum_1^n \frac{V_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad (5.6)$$

Donde el VAN (valor actual neto) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (V_i), originados por una inversión (I_0). El procedimiento se realiza para un cierto número de periodos (n), con una tasa de descuento (r).

$$- \quad VAC = I_0 + \sum_1^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad (5.7)$$

Donde el VAC (valor actual de costos) es parecido al VAN, pero corresponde a una valorización actualizada de los costos (C_i) y la inversión (I_0), para un cierto número de periodos (n), con una tasa de descuento (r).

$$- CAE = (VAC - I_0) \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (5.8)$$

Donde el CAE (costo anual equivalente) es un valor que entrega el valor actual de los costos, asumiendo que para todos los periodos es idéntico.

$$- CME = \frac{CAE}{12} \quad (5.9)$$

Donde el CME (costo medio equivalente) es igual al CAE, pero mensual.

Al realizar la estimación, se obtuvieron los indicadores económicos que se muestran en la Tabla 5.13, con una tasa de descuento de 10% [18]:

Tabla 5.13: Indicadores económicos con tasa de descuento del 10%

Indicador	Resultado (\$)
VAN	-1.728.862.332
VAC	1.779.321.509
CAE	64.038.669
CME	5.336.556

Este resultado de VAN considera que no hay venta por energía.

Si se cambia la tasa de descuento a un 14%, se obtienen los resultados de la Tabla 5.14:

Tabla 5.14: Indicadores económicos con tasa de descuento del 14%

Indicador	Resultado (\$)
VAN	-1.616.531.164
VAC	1.655.785.902
CAE	63.665.012
CME	5.305.418

De esta tabla se observa que es relativamente mejor una tasa de descuento mayor. Sin embargo, para ambos valores de tasa de descuento se tiene un VAN muy negativo, por lo que para que este proyecto sea rentable, se requiere de un préstamo o un subsidio por parte del estado.

5.6. Situación Actual y Comparación

La situación actual para el poblado es comprar energía a la empresa ELECDA con los costos señalados anteriormente puestos por dicha empresa.

Los costos en el año 1 y el año 20 para el pueblo con su situación actual, considerando que se abastece las 24 horas del día todos los días del año, se muestran en la Tabla 5.15:

Tabla 5.15: Costos de energía en situación actual para el año 1

Mes	Costo Fijo (\$/mes)	Cargo Único por Uso del Sistema Troncal (\$/kWh)	Energía Base (\$/kWh)	Energía (kWh)	Costo Total (\$)
Noviembre 2012	1062,673	0	98,352	59.746,37	5.877.237
Diciembre 2012	1068,318	0	98,441	59.746,37	5.882.560
Enero 2013	1059,803	0	92,901	59.746,37	5.551.557
Febrero 2013	1063,164	0	93,023	59.746,37	5.558.849
Marzo 2013	1066,006	0	94,949	59.746,37	5.673.924
Abril 2013	1060,65	0	94,983	80.254,57	7.623.881
Mayo 2013	1050,252	0	91,534	130.365,79	11.933.953
Junio 2013	1042,712	0	91,298	130.365,79	11.903.179
Julio 2013	1042,831	0	91,367	130.365,79	11.912.174
Agosto 2013	1048,817	0	91,626	130.365,79	11.945.945
Septiembre 2013	1050,783	0,303	91,636	80.254,57	7.379.576
Octubre 2013	1054,801	0,303	91,807	80.254,57	7.393.303
Total				1.060.958,70	98.636.137

Asimismo, los costos para el año 20, se muestran en la Tabla 5.16:

Tabla 5.16: Costos de energía en situación actual para el año 20

Mes	Costo Fijo (\$/mes)	Cargo Único por Uso del Sistema Troncal (\$/kWh)	Energía Base (\$/kWh)	Energía (kWh)	Costo Total (\$)
Enero	1112,79315	0,31815	97,54605	77.018,32	7.538.449
Febrero	1116,3222	0,31815	97,67415	77.018,32	7.548.319
Marzo	1119,3063	0,31815	99,69645	77.018,32	7.704.076
Abril	1113,6825	0,31815	99,73215	103.455,20	10.351.838
Mayo	1102,7646	0,31815	96,1107	126.039,73	12.154.969
Junio	1094,8476	0,31815	95,8629	126.039,73	12.123.729
Julio	1094,97255	0,31815	95,93535	126.039,73	12.132.860
Agosto	1101,25785	0,31815	96,2073	126.039,73	12.167.143
Septiembre	1103,32215	0,31815	96,2178	103.455,20	9.988.250

Octubre	1107,54105	0,31815	96,39735	103.455,20	10.006.829
Noviembre	1115,80665	0,31815	103,2696	77.018,32	7.979.271
Diciembre	1121,7339	0,31815	103,36305	77.018,32	7.986.474
Total				1.199.616,15	117.682.207

Por lo tanto, la proyección de los costos para 20 años más, se muestra en la Tabla 5.17:

Tabla 5.17: Proyección de costos de energía en situación actual

Año	Costo Energía (\$)
1	98.636.137
2	99.638.562
3	100.640.986
4	101.643.411
5	102.645.836
6	103.648.261
7	104.650.685
8	105.653.110
9	106.655.535
10	107.657.960
11	108.660.384
12	109.662.809
13	110.665.234
14	111.667.659
15	112.670.083
16	113.672.508
17	114.674.933
18	115.677.358
19	116.679.782
20	117.682.207

Como se puede apreciar, los costos anuales de la situación actual del poblado son superiores a los costos anuales de la situación con la central mixta, sin tomar en cuenta la inversión, por lo que un préstamo o un subsidio harían que el proyecto fuese conveniente a una proyección de 20 años. Además, si se realizara un análisis de sensibilidad incluyendo distintas formas de implementar la central mixta, se tendrían, probablemente, mejores indicadores económicos.

Para realizar el análisis de sensibilidad, se requiere probar distintas opciones de aerogeneradores, vale decir, de distintas potencias y distintos fabricantes, lo que cambiaría el dimensionamiento de los paneles, con los que también se podrían probar diferentes opciones, es decir, de distintas

potencias y distintos fabricantes. Así, se podrían tener variadas opciones con diferentes resultados de indicadores económicos, lo que ayudaría a tener mejores posibilidades para la implementación de la central mixta.

5.7. Comentarios

Según los datos obtenidos de la evaluación económica, la central mixta fotovoltaica-eólica sería conveniente si se amortiguara el costo de inversión mediante un préstamo o un subsidio del estado, pues los datos obtenidos permiten demostrar que los costos en los que se incurre en la situación actual son superiores a los costos de la situación con la central mixta.

6. Conclusiones

6.1. Revisión del Trabajo Realizado

En este trabajo se abordó el tema de maximizar el aprovechamiento de las energías renovables eólica y solar fotovoltaica, mediante el dimensionamiento de una central mixta en un lugar adecuado, donde estos recursos fueran elevados y, en lo posible, complementarios.

Para ello, primero se revisaron diversos aspectos de las energías eólica y solar fotovoltaica, se expusieron las características y generalidades de las centrales que utilizan estas energías y se destacaron las particularidades de una central mixta, que posee características relacionadas con ambas energías.

Luego, se determinó un lugar propicio donde ambos tipos de energía fueran de elevada magnitud, para realizar el emplazamiento de la central mixta. Se escogió como lugar óptimo a San Francisco de Chiu Chiu, una localidad cercana a Calama, pues se concluyó del estudio que la zona de Calama posee las mejores condiciones en cuanto a radiación solar y potencial eólico durante todo el año; en efecto, estas se complementan, pues en los meses de invierno en que la radiación es baja, las velocidades de viento son elevadas.

Se supuso que la central mixta trabajará aislada del Sistema Interconectado (SI), lo cual no significa que no pueda trabajar conectada a la red para poder entregar energía al SI, si eventualmente así se quisiera.

Para realizar el dimensionamiento de la central mixta, se utilizó un estudio del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM), donde se realizó una medición de curvas de demanda del poblado de Ollagüe para proyectar un abastecimiento mediante una central solar fotovoltaica. Con este antecedente, se supuso en esta memoria que las curvas de demanda de Ollagüe son similares a las curvas de demanda de San Francisco de Chiu Chiu, pues son pueblos parecidos en población, ubicación y consumo. Se estimó que la magnitud de la demanda de Chiu Chiu es del orden del doble de la demanda de Ollagüe, pues posee el doble de habitantes que esta última.

Se dimensionó la central mixta realizando por separado los dimensionamientos de ambas centrales. Primero, se determinó el diámetro del rotor de los dos aerogeneradores a utilizar en la central eólica, suponiendo que ésta entrega la totalidad de la mayor demanda del poblado, quedando así un porcentaje de demanda no abastecida en algunos horarios debido a la variabilidad del viento. Luego, con esta diferencia de potencia se determinó el número de módulos fotovoltaicos que se necesitan en la central fotovoltaica, obteniéndose que se requieren 1.340 módulos. Para ambos dimensionamientos se utilizaron, fundamentalmente, las ecuaciones que rigen la potencia generada en ambos casos, es decir, las ecuaciones (2.16) y (2.18).

Finalmente, terminado el dimensionamiento de la central mixta, se procedió a realizar la evaluación económica de ésta para verificar la conveniencia del proyecto, determinando la inversión, los costos de operación y mantenimiento y los ingresos de la central mixta, para poder comparar con la situación actual del poblado, que corresponde al abastecimiento de demanda mediante ELECDA, empresa distribuidora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

6.2. Resultados Relevantes

Los principales resultados obtenidos del proyecto son los siguientes:

- Se comprobó que el lugar óptimo para el emplazamiento de la central mixta es Calama, pues posee mejores niveles de radiación solar y potencial eólico, según los programas Explorador Solar y Explorador Eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, por lo que se escogió el poblado de San Francisco de Chiu Chiu como lugar definitivo para el eventual emplazamiento de la central mixta, ya que se encuentra cercano a Calama y, por lo tanto, posee buenas características de radiación solar y potencial eólico.
- Se determinó que se requieren 3 aerogeneradores de diámetro de rotor de 27 metros cada uno para la central eólica y 1.340 módulos fotovoltaicos para la central fotovoltaica, mediante los cuales se puede abastecer la demanda del poblado entre las 01 hrs. y las 18 hrs., todos los días del año. Sin embargo, entre las 18 hrs. y las 01 hrs., no se logra abastecer la totalidad de la demanda, pues entre esas horas, el viento y la radiación solar bajan simultáneamente en intensidad.
- Se verificó que se necesita de una inversión de 1.200 millones de pesos, aproximadamente, donde se incluyen todos los equipos que forman parte de la central mixta; de un costo de operación anual de 18 a 24 millones de pesos, aproximadamente, donde se incluye el costo de energía abastecida por la red eléctrica mediante la empresa ELECDA durante 5 horas diarias; y de un costo de mantenimiento de 43 millones de pesos, aproximadamente.
- Se concluyó que el proyecto es factible y conveniente en el poblado, si se considera un préstamo o un subsidio por parte del gobierno, pues los costos son menores que los costos de la situación actual proyectada a 20 años. Además, se determinó que un análisis de sensibilidad que permita variar las opciones de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, ayudaría a tener mejores posibilidades para la implementación de la central mixta.

6.3. Análisis de Resultados

En base a los resultados obtenidos, se puede concluir:

- i) Primeramente, el lugar seleccionado no es precisamente un lugar óptimo, pues entre las 18 hrs. y las 01 hrs. no se logró abastecer al pueblo con la totalidad de su demanda. El problema radicó en que, entre esas horas, el viento y la radiación solar no eran complementarios, pues ambos decrecían, por lo que se debería buscar un lugar más apropiado, realizando una búsqueda más inquisitiva del lugar, probando hora por hora la complementariedad de ambos recursos.
- ii) Con la solución actual, existe potencia entregada por la central mixta que no es utilizada, ya que se genera más potencia de lo que demanda el poblado. Si esta fuera una central mixta conectada a la red, esta diferencia a favor de potencia suministrada por la central sería aprovechada por el SING y por el poblado, pues se estaría inyectando energía al Sistema, con lo cual se podrían amortizar los costos de inversión y de operación y mantenimiento.
- iii) Es importante señalar que si se intentara abastecer al poblado con una central eólica o fotovoltaica simple, se necesitarían más equipos para la misma cantidad de demanda, por lo que esta solución mixta, sin duda, es la más conveniente.

Lo anteriormente expuesto, se puede corroborar mediante el siguiente análisis (que está relacionado con el factor de planta de la central):

Si se determinan las horas de operación anual de la central eólica se obtienen 8640 hrs. (de las 8760 hrs. del año). Esto se debe a que el aerogenerador seleccionado tiene una velocidad de arranque de 3,5 m/s y existen 120 días en los cuales deja de trabajar una hora diaria (10 A.M.), pues allí la velocidad del viento es menor a ese valor (esto ocurre en los meses de Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero). Si la velocidad de arranque del aerogenerador fuese mayor, como en la mayoría de los casos, las horas de funcionamiento serían aun menores. Para el caso de la central fotovoltaica las horas de operación al año son 4015, pues los módulos fotovoltaicos reciben radiación durante 11 horas al día todo el año, aproximadamente, por lo que en las horas restantes no se tiene generación de potencia por parte de la central fotovoltaica.

En cambio, las horas de operación conjunta de la central mixta son las 8760 horas que posee el año. Esto se explica, ya que ambas centrales se complementan y en las horas en que una deja de funcionar la otra sigue suministrando energía y viceversa. Esto variará, sin embargo, si se detiene la central para mantención o algún imprevisto, lo que también ocurriría con las centrales simples, por lo que las horas de operación disminuirían.

Así, se concluye que una central mixta, en los lugares donde se pueda emplazar y donde los recursos así lo permitan, siempre es mejor y más conveniente que una central eólica o fotovoltaica por sí sola.

- iv) La evaluación económica del proyecto arrojó que conviene realizarlo (sólo si se subsidia la inversión a través del gobierno o a través de un préstamo), pues los costos proyectados a 20 años de la situación actual del poblado, es decir, de suministro mediante la compañía ELECDA, son mayores a los costos obtenidos de la evaluación económica del proyecto de la central mixta a los mismos 20 años. Esto, si se utiliza la red eléctrica de la empresa distribuidora ELECDA en los horarios de bajo suministro eléctrico por parte de la central mixta. En cambio, si se utiliza un grupo electrógeno para tales fines, los costos aumentan y la diferencia es mínima en comparación a la situación actual, por lo que no convendría.
- v) Todos los precios señalados en este trabajo son aproximados y podrían variar por diversas razones, por lo que también cambiaría este análisis económico.

6.4. Sugerencias para Trabajo Futuro

Como trabajo futuro para este proyecto, se recomienda buscar un lugar con mejores condiciones de complementariedad entre la radiación solar y el potencial eólico. Por ejemplo, existe un lugar en el Sur de Chile, llamado Tinguiririca, que podría tener estas características, por lo que convendría realizar el mismo procedimiento de este trabajo de título para esa localidad y determinar si, efectivamente, se cumple el objetivo de abastecer en todo momento al poblado con la central mixta. En general, esta situación ideal puede ser posible, si se encuentra un lugar donde se tengan elevadas velocidades de viento entre las 18 horas y las 01 horas, que es el horario donde la radiación solar es muy baja o nula para poder ser utilizada por los paneles solares y entregar energía.

Se cree que este lugar (Tinguiririca) podría poseer tales características, ya que en el Explorador Eólico se obtuvo el siguiente régimen de viento a una altura de 26 metros:

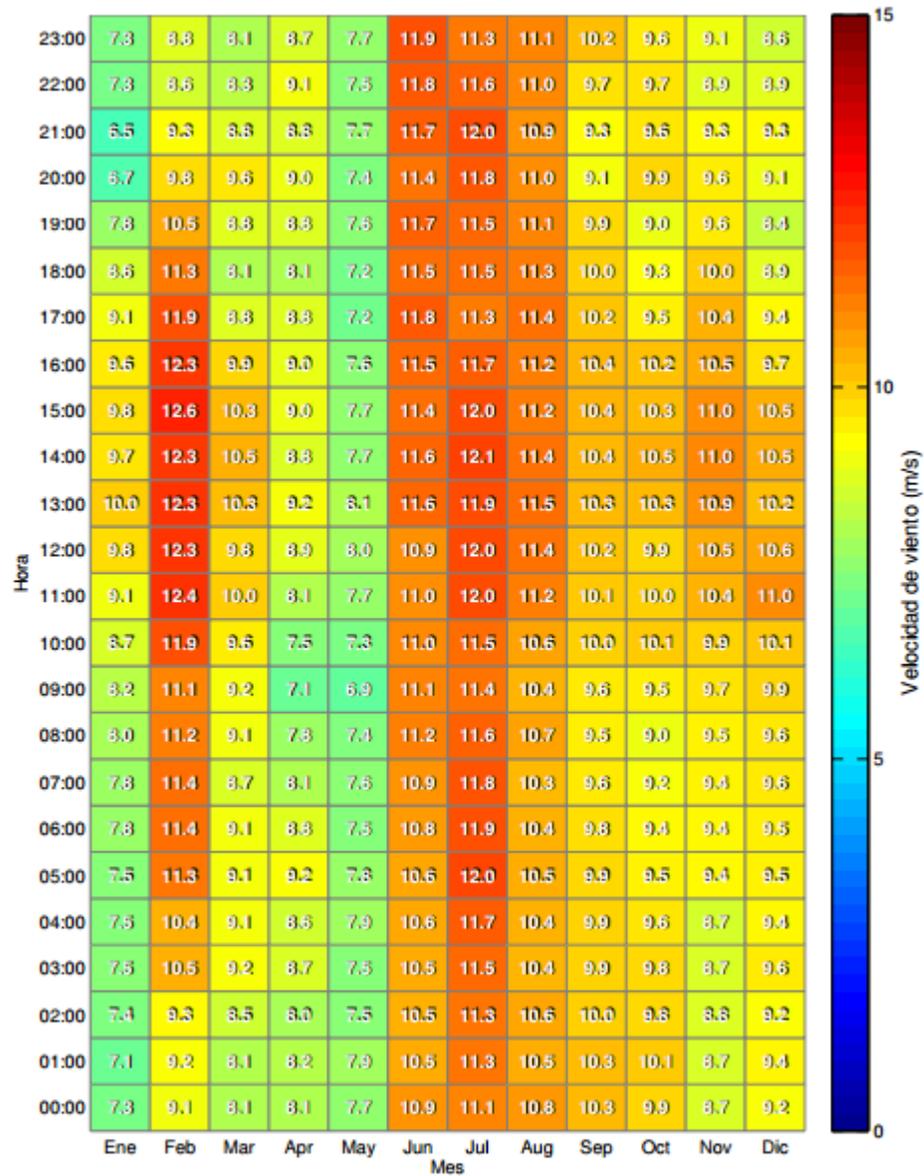


Figura 6.1: Velocidad de viento de Tinguiririca a 26 metros de altura

En la imagen anterior se puede observar que, prácticamente, en todas las horas del mes, la velocidad del viento es mayor a 5,5 m/s, por lo que se podría suponer que este lugar cuenta con condiciones adecuadas para una central mixta.

6.5. Comentarios Finales

Se cree que con este trabajo de título se aporta a la sociedad en materia de generación de energía renovable con recursos naturales, ampliando el tema de las centrales mixtas, no muy bien abordado en términos prácticos aún.

Se considera indispensable crear conciencia en la humanidad sobre los temas de generación de energía con recursos naturales disponibles en el mundo, como el viento (energía eólica), el Sol (energía solar), los mares (energía undimotriz y mareomotriz) y los volcanes (energía geotérmica), entre otros.

Particularmente, se hace indispensable que estos temas sean abordados y estudiados por ingenieros de Chile, país privilegiado por poseer en abundancia todos los recursos naturales mencionados, gracias a su ubicación geográfica. En este contexto, Chile debería llegar a ser líder en el tema de generación de energías renovables no convencionales. En esa línea, se espera que este trabajo de título sea un aporte relativamente importante.

7. Referencias

- [1] “Los Paneles Solares Fotovoltaicos”, Sitiosolar.com. [Online].
<http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm>
- [2] “Paneles Fotovoltaicos”, Textos Científicos. (Octubre, 2012). [Online].
<http://www.textoscientificos.com/energia/paneles-fotovoltaicos>
- [3] Juan Carlos Jiménez López, “Paneles o Módulos Fotovoltaicos, Componentes de una Instalación Fotovoltaica”, La Energía Solar en Internet. [Online].
<http://oretano.iele-ab.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>
- [4] “Centrales Fotovoltaicas”, Energías Renovables. (Septiembre, 2009). [Online].
<http://www.renovables-energia.com/2009/09/centrales-fotovoltaicas/>
- [5] Dan Daniel and Cynthia Newcomer, “Wind Speed and Wind Energy, Wind Energy”, Energy Bible. (2012). [Online].
http://energybible.com/wind_energy/wind_speed.html
- [6] “Aerogeneradores, Energía del Viento”. [Online]. <http://www.aerogeneradores.com/>
- [7] “Aerogeneradores”, Wikipedia. [Online]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador>
- [8] Ricardo A. Bastianon, "Cálculo y Diseño de la Hélice Óptima para Turbinas Eólicas". (Marzo, 2008). [Online].
https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CC4QFjAA&url=http%3A%2F%2Fkimerius.com%2Fapp%2Fdownload%2F5780663477%2FC%2525C3%2525A1lculo%2525B%2525C3%2525B1o%2525Bde%2525Bla%2525Bh%2525C3%2525A9lice%2525B%2525C3%2525B3ptima%2525Bpara%2525Bturbinas%2525Be%2525C3%2525B3licas.pdf&ei=ZWV6Ut7YBqHM sQSDIILgCQ&usq=AFQjCNH2ageQV6jB_mWPpg5fSR_kdH2Sww&sig2=bu7e6loA1OK5a5iZrxgVFQ&bvm=bv.55980276,d.cWc
- [9] Jorge Romo López, “Diseño de un Generador de Inducción de Jaula de Ardilla para un Aerogenerador Conectado a la Red”, Curso EL5004 Taller de Diseño, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. (2012).
- [10] Julián Colmenares Ruiz, “La Importancia de la Energía”, Blog El Problema Energético. (Mayo, 2011). [Online].
<http://elproblemaenergetico.blogspot.com/2011/05/en-las-centrales-eolicas-o-parques.html>
- [11] “2013 Wind and Solar Energy Conference”, Iowa Energy Center. (Marzo, 2013). [Online].
<http://www.iowaenergycenter.org/news/2013-wind-and-solar-energy-conference/>

- [12] “Dimensionamiento de Centrales Fotovoltaicas, Eólicas o Mixtas (DIAFEM)”, Agencia Andaluza de la Energía, Consejería de Economía, Innovación y Ciencia. [Online]. <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Diafem/jsp/DatosInstalacion.jsp>
- [13] Luis Hernández y Miguel Zapatero, "Estudio de una Instalación Mixta, Fotovoltaica y Eólica, Aplicada a una Casa Rural", Universidad de Valladolid. Proyecto Fin de Carrera (Ingeniero Técnico Industrial, Electrónica Industrial). (Septiembre, 2012). [Online]. <http://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/2019/1/PFC-P%2038%3B%2039.pdf>
- [14] Israel Blanco Sardinero, “Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red sobre la Azotea de una Nave Industrial”, Proyecto Fin de Carrera (Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad), Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid. [Online]. http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6063/PFC_Israel_Blanco_Sardinero.pdf?sequence=1
- [15] Alejandro Abarzúa Martínez, “Aspectos de Diseño de Generadores Síncronos de Flujo Axial para la Aplicación en Aerogeneradores”. Memoria (Ingeniero Civil Electricista). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile. (Junio, 2012).
- [16] Alfredo Jesús Paredes Guerra, Diseño de Centrales Eólicas, Mecanotecnia Blogspot [Online]. <http://mecanotecnia.blogspot.com/2011/10/disenode-centrales-eolicas.html>
- [17] “Radiación Solar”, Wikipedia. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar
- [18] Alejandra Molina y Roberto Rondanelli, “Explorador del Recurso Solar en Chile”, Documentación y Manual de Uso, Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. (2012). [Online]. http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/info/Documentacion_Explorador_Solar.pdf
- [19] “Florida Solar Energy Center”. [Online]. <http://www.fsec.ucf.edu/en/>
- [20] Potencial Solar de Chile, Central Energía, Central de Información y Discusión de Energía en Chile. [Online]. <http://www.centralenergia.cl/2010/10/12/potencial-solar-de-chile/>
- [21] Rafael Alejo García-Mauricio, “Centrales Eólicas (1ª Parte)”, Centrales Eléctricas. [Online]. <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4a.html>
- [22] Joaquín Baraño, “Potencial Eólico de Chile”, Central Energía, Central de Información y Discusión de Energía en Chile. (Octubre, 2010). [Online]. <http://www.centralenergia.cl/2010/09/27/potencial-eolico-de-chile/>

- [23] “Explorador de Energía Solar”. Software Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. [Online]. <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>
- [24] “Ministerio de Energía”. [Online]. <http://www.minenergia.cl/>
- [25] “Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH”. [Online]. <http://www.giz.de/en/>
- [26] “Departamento de Geofísica”, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. [Online]. <http://www.dgf.uchile.cl/>
- [27] “El Explorador Eólico 2012”, Descripción y Manual de Uso, Geofísica, Universidad de Chile. (2012). [Online]. http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/info/Documentacion_Explorador_Eolico_V_2_Full.pdf
- [28] “Explorador de Energía Eólica”, Software Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. [Online]. <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>
- [29] “Calama”, Wikipedia. [Online]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Calama>
- [30] “Taltal”, Wikipedia. [Online]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Taltal>
- [31] “Vicuña”, Wikipedia. [Online]. [http://es.wikipedia.org/wiki/Vicu%C3%B1a_\(Chile\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Vicu%C3%B1a_(Chile))
- [32] “San Francisco de Chiu Chiu”, Wikipedia. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/San_Francisco_de_ChIU_ChIU
- [33] “Toconao”, Wikipedia. [Online]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Toconao>
- [34] “Ollagüe”, Wikipedia. [Online]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Ollag%C3%BCe>
- [35] “ACSA-A27/225 kW”, ACSA Aerogeneradores Canarios, S.A. [Online]. http://www.acsaeolica.com/es/productos_aerogeneradores.htm
- [36] “WTN 200”, Wind Technik Nord. [Online]. http://www.windtechniknord.de/Prospekte/WTN_200_ital_mail.pdf
- [37] “V25 200-30”, Vestas. [Online]. <http://www.kulak.com.pl/Wiatraki/pdf/vestas%20v25.pdf>
- [38] “Empresa TAB”. [Online]. <http://tab.com.es/modFot.aspx>
- [39] “Empresa SunFileds.” [Online]. <http://www.sfe-solar.com/distribucion-venta-modulos-fotovoltaicos/ranking-comparativo-paneles/>
- [40] “Empresa AhorroSolar”. [Online]. http://www.ahorrosolar.es/category.php?id_category=6

- [41] “Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile”, Registro Solarimétrico, CNE/PNUD/UTFSM, (2008). [Online]. <http://www.slideshare.net/foroenergias/registro-solarimetrico-2862262>
- [42] Alexander Wulf Vilina, “Metodología para Proyectos de Centrales Eolo-Eléctricas con Generador Doblemente Alimentado”. Memoria (Ingeniero Civil Electricista). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile. (Junio, 2012).
- [43] “Conoce tu Boleta y Tarifas”, Cliente Hogar, Elecda. [Online]. <http://www.elecda.cl/clienteHogar/Paginas/InformaciondetuBoletayTarifas.aspx#2>
- [44] “Tarifas Suministro Eléctrico”, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). [Online]. http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3417541,33_3421567&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [45] “Bonos de Carbono”, ProChile, Exportadores Chilenos, Gobierno de Chile. [Online]. <http://www.prochile.gob.cl/sustentabilidad/bonos-de-carbono/>
- [46] “Valor Actual Neto”, Wikipedia. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto