



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

ESTUDIO DE LA CONFIGURACIÓN DEL MODELO WRF PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIALES EÓLICOS EN LA REGIÓN DE AYSÉN

POR

NÉSTOR RODOLFO SOTO DELIS

Tesis presentada a la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Geofísico

Profesor Guía:

Dr. Hector Hito Andrés Sepúlveda Allende

Mayo, 2020
Concepción, Chile

©2019 NÉSTOR RODOLFO SOTO DELIS

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

ESTUDIO DE LA CONFIGURACIÓN DEL MODELO
WRF PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIALES
EÓLICOS EN LA REGIÓN DE AYSÉN

POR

NÉSTOR RODOLFO SOTO DELIS

Habilitación Profesional
para optar al Título de Geofísico

Profesora Guía:

Dr. Hector Hito Andrés Sepúlveda Allende

Comisión Evaluadora:

Dr. Dante Róbinson Figueroa Martínez

Dr. Osvaldo Enrique Artal Arrieta



Fondecyt
Fondo Nacional de Desarrollo
Científico y Tecnológico

Mayo, 2020

“Lo más maravilloso de la ciencia es que está viva.”

-Richard Feynmann

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos, por apoyarme en todo momento.

A mi profesor guía, Andrés Sepúlveda, por su paciencia, preocupación, su constante ayuda y múltiples consejos.

A mis amigos y compañeros de la sala de tesis, mención especial para Rodrigo, Andrés, Isadora y Vanessa.

A los amigos que me regaló la carrera.

Al proyecto FONDECYT N°1181155 “A near-surface wind field climatology for Marine Energy assessment in Western Patagonia”. y su director, Cristian Mattar, por el financiamiento de esta tesis y la oportunidad de desarrollarla.

Al NLHPC por el espacio que proporcionaron en Leftraru para el desarrollo de esta tesis. **“Powered@NLHPC: Esta tesis fue parcialmente apoyada por la infraestructura de supercómputo del NLHPC (ECM-02)”**

RESUMEN

La disposición espacial de la población en la región de Aysén dificulta la distribución de energía eléctrica, impulsando la utilización de combustibles fósiles para la producción energética a nivel local. Una solución a este problema podría ser el uso de aerogeneradores, los cuales aportan energía eléctrica a partir del viento. Un problema a esta solución es la escasez de datos sobre vientos en la región, lo que invita a la búsqueda de métodos alternativos a las mediciones para obtener información de éstos, de esta forma es que los modelos numéricos han tomado fuerza en las prospecciones eólicas. El modelo utilizado en esta investigación es el *Weather Research and Forecasting* (WRF), desarrollando un estudio del impacto de la configuración de éste, para cuatro casos distintos de PBL y SL (Utilizando los parámetros de PBL: YSU, MYJ, MYNN3 y QNSE-EDMF, con su SL respectivo: MM5, ETA, MYNN (5) y QNSE) en la información de vientos de las salidas del mismo, consiguiendo un RMSE de $2.6871 \frac{m}{s}$, r de 0.64 y un cociente de desviación estándar de 0.94 para el caso de la segunda parametrización en el mes de julio como los mejores resultados. Además, se consideran tres variantes de simulación (Reinicio cada 10 días, aumento de niveles verticales del modelo y uso de un distinto modelo de uso de suelos) para encontrar el método que produzca un menor RMSE y mayor correlación con los datos de la estación Repollal, en Melinka y datos de vientos de CCMP, logrando valores de RMSE de $2.6359 [\frac{m}{s}]$ para la segunda variante de simulación con respecto a Repollal 10m y correlación de 0.7 en la misma, con respecto a Repollal 34.6m. Por otro lado, al comparar con datos de CCMP, las correlaciones fueron mayores (sobre 0.8 en Raúl Marín Balmaceda y Repollal, y sobre 0.7 en Puerto Cisnes), aunque existió una amplia sobreestimación de

los datos por parte del modelo en Raúl Marín y Puerto Cines.

Se simularon los meses de enero y julio de 2011 para estudiar el desempeño del modelo con respecto a la variabilidad estacional de los vientos en la región.

Finalmente, estimamos el potencial eólico en distintos sectores de la región utilizando como referencia el aerogenerador Nordex N90/2500. Se obtuvieron diferencias de $75.42 \left[\frac{W}{m^2}\right]$ en densidad de potencia eólica y 15.76 [MWh] en generación mensual para el mejor caso (enero P2 en Repollal).

Índice General

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Índice de Figuras	XV
Índice de Tablas	XIX
1. Introducción	1
1.1. Región de Aysén	1
1.1.1. Contexto energético de la región	2
1.1.2. Topografía de la región	4
1.2. Energía Eólica	5
2. Objetivos e Hipótesis	9
2.1. Objetivos	9
2.1.1. Objetivo General	9

ÍNDICE GENERAL

2.1.2. Objetivos específicos	10
2.2. Hipótesis	10
3. Metodología	11
3.1. Modelo WRF	11
3.1.1. Condiciones Iniciales y Condiciones de Borde	13
3.1.2. Parametrizaciones físicas	13
3.1.3. Dominio	16
3.1.4. Variantes de simulación	17
3.2. Validación	18
3.2.1. Datos de validación	19
3.2.2. Estadísticos a calcular	20
3.3. Cálculo de potenciales eólicos	23
4. Resultados	27
4.1. Parametrizaciones físicas	28
4.2. Variantes de Simulación	34
4.2.1. Validaciones Repollal 10m y 34.6m	35
4.2.2. Comparación CCMP	42
4.3. Cálculo potencial eólico	53
4.3.1. Repollal (datos)	53

ÍNDICE GENERAL

4.3.2. CCMP	57
4.3.3. Distribución espacial del potencial eólico	61
5. Discusión	63
6. Conclusiones	67
Bibliografía	69
Bibliografía	69
A.	73

ÍNDICE GENERAL

Índice de Figuras

1.1. Resultados pregunta ¿Cuál de los siguientes problemas considera usted que es actualmente el principal en temas de energía para la Región?, primera mención, Encuesta de Percepciones, Actitudes y Prácticas de los Ciudadanos de la Región de Aysén (STATCOM, 2016)	3
1.2. Geomorfología, Región de Aysén: Mapa esquemático de las diferentes zonas de importancia geográfica para la Región de Aysén (Börgel, 1983)	5
1.3. Capacidad instalada de energía eólica a nivel global [MW], Wind Energy International (Wind, 2018).	6
3.1. Esquema descriptivo de los componentes de WPS y WRF. Basado en esquema de NCAR (2018)	12
3.2. Dominio establecido para las simulaciones, enmarcado en rojo.	17
3.3. Mapa con los puntos utilizados para la validación, comparación y cálculo de potenciales.	19
3.4. Curva de potencia para aerogenerador Nordex N90/2500 (TWP, Revisado 2020)	26
4.1. Series de tiempo correspondientes al mes de enero de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.	28
4.2. Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.	29

ÍNDICE DE FIGURAS

4.3.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2011.	30
4.4.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de julio de 2011.	31
4.5.	Diagramas de Taylor para el mes de enero (izquierda) y julio (derecha), Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	33
4.6.	Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.	35
4.7.	Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m.	36
4.8.	Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	37
4.9.	Series de tiempo y diagramas de trazos correspondientes al mes de julio de 2011 a 34.6m, mediciones en negro y simulaciones en azul.	38
4.10.	Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 34.6m.	39
4.11.	Diagrama de Taylor para las simulaciones a 34.6m, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	41
4.12.	Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Raúl Marín Balmaceda.	42
4.13.	Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Raúl Marín Balmaceda.	43
4.14.	Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Raúl Marín Balmaceda, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	45
4.15.	Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Puerto Cisnes.	45
4.16.	Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Puerto Cisnes.	47
4.17.	Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Puerto Cisnes, correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	48

ÍNDICE DE FIGURAS

4.18. Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Repollal.	49
4.19. Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Repollal.	50
4.20. Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Repollal, correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.	51
4.21. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para parametrizaciones en Repollal, enero 2011.	53
4.22. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para parametrizaciones en Repollal, julio 2011.	55
4.23. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para variantes de simulación en Repollal, julio 2011.	56
4.24. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Raúl Marín.	57
4.25. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Puerto Cisnes.	59
4.26. Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Repollal (CCMP).	60
4.27. Mapa de potencial eólico medio, enero 2011.	62
4.28. Mapa de potencial eólico medio, julio de 2011.	62
A.1. namelist.wps necesario para inicializar WRF con ERA5.	74
A.2. Vtable necesario para inicializar WRF con ERA5.	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Índice de Tablas

3.1. Parametrizaciones para PBL y SL.	15
3.2. Parámetros fijos utilizados.	16
3.3. Variantes de simulación utilizadas.	18
3.4. Especificaciones técnicas para el aerogenerador Nordex N90/2500 (TWP, Revisado 2020).	25
4.1. Estadísticos calculados para las distintas parametrizaciones en las simulaciones del mes de enero.	32
4.2. Estadísticos calculados para las distintas parametrizaciones en las simulaciones del mes de julio.	33
4.3. Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m.	37
4.4. Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 34.6m.	40
4.5. Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Raúl Marín Balmaceda.	44
4.6. Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Puerto Cisnes.	48

ÍNDICE DE TABLAS

4.7. Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Repollal. . . .	51
4.8. Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de enero de 2011.	54
4.9. Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de julio de 2011.	55
4.10. Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de julio de 2011.	57
4.11. Parámetros de recurso eólico calculados para el punto de validación Raúl Marín y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.	58
4.12. Parámetros de recurso eólico calculados para el punto de validación Puerto Cisnes y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.	59
4.13. Parámetros de recurso eólico calculados para Repollal (CCMP) y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.	61

Capítulo 1

Introducción

1.1. Región de Aysén

La Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo corresponde a una región Chilena comprendida entre la Región de los Lagos y la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (entre los 43.63°S y los 49.27°S , y desde los 71.1°W hasta las aguas territoriales del Océano Pacífico, aproximadamente). Es la tercera más grande del país, con una superficie de 108.494 km^2 , lo que contrasta a su población de 109.317 habitantes (en 2016), ya que ésto la convierte en la región menos poblada de éste. La región de Aysén se divide en 4 provincias (General Carrera, Coyhaique, Capitán Prat y Aysén) y 10 comunas (Aysén, Chile Chico, Cisnes, Cochrane, Coyhaique, Guaitecas, Lago Verde, O'Higgins, Río Ibáñez y Tortel). Estos asentamientos poblacionales se encuentran distantes unos de otros y con difícil conectividad entre ellas, lo que complica

la instalación de grandes centrales eléctricas, e invita a la producción local de energía a baja escala. Los principales sectores productivos de la región son: Acuícola, Forestal, Turismo y Ganadería, por lo que el principal consumo energético viene de los sectores de transporte y residencial. (MINENERGIA, 2017a)

1.1.1. Contexto energético de la región

La matriz energética en Chile se ha modificado para incluir mayor cantidad de fuentes de energías renovables no convencionales. Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su anuario energético del 2018, se tiene que desde el 2008 al 2018 se pasó de un 1 % a un 3 % en producción energética por Biomasa, de un 0 % a un 5 % en Eólica, de un 1 % a un 2 % en Mini Hidráulica de pasada y de un 0 % a un 7 % en Solar (CNE, 2019). De esta manera se ha logrado generar un 43 % de la contribución total en Energías Renovables, ya que a los porcentajes nombrados anteriormente, se les suma un 14 % en Hidráulica de embalse y un 14 % en Hidráulica de pasada.

Esto contrasta con la realidad para los Sistemas medianos de Aysén y Magallanes (SSMM), ya que en éstos la contribución de las energías renovables sigue siendo menor, con un 3 % de energía Eólica y 20 % de Mini Hidráulica de pasada (CNE, 2019). Particularmente en la región de Aysén, se tiene una producción energética del 57,5 % en Petróleo Diesel, 36,1 % en Hidráulica de pasada y sólo un 6.4 % en Eólica.

La “Encuesta de Percepciones, Actitudes y Prácticas de los Ciudadanos de la Región de Aysén” (STATCOM, 2016) señala que los principales problemas del mercado energético en la región son: Altos precios (52 %), Contaminación leña (14 %), Seguridad

de suministro (12%), entre otros (Fig 1.1). Además, se indica que un 25% de la población encuestada cree que el principal desafío para la región es el de incentivar el uso de energías limpias, un 20% el de mejorar la seguridad y calidad del suministro y un 6% el de disminuir la contaminación (MINENERGIA, 2017a). Lo cual podría ser solucionable por medio de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

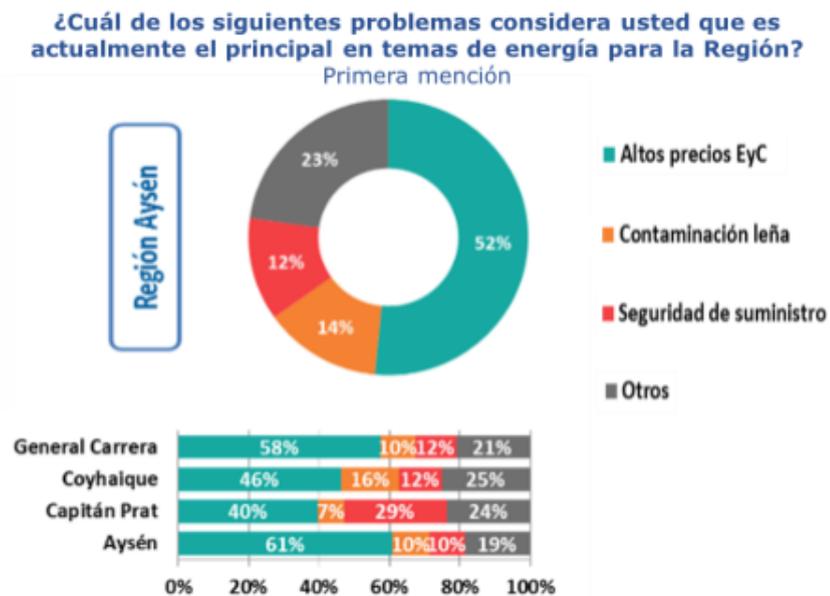


Figura 1.1: Resultados pregunta ¿Cuál de los siguientes problemas considera usted que es actualmente el principal en temas de energía para la Región?, primera mención, Encuesta de Percepciones, Actitudes y Prácticas de los Ciudadanos de la Región de Aysén (STATCOM, 2016)

En términos de generación eléctrica, la región de Aysén el año 2017 poseía una capacidad instalada de aproximadamente 73 MW, considerando tanto los SSMM como los Sistemas Aislados (SSAA). Particularmente en estos últimos, los casos a evaluar en este trabajo son los de Puerto Cisnes (0.89 WM), Raúl Marín Balmaceda (0.29 MW) y Melinka/Repollal (0.64 MW), en los cuales su principal fuente de generación es el petróleo diésel (MINENERGIA, 2017b)

1.1.2. Topografía de la región

La topografía de la región de Aysén se destaca por su morfología de glaciares y su sistema de archipiélagos presente en la zona (BCN, Revisado 2019).

Podemos destacar 3 grandes zonas al dividir el territorio de Este a Oeste.

- Cordillera de los andes: Es el sector donde se encuentran las mayores alturas de la región, los campos de hielo norte y la parte norte de los campos de hielo sur. La altura máxima es de 4058 msnm en el Monte San Valentín. La cordillera tiene contacto directo con el mar a través de canales y fiordos, a diferencia de gran parte del resto del país.
- Valle longitudinal: Correspondería a la depresión media existente en casi todo el país. En el caso de Aysén, ésta se encuentra sumergida debido a la acción del peso de los glaciares en épocas de glaciación, los cuales hundieron el terreno y formaron mares interiores luego de su derretimiento.
- Cordillera de la costa: Al igual que lo sucedido con los valles, la cordillera de la costa en la región de Aysén se encuentra sumergida. Únicamente sus mayores alturas son visibles, formando archipiélagos e islas.

El detalle de la geomorfología se puede observar en la Figura 1.2. La cual podría explicar la afirmación anterior sobre la dificultad de la distribución energética en la zona, además de aumentar posiblemente la dificultad de la modelación numérica de la atmósfera.

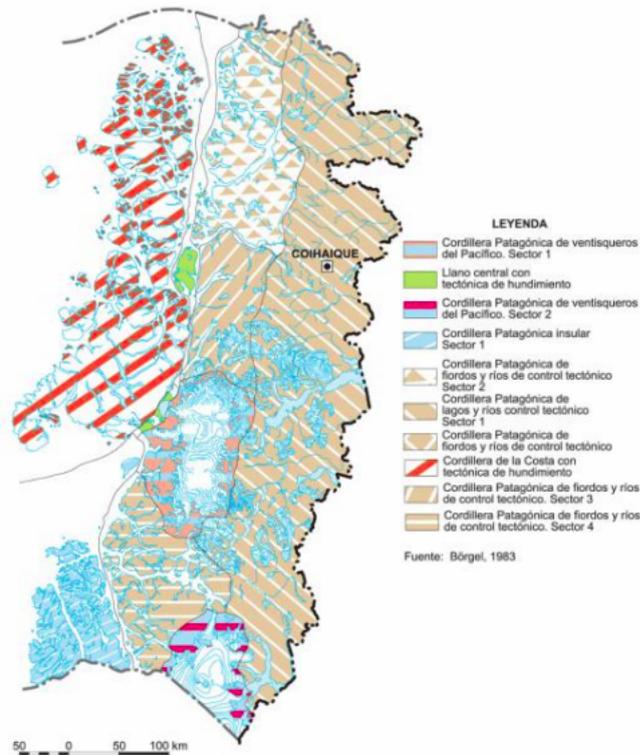


Figura 1.2: Geomorfología, Región de Aysén: Mapa esquemático de las diferentes zonas de importancia geográfica para la Región de Aysén (Börgel, 1983)

1.2. Energía Eólica

La energía eólica es una fuente de ERNC con uno de los crecimientos más rápidos en las últimas décadas, pasando de una capacidad instalada en el mundo de 432.9 GW el 2015 (Sawyer, Rave, 2016; Ye et al., 2017) a una de 598.9 GW al 2018 (Fig. 1.3).

La energía eólica asoma como una buena alternativa al desarrollo de ERNC en la región de Aysén. Un problema que nace con esta fuente de generación energética es la escasez

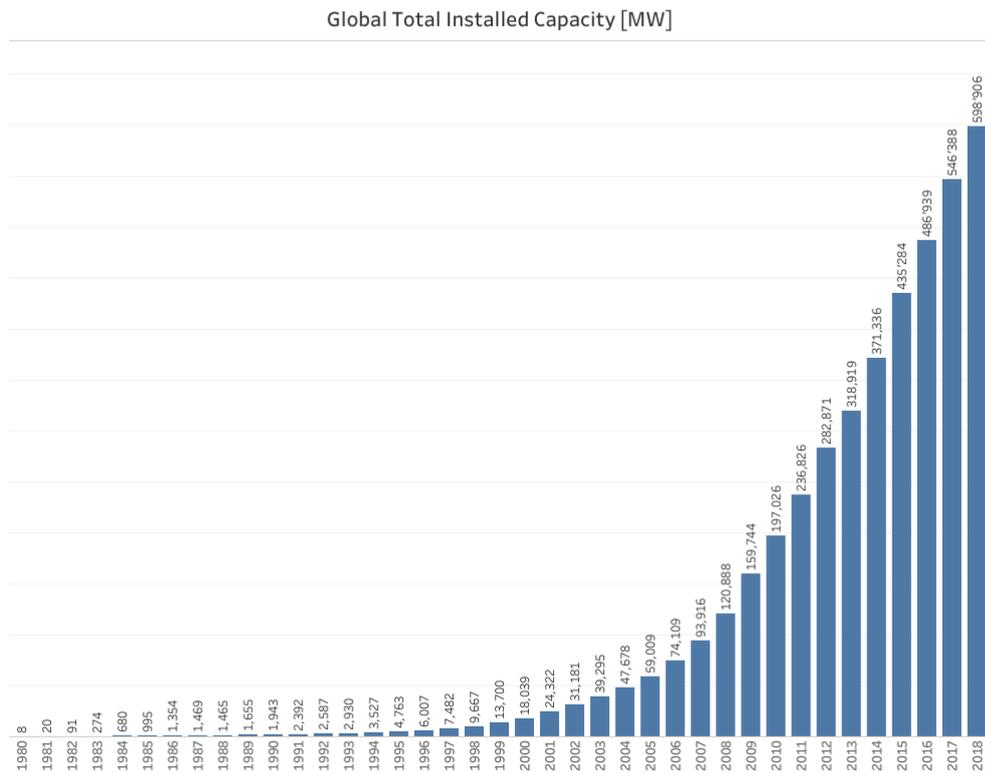


Figura 1.3: Capacidad instalada de energía eólica a nivel global [MW], Wind Energy International (Wind, 2018).

de datos *in situ* para la prospección eólica en el sector, lo cual puede ser observado en distintas bibliografías anteriores sobre climatología en la región (Garreaud et al., 2013; Garreaud, 2018), en los cuales utilizan datos de reanálisis para el trabajo con viento, a diferencia de datos de precipitación y temperatura, los cuales si obtienen a partir de estaciones meteorológicas.

Una solución a este problema es la utilización de modelos numéricos para la esti-

mación de campos de vientos en un sector particular. Estos modelos son programas computacionales que resuelven ecuaciones que describen procesos atmosféricos y cómo estos cambian con el tiempo (Al-Yahyai et al., 2010) por medio de la mecánica y termodinámica de fluidos (Uribe Cortes, 2012), y son capaces de representar un acercamiento a la realidad de las variables meteorológicas (Kalnay, 2003).

La utilización de modelos numéricos, otorgan otros beneficios a este tipo de estudios. Según Al-Yahyai et al., (2010), estos beneficios son:

- Reducción de costos: Si bien existen modelos de pago, también existen variados modelos numéricos de uso libre, entre ellos “*Weather Research and Forecast*” (WRF) y “*Fifth-Generation Penn State/NCAR Mesoscale Model*” (MM5).
- Alta resolución: Los modelos numéricos pueden llegar una alta resolución espacial (grillas de hasta 1km o menos) en dominios pequeños, siendo la capacidad computacional la única limitante en este punto.
- Interpolación horizontal: Al modelar grillas, es posible obtener información atmosférica para múltiples puntos en el dominio modelado.
- Información a distintos niveles verticales: Los modelos no sólo entregan información a 10m de altura (valor típico para una estación meteorológica), sino que para distintos niveles verticales, lo que permite interpolar verticalmente la información a la altura necesaria para el estudio (la altura de un aerogenerador, por ejemplo).
- Modelación pasada y futura: A diferencia de las mediciones, al utilizar modelos

numéricos es posible recrear información del pasado, como también generar información de pronósticos, limitando estas ventanas temporales únicamente por la disponibilidad de modelos globales para su utilización como forzantes.

- Periodos de obtención de información: A diferencia de las mediciones, en las que se necesita un año de éstas para obtener un año de información atmosférica, en los modelos numéricos es posible simular esta información en periodos menores al tiempo simulado (nuevamente, limitado por la capacidad computacional disponible).

Capítulo 2

Objetivos e Hipótesis

2.1. Objetivos

2.1.1. Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es determinar el impacto de diferentes parametrizaciones físicas y variables estáticas del modelo WRF para estimar el potencial eólico en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.

2.1.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajos son:

- Simular los campos de viento para la región de Aysén con el uso del modelo WRF, incorporando 4 parametrizaciones físicas distintas en relación a capa límite planetaria (PBL, por sus siglas en inglés) y capa superficial (SL, por sus siglas en inglés).
- Simular los campos de viento para la región de Aysén con 3 variantes de simulación, siendo estas el aumento de niveles de cálculo verticales, el uso de un modelo de uso de suelos distinto y el reinicio del modelo cada 11 días.
- Comparar estadísticamente las simulaciones con respecto a datos de viento para su validación.
- Estimar la sensibilidad del modelo WRF con respecto a las simulaciones.
- Estimar el potencial eólico en la región de Aysén.

2.2. Hipótesis

Se espera que el error asociado a una parametrización y variante de simulación en particular permita un mejor ajuste con los datos de validación, permitiendo así una estimación del potencial eólico de mayor calidad en la región.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Modelo WRF

El modelo utilizado en esta investigación es el *Weather Research and Forecasting* (WRF), en su versión 3.7.1, el cual es utilizado para simular las condiciones de la atmósfera, ya sea en pronósticos o investigación de eventos pasados (Michalakes et al., 2001; Skamarock et al., 2008), fue creado el año 2000 por miembros del “*National Center for Atmospheric Research*” (NCAR), del “*National Oceanic and Atmospheric Administration*” (NOAA) y el “*Center for Analysis and Prediction of Storms*” (CAPS) pensado en ser el sucesor de distintos modelos atmosféricos, tales como el “*PSU/NCAR Mesoscale Model*” (MM5), el “*ETA model*” de NCEP y el “*RUC system*” de NOAA/FSL (Michalakes et al., 2001).

Para la utilización de este modelo es necesario entregarle información geográfica está-

tica e información meteorológica grillada, la cual debe ser procesada por el Sistema de preprocesamiento de WRF (WPS, por sus siglas en inglés), el cual incluye 3 programas (NCAR, 2018), estos son:

- Geogrid: Su función es la de definir el dominio de simulación, interpolando la información estática ingresada para crear las grillas del modelo.
- Ungrib: Lee los archivos meteorológicos de entrada en formato GRIB y los reescribe en un formato más sencillo llamado “formato intermedio”, el utilizado por el programa Metgrid.
- Metgrid: Interpola horizontalmente los archivos de salida de Ungrib en la grilla del dominio de simulación creada por Geogrid, para así crear los archivos de entrada para WRF.

De forma más gráfica, este proceso puede ser observado en la figura 3.1.

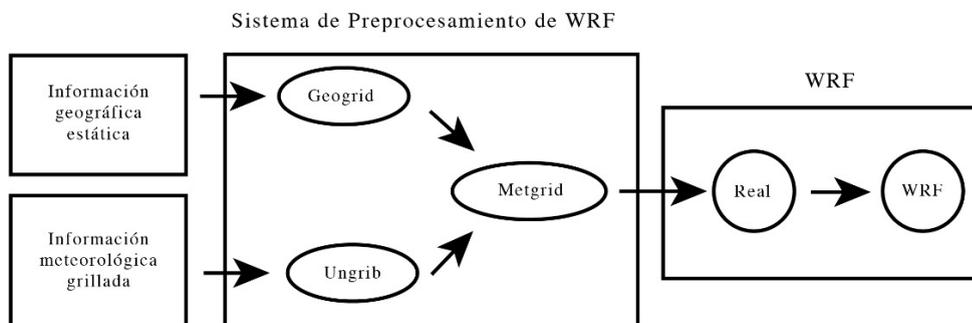


Figura 3.1: Esquema descriptivo de los componentes de WPS y WRF. Basado en esquema de NCAR (2018)

3.1.1. Condiciones Iniciales y Condiciones de Borde

En el capítulo anterior se mencionaba el uso de información meteorológica grillada para el forzamiento de WRF, en este estudio se utilizó el modelo global ERA5 para estos fines (Ver Anexo A). La importancia de la utilización de estos forzantes es que actúan como condiciones iniciales y condiciones de borde para las ecuaciones que resuelve el modelo.

ERA5 es la quinta generación de reanálisis de variables atmosféricas globales del *European Centre for Medium-Range Weather Forecast (ECMWF)*, posee 137 niveles verticales y una resolución horizontal de 0.25° (aproximadamente 27km, dependiendo de la posición en el planeta). Tiene una frecuencia horaria y se encuentra disponible desde 1979 a la fecha. Es de acceso gratuito por medio de la plataforma Copernicus (ECMWF, Revisado 2020).

3.1.2. Parametrizaciones físicas

WRF utiliza ciertas parametrizaciones para aproximar los procesos físicos muy pequeños, muy breves, muy complejos o pobremente comprendidos para ser representados explícitamente. Esto se realiza por medio de supuestos y ecuaciones relacionadas a los procesos físicos de la atmósfera (Skamarock et al., 2008; Uribe Cortes, 2012; Knievel, 2007)

Estas parametrizaciones corresponden a distintas opciones para parámetros como microfísica, radiación de onda larga, radiación de onda corta, capa límite, capa superficial,

parametrización de cúmulos, opciones de convección y otras (Skamarock et al., 2008).

Para este estudio se realiza una comparación entre las salidas del modelo WRF al utilizar distintas parametrizaciones de capa límite planetaria (PBL, por sus siglas en inglés) y su correspondiente capa superficial (SL, por sus siglas en inglés). La PBL corresponde a la parte más baja de la atmósfera, es una capa influenciada por Coriolis y la estratificación del aire por densidad (Monin, 1970). Al ser turbulenta y compleja de representar, WRF utiliza parametrizaciones para esto, las cuales calculan flujos de calor, humedad y momentum en esta capa, además de la difusión vertical en la misma (Knievel, 2007). Mientras que la SL corresponde a la capa más baja de la PBL.

Para esta comparación se emplean 4 parametrizaciones distintas (denominadas P1, P2, P3 y P4). P1 utiliza para PBL el esquema *Yonsei University Scheme* (YSU), que considera el cálculo de la difusión vertical con un coeficiente de mezcla turbulenta no local (Hong et al., 2006), y al mismo tiempo su correspondiente SL, el *Revised MM5 Scheme* (MM5) (Jiménez et al., 2012). Es la configuración utilizada por Mattar y Borvarán (2016), en su estudio “*Off-shore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile*”.

P2 y P3 son configuraciones propuestas por distintos autores, utilizadas para estimaciones de vientos off-shore en zonas de alta complejidad geográfica (Skamarock et al., 2008; Carvalho et al., 2012a, 2014a; Hahmann et al., 2014). En particular, P2 utiliza el PBL *Mellor-Yamada-Janjic Scheme* (MYJ), la principal diferencia de este esquema es el que considera dos capas distintas sobre el océano para el cálculo del transporte vertical, la capa más baja es viscosa y considera primordial la difusión molecular, y la capa superior considera únicamente la turbulencia para este cálculo, el esquema de

SL correspondiente a este PBL es el denominado *Eta similarity scheme* (ETA) (Janjić, 1994). Por otro lado, P3 utiliza el PBL *Mellor-Yamada-Nakanishi Niino Level 3 Scheme* (MYNN3), el cual incluye un esquema de condensación parcial para representar la influencia de nubes de escalas inferiores a la grilla utilizada en el cálculo de flujo de boyantez (Olson et al., 2019), y su SL respectiva corresponde a MYNN. P1, P2 y P3 fueron utilizadas por (González-Alonso et al., 2019).

Finalmente, P4 corresponde a la configuración utilizada por el Instituto de Fomento Pesquero (IFOP) en su sistema de información oceanográfica CHONOS (www.ifop.cl/chonos). Esta incluye los esquemas de PBL y SL *Quasi-normal Scale Elimination Scheme* (QNSE), cuya particularidad es el uso de un modelo espectral para el cálculo de turbulencias (Sukoriansky et al., 2005). Las parametrizaciones se encuentran resumidas en la Tabla 3.1

Tabla 3.1: Parametrizaciones para PBL y SL.

Parámetro	Parametrización 1 (P1)	Parametrización 2 (P2)	Parametrización 3 (P3)	Parametrización 4 (P4)
Capa Límite Planetaria (PBL)	YSU	MYJ	MYNN3	QNSE-EDMF
Capa Superficie (SL)	MM5	ETA	MYNN	QNSE

Para lograr una correcta modelación de la atmósfera en el sector es necesario elegir otros parámetros para las simulaciones, los cuales estarán fijos en todas éstas, como se observa en otros estudios previos de sensibilidad de WRF, los cuales varían únicamente los parámetros de PBL y SL. (Carvalho et al., 2012a, 2014a; Draxl et al., 2014; Hahmann et al., 2014, 2015). Los parámetros seleccionados se resumen en la Tabla 3.2 y corresponden a los utilizados en estudios previos en el sector (Schaefer et al., 2013, 2015; Villarroel et al., 2013).

Tabla 3.2: Parámetros fijos utilizados.

Parámetro	
Opciones de Superficie Terrestre (LSM)	5-layer thermal diffusion
Microfísica (MP)	Thompson
Parametrización de Cúmulos (CP)	Desactivado
Radiación de onda Corta (SWR)	Goddard
Radiación de onda Larga (LWR)	RRTM

3.1.3. Dominio

El dominio de estudio corresponde a las zonas costeras e interiores de la Región De Aysén del General Carlos Ibañez del Campo, las cuales se incluyen en el área de simulación, como se puede observar en la imagen 3.2. La gran diferencia espacial entre el dominio de modelación y el dominio de estudio se debe a la posible utilización de las salidas del modelo WRF de este trabajo en algún otro posterior, añadiendo un nido de mayor resolución, que abarque también las zonas de estudio.

El dominio tiene una resolución espacial de 5km, con una grilla de 186 x 372 puntos y proyección de Lambert (la correspondiente para latitudes medias (Snyder, 1982)). Esto es aproximadamente 1/5 respecto a las condiciones iniciales proporcionadas por ERA5. Simulamos los meses de enero y julio del año 2011 con salidas horarias, esto con la intención de evaluar el desempeño estacional del modelo. Se escoge el año 2011 debido a la disponibilidad de datos en el sector.

Por otro lado, la modelación realizada incluye 30 niveles verticales (por defecto en WRF). Para resolver las ecuaciones primitivas utilizamos un paso de tiempo dinámico, con el objetivo de optimizar los tiempos de cómputo (Hutchinson, 2007). El tiempo de

estabilización del modelo fue de 6 días.

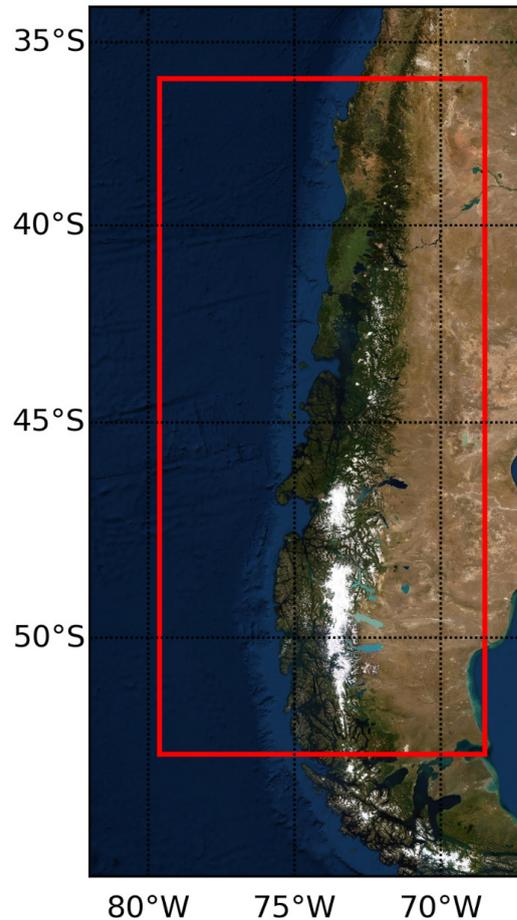


Figura 3.2: Dominio establecido para las simulaciones, enmarcado en rojo.

3.1.4. Variantes de simulación

Para las ya mencionadas variantes de simulación se seleccionaron tres casos distintos, el primero considera duplicar la cantidad de niveles verticales en la modelación, lo que significa utilizar 60 niveles de interpolación vertical para toda la columna atmosférica, a diferencia de los 30 utilizados por defecto.

El segundo caso considera un distinto modelo de uso de suelos como entrada del modelo, utilizando el modelo de MODIS (30s de resolución y 21 categorías de suelos), a diferencia del utilizado por defecto, USGS (30s de resolución y 24 categorías de uso de suelos), similar a lo realizado por Hahmann et al., (2015).

Finalmente, el tercer caso evalúa el reiniciar el modelo cada 11 días, utilizando únicamente 24 horas de *spin-up*, esto con motivo de minimizar el error de truncación propio de los modelos numéricos. Éste se manifiesta a partir de los 10 días de simulación y lo generan los métodos numéricos empleados para el *Downscaling* dinámico en el modelo (Vincent, Hahmann, 2015).

Estas variables de simulación fueron utilizadas por Gonzales-Alonso et al., (2019) en la región de Coquimbo y se resumen en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Variantes de simulación utilizadas.

Variante de simulación	Simulación por defecto	Simulación 1 (S1)	Simulación 2 (S2)	Simulación 3 (S3)
Niveles verticales	30	60	30	30
Modelo de uso de suelos	USGS 30s	USGS 30s	MODIS 30s	USGS 30s
Reinicio cada 11 días	No	No	No	Si

3.2. Validación

Las salidas del modelo WRF fueron validadas estadísticamente para su posterior uso en el cálculo de potenciales eólicos, para esto utilizamos únicamente datos provenientes de la estación meteorológica Repollal, en Melinka a 10m y 34.6m de altura. Por otro lado, se utilizaron de datos de la “Cross-Calibrated Multi-Platform Ocean Surface Wind Vector Analyses” (CCMP) para la comparación de las salidas de WRF con éstos,

con el motivo de cuantificar si existe una mejora sustancial al utilizar el modelo WRF para un estudio de este tipo, en desmedro de datos de reanálisis. La ubicación de la estación Repollal y los puntos de CCMP utilizados (denominados Raúl Marín y Puerto Cisnes, debido a su cercanía con estas localidades) puede ser observada en la figura 3.3.

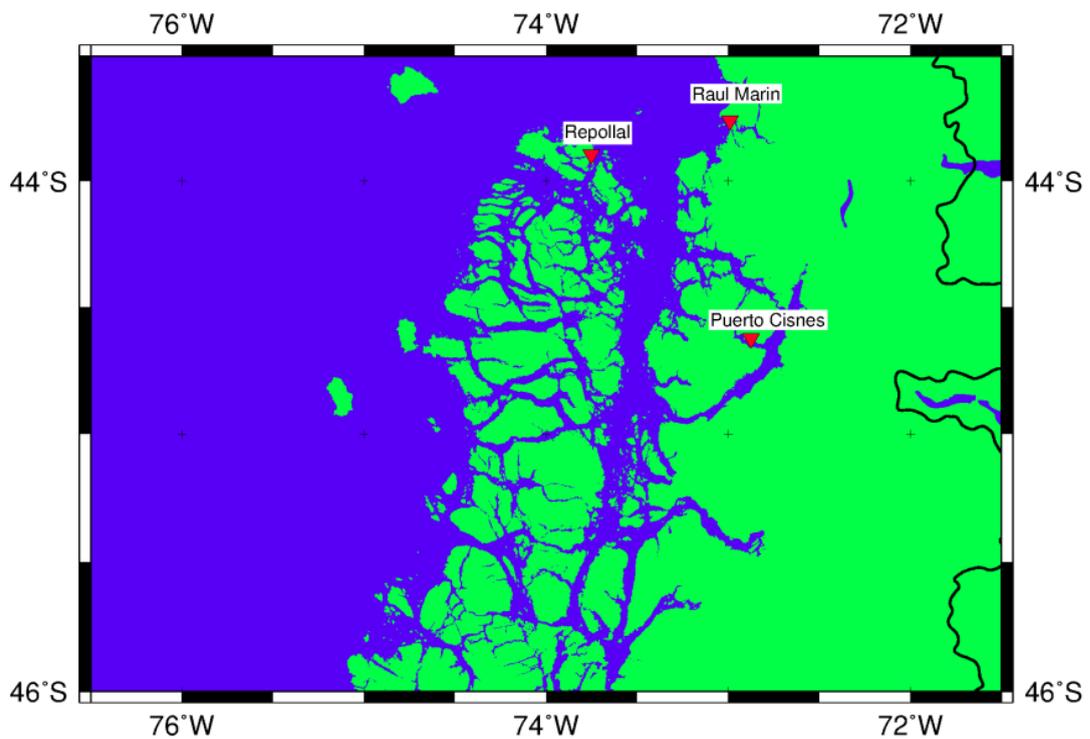


Figura 3.3: Mapa con los puntos utilizados para la validación, comparación y cálculo de potenciales.

3.2.1. Datos de validación

Los datos utilizados para la validación fueron obtenidos de la estación Repollal en Melinka, disponibles de forma gratuita en <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/>, página

web del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile utilizada para albergar los datos de la “Campaña de medición del recurso Eólico y Solar” del Ministerio de Energía (MINENERGIA, Revisado 2019). Estos datos están disponibles a 10, 20, 29 y 34.6 metros de altura, cada 10 minutos y proporcionan información sobre dirección y magnitud del viento, lo que permite realizar una validación a distintas alturas y para todo el dominio temporal simulado, esto ya que estos datos están disponibles desde el 12 de noviembre de 2010 hasta el 2 de diciembre de 2011.

Por otro lado, también se utilizan datos para realizar comparaciones de rendimiento del modelo WRF, obtenidos de la ya nombrada CCMP, la cual corresponde a una plataforma desarrollada por UCAR, en la utilizan mediciones satelitales, datos de reanálisis y mediciones con boyas para crear series de tiempo grilladas con una resolución de 0.25° a 10m de elevación sobre el nivel del mar, disponible desde 1987 hasta el 2015 con una resolución temporal de 6 horas (UCAR, Revisado 2019).

3.2.2. Estadísticos a calcular

Para la validación del modelo se consideró el cálculo de:

- Raíz del error cuadrático medio centrado (RMSE, por sus siglas en inglés).
 - Nos entrega el error total de la modelación con respecto a las mediciones, aislando la influencia del error de sesgo y los problemas asociados a la correlación (Horvath et al., 2012).
 - Calculado como:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{((X - \bar{X}) - (Y - \bar{Y}))^2}{N}} \quad (3.1)$$

donde “Y” corresponde a los datos medidos, “X” a las simulaciones realizadas y “N” la cantidad de puntos comparados.

- Desviación estándar (σ) (STD, por sus siglas en inglés).
 - Nos entrega la amplitud de los datos, es decir, cuan lejos están las mediciones/simulaciones del promedio del grupo.
 - Calculada como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X - \bar{X})^2}{N}} \quad (3.2)$$

donde “X” corresponde a los valores del grupo de datos a evaluar y “N” la cantidad de puntos comparados.

- Cociente entre desviaciones estándar.
 - El calculo de este cociente permite cuantificar la diferencia entre la amplitud del grupo de puntos simulados y los datos medidos, para así visualizar la sobrestimación (cociente >1) o subestimación (cociente <1) de la amplitud de los datos. Por otro lado, si el cociente es 1, significa que el modelo simuló de buena manera este parámetro.
 - Calculado como:

$$COCIENTE_{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sigma_x}{\sigma_y} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (3.3)$$

donde “X” corresponde a los valores simulados e “Y” los datos medidos.

- Coeficiente de correlación (r).
 - Indica cómo covarían los resultados simulados en relación a los observados, y se define como la covarianza de éstos, dividida por sus desviaciones estándar. Este coeficiente varía entre -1 y 1, si su valor es 0, no existe relación lineal entre los grupos de datos evaluados, por otro lado, si toma valores entre 0 y 1 (0 y -1) hablamos de una correlación positiva (correlación negativa), y mientras más cercano sea el valor a 1 (-1), mejor es la correlación de los datos.
 - Calculado como:

$$r_{yx} = \frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})(X_i - \bar{X})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2 \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}} \quad (3.4)$$

donde “X” corresponde a los valores simulados e “Y” los datos medidos.

- Coeficiente de determinación (r^2).
 - Es utilizado en contextos de regresiones lineales, ayudando a explicar la cantidad de variabilidad de los datos que es explicada por un modelo.
 - Se calcula como el cuadrado del coeficiente de correlación.
- Error de sesgo
 - El error de sesgo permite indicar el error sistemático existente entre las mediciones y los resultados obtenidos por el modelo. Valores positivos indican sobreestimación y valores negativos, subestimación.

- Calculado como:

$$S_{yx} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - Y_i) \quad (3.5)$$

Donde “X” corresponde a los valores simulados e “Y” los datos medidos.

3.3. Cálculo de potenciales eólicos

Para el cálculo de los potenciales eólicos en la región se utilizaron los mismos puntos de la validación para las variantes de simulación. La potencia eólica se puede calcular de la siguiente forma:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v_0^3 \quad (3.6)$$

donde ρ corresponde a la densidad del aire, A el área por la que pasa el aire al cual se calculará su potencia (para estos casos, el área del rotor de un aerogenerador) y v_0 es la rapidez de éste.

Dado que la velocidad del viento aumenta con la altura de la medición, es necesario extrapolar los datos de viento (obtenidos a 10m y 34.6m) a la altura del aerogenerador utilizado. De esta manera utilizaremos la ecuación 3.7 utilizada por (Ulazia et al., 2019; González-Alonso et al., 2019).

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \quad (3.7)$$

donde v_1 y v_2 [$\frac{m}{s}$] corresponden a la velocidad del viento a la altura medida y la altura deseada, respectivamente. z_1 y z_2 [m] corresponden a las alturas de medición y deseada, respectivamente, y finalmente, z_0 [m] es un parámetro de rugosidad del suelo.

Para la estimación del potencial eólico utilizaremos el método propuesto por Weibull (Celik, Kolhe, 2013; De Andrade et al., 2014; González-Alonso et al., 2019). Este método consiste en utilizar la función de densidad de probabilidad de Weibull (Ecuación 3.8) con los datos simulados para la obtención de este potencial.

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{\left(\frac{-v}{c}\right)^k} \quad (3.8)$$

donde c corresponde al factor de escala de la distribución de Weibull [$\frac{m}{s}$], k su factor de forma y v la velocidad del viento. Los factores nombrados anteriormente se calcularon por medio de las ecuaciones 3.9 y 3.10 (Weisser, Foxon, 2003).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.9)$$

σ corresponde a la desviación estándar de los datos y \bar{v} la velocidad media del viento.

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.10)$$

Γ corresponde a la función Gamma.

Se puede calcular el factor de potencia eólica mediante la ecuación (3.11), el cual se utiliza para el cálculo final de la densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$] (Artillo García, 2017)

(Ecuación 3.12)

$$F_e = \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{k})}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})^3} \quad (3.11)$$

$$P_d = \frac{1}{2} \rho F_e v^3 \quad (3.12)$$

Finalmente, consideramos el aerogenerador Nordex N90/2500 para el cálculo de la generación de energía mensual (Ecuación 3.13), además del factor de planta del mismo (Ecuación 3.14). Este es un generador diseñado para ser instalado en el mar, con una altura rotor de 70 [m] y 90 [m] de diametro del mismo, con una rapidez de *cut-in* de 3.5 $\frac{m}{s}$ y rapidez de *cut-off* de 25 $\frac{m}{s}$ (Corresponden a la rapidez desde que el aerogenerador comienza a funcionar y a la cual deja de hacerlo, respectivamente), lo cual se resume en la Tabla 3.4. Su curva de potencia puede ser observada en la figura 3.4, la cual compara la velocidad del viento y la potencia generada por la turbina (TWP, Revisado 2020).

Tabla 3.4: Especificaciones técnicas para el aerogenerador Nordex N90/2500 (TWP, Revisado 2020).

Turbina Nordex N90/2500	
Fabricante	Nordex
Potencia nominal	2500 [kW]
Rapidez nominal	14 [$\frac{m}{s}$]
Rapidez cut-in	3.5 [$\frac{m}{s}$]
Rapidez cut-off	25 [$\frac{m}{s}$]
Diametro rotor	90 [m]
Altura de eje	70 [m]
Área de barrido	6362 [m ²]
Número de aspas	3

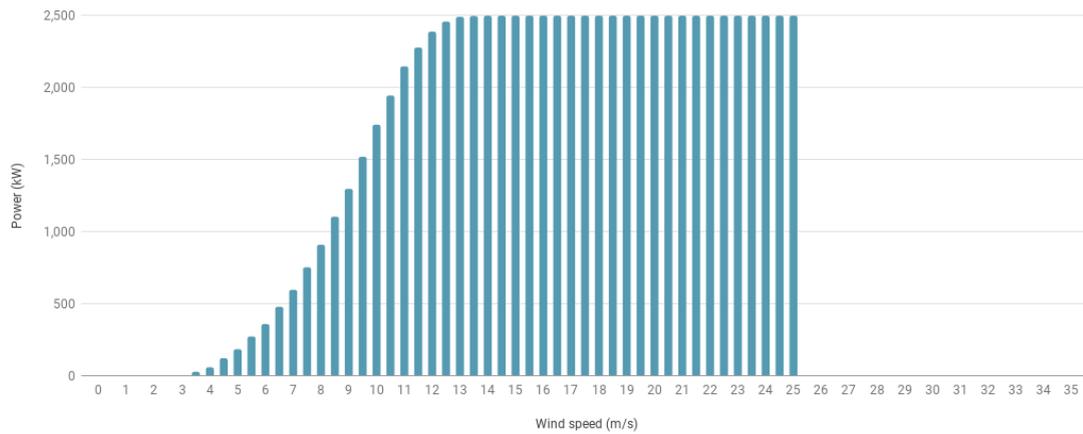


Figura 3.4: Curva de potencia para aerogenerador Nordex N90/2500 (TWP, Revisado 2020)

$$E = T * \sum [P(v)p(v)] \quad (3.13)$$

donde T es el tiempo (en horas) para el cual se quiere calcular la energía generada y $p(v)$ la función de potencia del aerogenerador y P_n su potencia nominal.

$$FP = \frac{E}{P_n T} \quad (3.14)$$

Capítulo 4

Resultados

Los resultados son expuestos en 3 partes, primero se evalúa el rendimiento del modelo respecto a distintas parametrizaciones físicas para los meses de enero y julio, luego, utilizando una única parametrización (de un único mes), se evalúa el rendimiento del mismo respecto a 3 variantes de simulación distintas, para finalmente estimar el potencial eólico del sector tanto para las simulaciones como para los datos obtenidos.

4.1. Parametrizaciones físicas

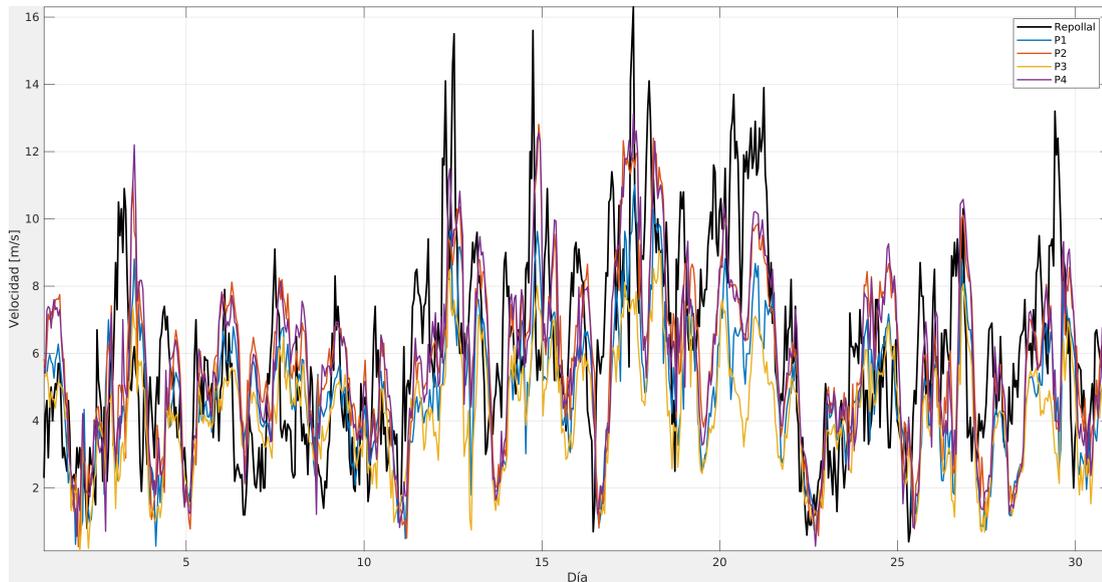


Figura 4.1: Series de tiempo correspondientes al mes de enero de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.

En la Figura 4.1 es posible observar las series de tiempo de intensidad de viento con datos horarios para la estación Repollal (en negro), y las distintas parametrizaciones utilizadas en las simulaciones (en colores), a 10 metros de altura, para el mes de enero del 2011. Es posible observar diferencias para los distintos casos, sin embargo, no es posible determinar un mejor o peor ajuste entre ellos de forma visual. Por otro lado, ninguna parametrización logra describir los eventos de mayor intensidad de viento en este mes.

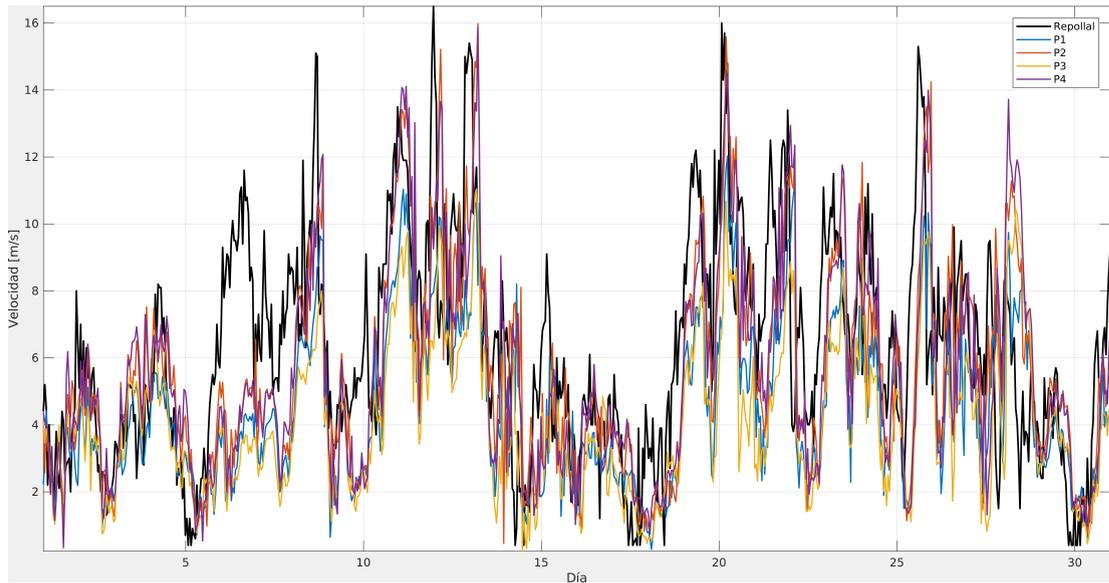


Figura 4.2: Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.

La Figura 4.2 grafica las series temporales de magnitud de viento para Repollal (en negro) y las distintas simulaciones correspondientes a cada parametrización utilizada (en colores) a 10 metros y con valores horarios para el mes de julio de 2011. Se observa un mejor ajuste en las 4 simulaciones con respecto al mes de enero, pudiendo describir de mejor manera los eventos de máxima intensidad.

La Figura 4.3 muestra las rosas de vientos para el mes de enero en la estación Repollal y las distintas parametrizaciones utilizadas. Es posible observar que, en términos de dirección, las cuatro parametrizaciones no presentan mayores diferencias. Si comparamos éstas con la estación Repollal, es posible observar que existe una sobreestimación de los vientos provenientes del sur, junto con una subestimación de los mismos provenientes del suroeste, por otro lado, sí existe una mejor aproximación de los vientos provenientes del noroeste en términos de ocurrencia, no así en términos de magnitud.

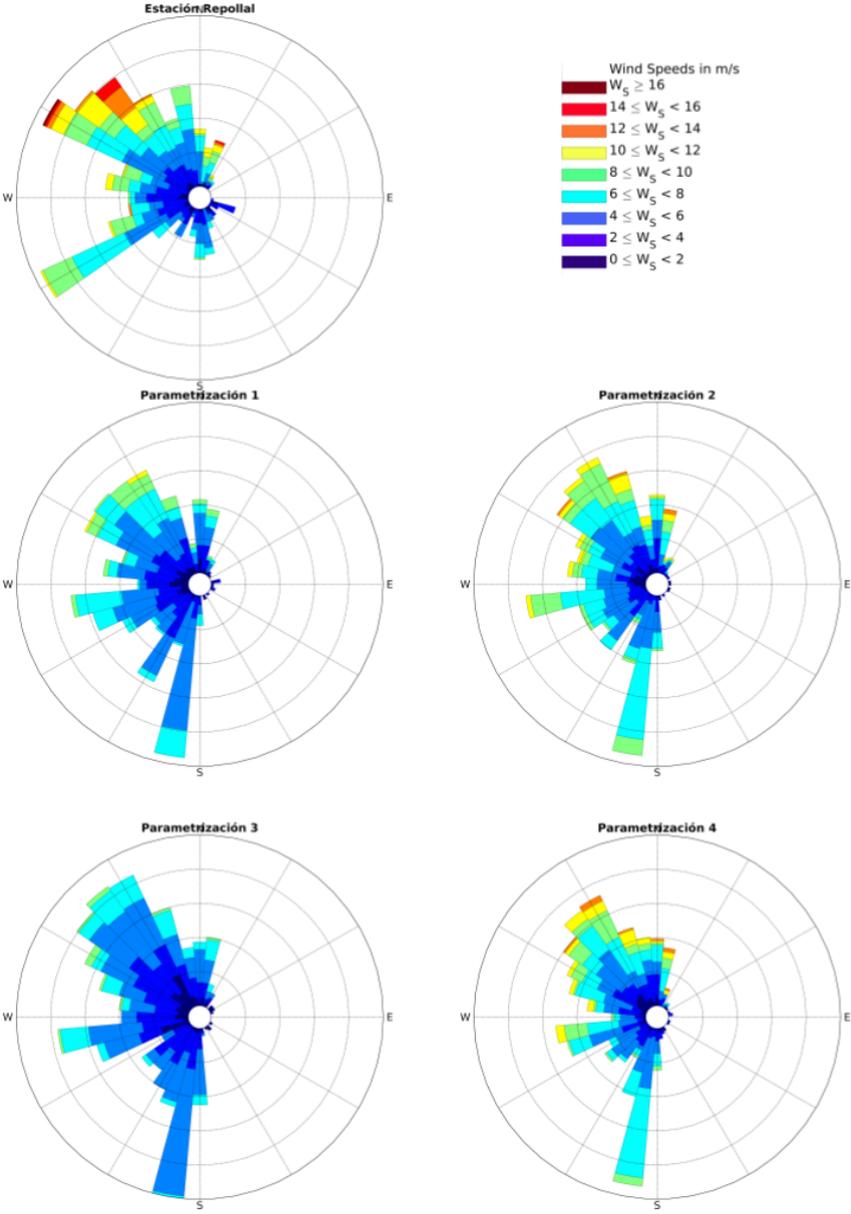


Figura 4.3: Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2011.

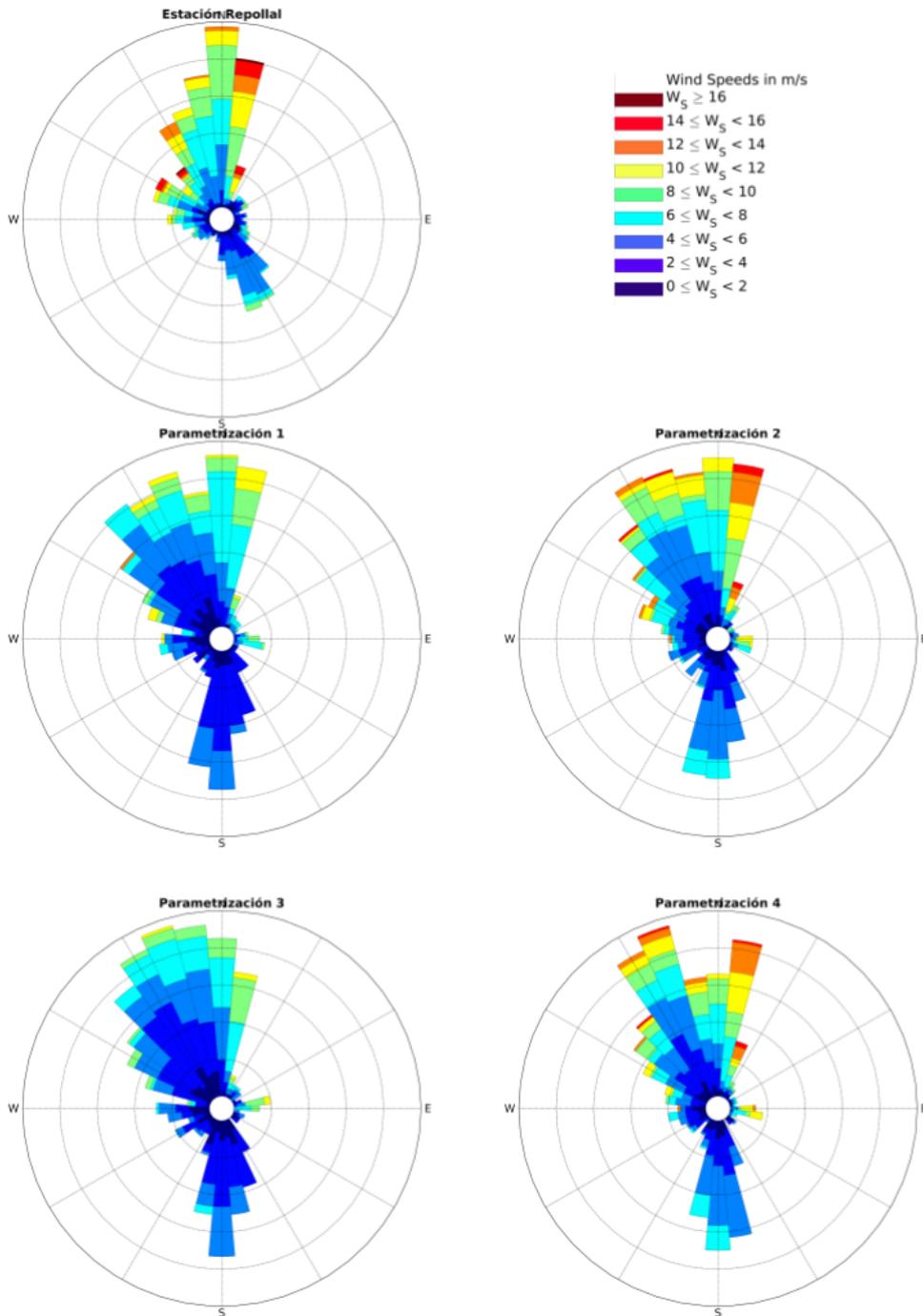


Figura 4.4: Rosa de los vientos correspondiente al mes de julio de 2011.

Para el mes de julio, graficado en la Figura 4.4 se observa una sobreestimación en los vientos provenientes del sur y del noroeste para las 4 parametrizaciones, por otro lado, la parametrización 2 logra acercarse a la descripción correcta de los vientos provenientes del norte.

Tabla 4.1: Estadísticos calculados para las distintas parametrizaciones en las simulaciones del mes de enero.

Estadístico	Parametrización 1 (P1)	Parametrización 2 (P2)	Parametrización 3 (P3)	Parametrización 4 (P4)
RMSE (m/s)	2.6256	2.7223	2.6251	2.7272
STD (m/s)	1.9765	2.4387	1.7018	2.5288
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	0.6858	0.8461	0.5905	0.8774
r	0.4669	0.4868	0.4395	0.4983
r ²	0.2180	0.2370	0.1932	0.2483
SESGO	-1.2086	-0.2462	-1.7293	-0.2606

La Tabla 4.1 muestra los estadísticos calculados para las 4 parametrizaciones con respecto a la estación Repollal, a 10 metros, para el mes de enero. En términos de RMSE es posible observar diferencias mínimas entre ellas, de tan solo $0.1 \left[\frac{m}{s} \right]$ como máximo. La desviación estándar y su cociente nos indican una subestimación de la amplitud de los datos por parte de todas las simulaciones, siendo P2 y P4 las que más se acercan a la realidad, lo que concuerda con lo observado en las series de tiempo, en la cual ninguna parametrización describía de buena forma los eventos máximos de viento. Las correlaciones obtenidas muestran una baja representación de la variación temporal de los datos, con valores de r^2 muy cercanos a 0.2. Finalmente, el sesgo indica una subestimación de los datos por parte de P1 y P3 y un bajo error sistemático para P2 y P4.

En la Tabla 4.2 se presentan los estadísticos calculados para el mes de julio, los RMSE de las simulaciones respecto a los datos son similares a las del mes de enero, siendo de $0.2 \frac{m}{s}$ la mayor diferencia. En términos de desviación estándar es posible observar

Capítulo 4: Resultados

Tabla 4.2: Estadísticos calculados para las distintas parametrizaciones en las simulaciones del mes de julio.

Estadístico	Parametrización 1 (P1)	Parametrización 2 (P2)	Parametrización 3 (P3)	Parametrización 4 (P4)
RMSE (m/s)	2.5859	2.6871	2.7361	2.7995
STD (m/s)	2.3718	3.0671	2.2578	3.1150
σ_y	0.7271	0.9403	0.6922	0.9550
r	0.6190	0.6410	0.5602	0.6154
r^2	0.3832	0.4109	0.3138	0.3787
SESGO	-1.8187	-0.7010	-2.1469	-0.7272

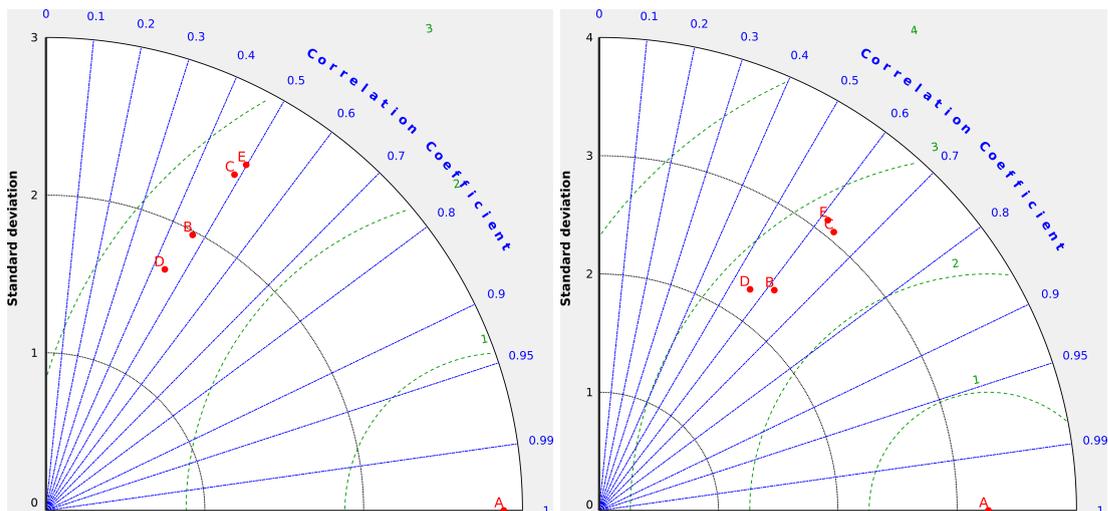


Figura 4.5: Diagramas de Taylor para el mes de enero (izquierda) y julio (derecha), Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

valores más cercanos a los datos que los obtenidos para el mes de enero, logrando un cociente superior a 0.9 en P2 y P4. También se observan mejores descripciones de la variación de los datos, con valores de correlación levemente superiores, lo que queda demostrado en los coeficientes de determinación de P2. El error sistemático es mayor en todas las simulaciones respecto al mes de enero.

Los diagramas de Taylor de la Figura 4.5 permiten mostrar de forma gráfica los estadísticos nombrados anteriormente. El punto A corresponde a los valores de las mediciones

de la estación Repollal, B, C, D y E corresponden a P1, P2, P3 y P4 respectivamente. Las líneas verdes punteadas indican los valores de RMSE, las líneas concéntricas la desviación estándar y las azules el coeficiente de correlación. Mientras más cerca del punto A se encuentre algún otro punto, indica una mejor descripción de los valores reales.

Las parametrizaciones P2 y P4 muestran, en términos generales, mejores resultados que P1 y P3, y al mismo tiempo, el modelo muestra mejores ajustes en el mes de julio. Es por esto que para la evaluación del desempeño del modelo respecto a las distintas variantes de simulación se utilizará la parametrización P2 en el mes de julio, siendo la parametrización con mayor correlación y cercanía de STD con los datos entre las ocho simulaciones evaluadas.

4.2. Variantes de Simulación

Para las variantes de simulación, además de las comparaciones con la estación Repollal a 10m, se incluyen comparaciones con esta misma estación a 34.6m. De la misma forma, se agrega una comparación con datos de CCMP en Repollal, Raúl Marín y Puerto Cisnes.

4.2.1. Validaciones Repollal 10m y 34.6m

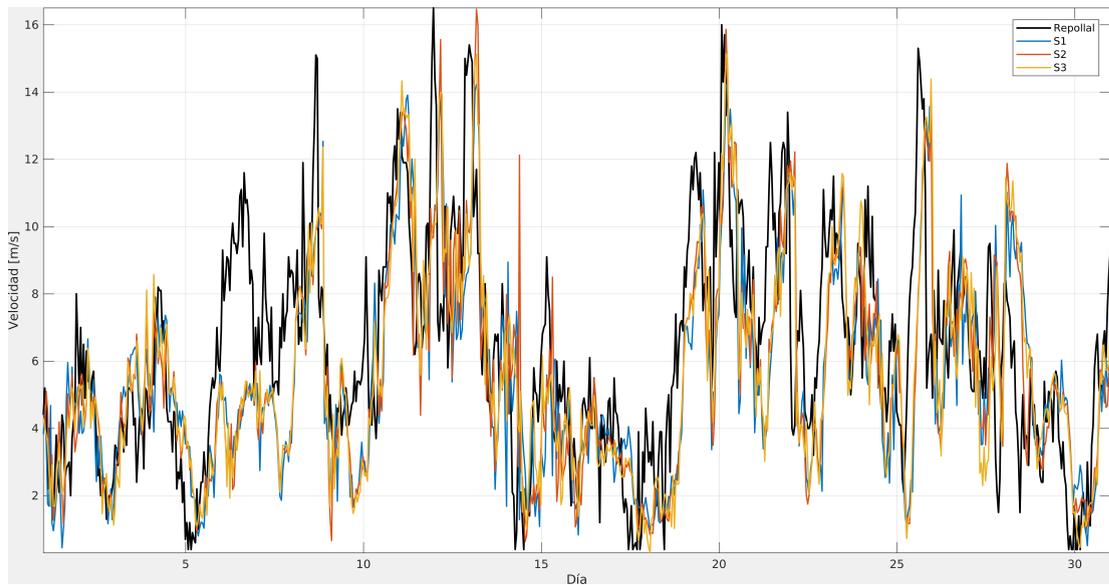


Figura 4.6: Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, mediciones en negro y simulaciones en azul.

La Figura 4.6 muestra las series de tiempo de magnitud de viento para el mes de julio de 2011 con valores horarios en las mediciones de la estación Repollal (en negro) y las variantes de simulación (S1, S2 y S3) en azul. Es posible notar que sigue habiendo una baja representación de los valores entre los días 5 y 8, y las diferencias son más sutiles que para las distintas parametrizaciones (analizadas anteriormente). Además, desde el día 20 en adelante es posible observar un desfase en las variaciones del viento.

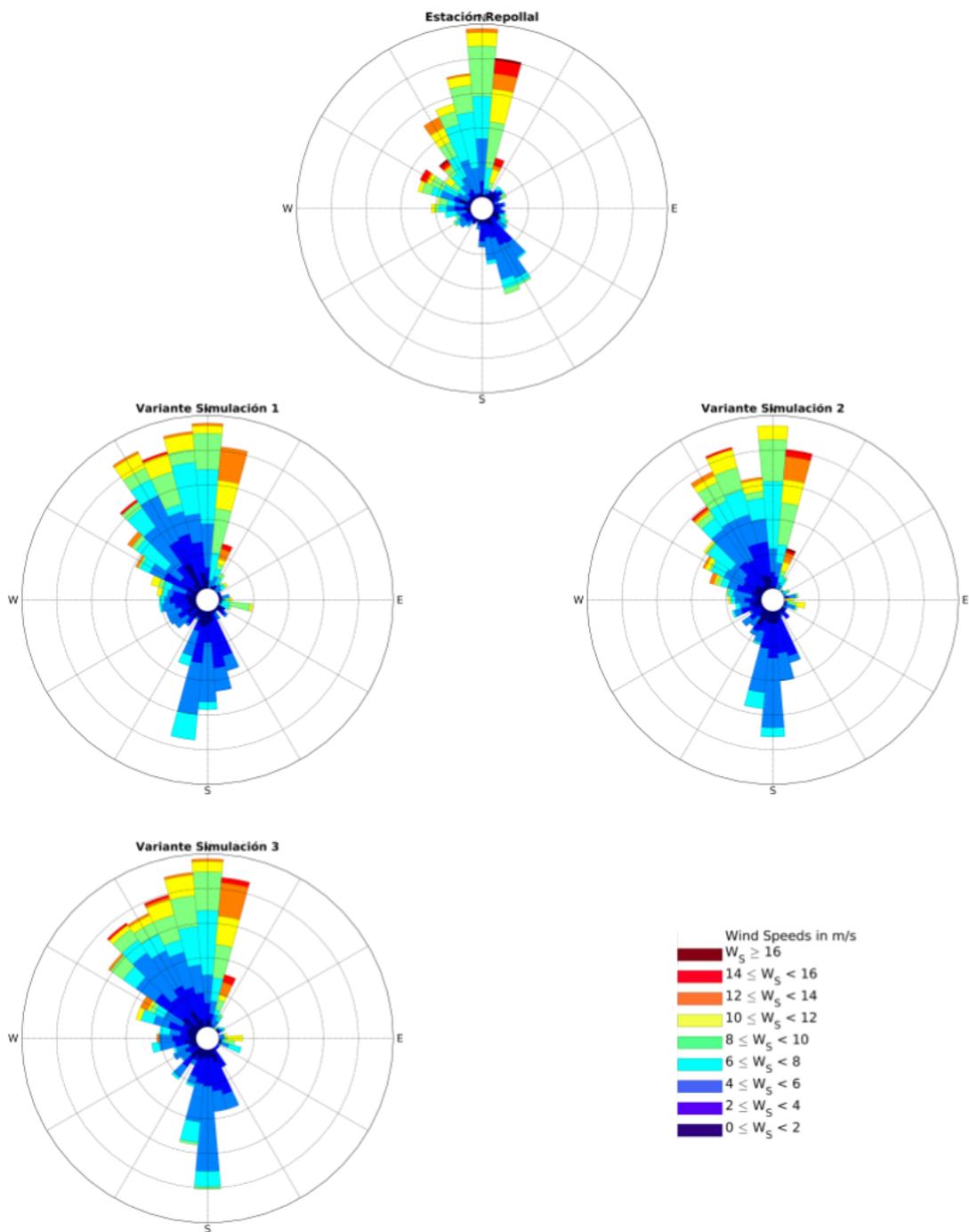


Figura 4.7: Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m.

Capítulo 4: Resultados

La Figura 4.7 permite observar que sigue habiendo una sobreestimación del viento sur, suroeste y noroeste, mientras que las tres variantes de simulación representan de buena forma el viento norte y noreste, tanto en magnitud como en ocurrencia.

Tabla 4.3: Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m.

Estadístico	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)	Defecto (P2)
RMSE (m/s)	2.7046	2.6359	2.6698	2.6871
STD (m/s)	2.9569	3.0764	3.0924	3.0671
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	0.9065	0.9431	0.9480	0.9403
r	0.6256	0.6555	0.6481	0.6410
r ²	0.3914	0.4297	0.4200	0.4109
SESGO	-0.7756	-0.7203	-0.6759	-0.7010

La Tabla 4.3 muestra que no existe una mayor diferencia estadística entre P2 y las variantes de simulación utilizadas, esto ya que las diferencias en RMSE son menores a $0.1 \left[\frac{m}{s}\right]$, lo mismo ocurre con la desviación estándar (diferencias menores a $0.1 \left[\frac{m}{s}\right]$) y la correlación (diferencia máxima de ~ 0.2).

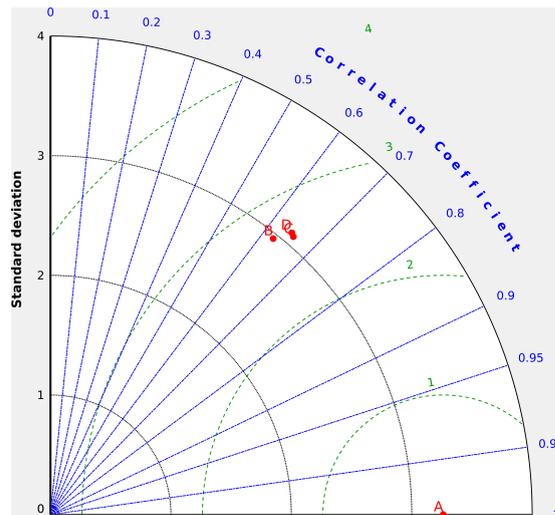


Figura 4.8: Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

La Figura 4.8 grafica lo explicado anteriormente, ya que es posible observar que los puntos B, C y D están muy juntos, representando una correlación, RMSE y STD muy cercanos entre si.

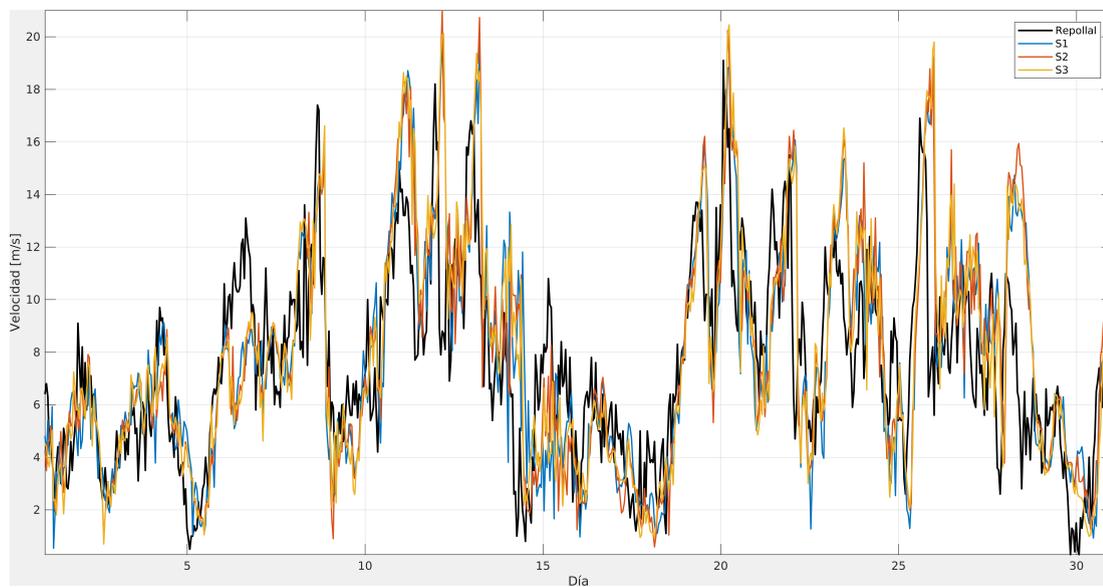


Figura 4.9: Series de tiempo y diagramas de trazos correspondientes al mes de julio de 2011 a 34.6m, mediciones en negro y simulaciones en azul.

Al igual que lo ocurrido con las distintas variantes de simulación a 10m, la Figura 4.9 no muestra grandes diferencias en las series de tiempo para las distintas simulaciones (azul). Se puede observar una mejor representación de los datos cercanos al día 5, no así del día 8. También es posible notar sobreestimaciones en los valores extremos entre los días 10 y 15, como también en los valores de los días cercanos al día 26 y 28.

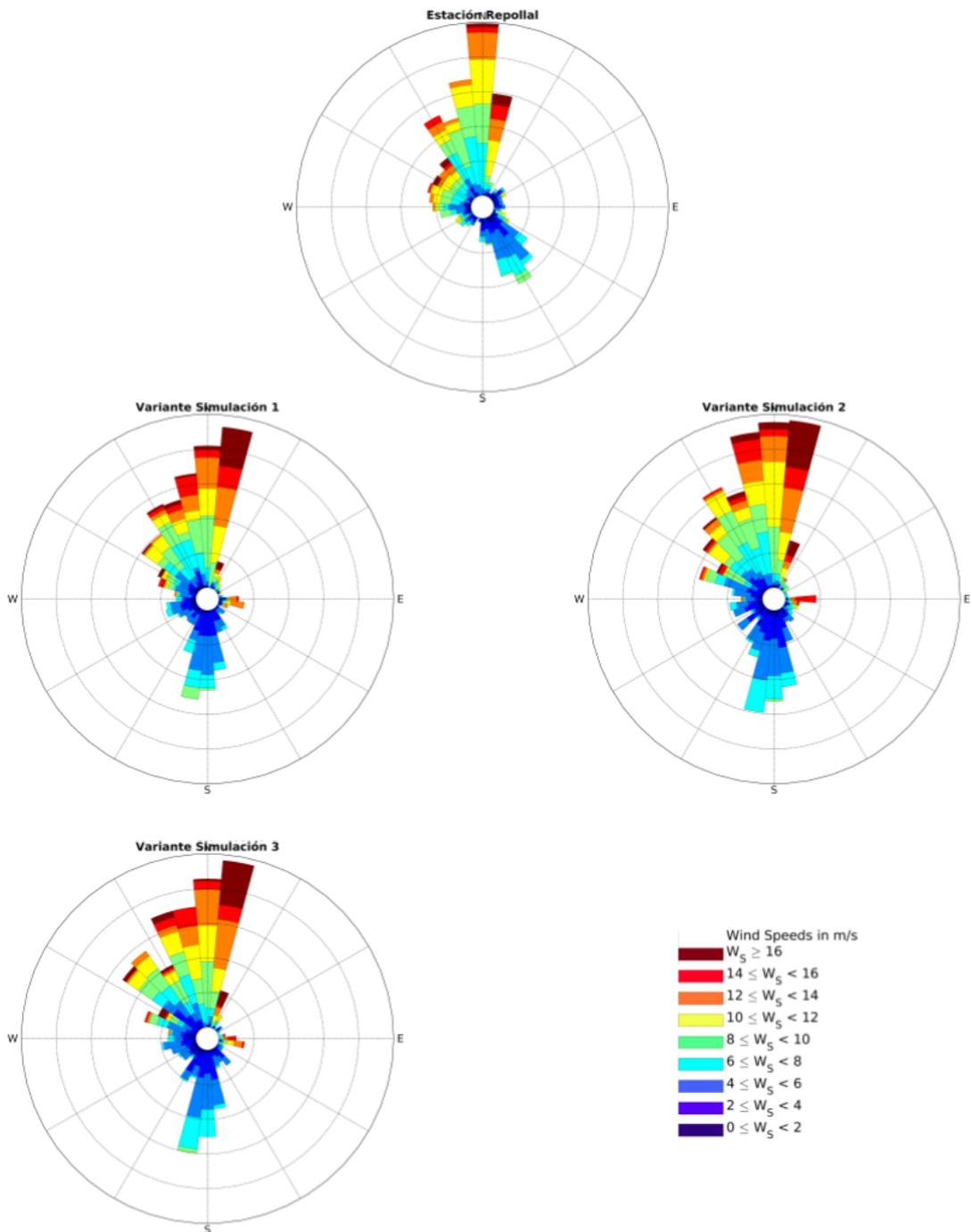


Figura 4.10: Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 34.6m.

La Figura 4.10 muestra nuevamente una sobreestimación de los valores de viento sur, sumando también una mayor valoración del viento noreste, por otro lado, los valores de viento noroeste son más cercanos a las mediciones que lo que ocurría a 10 metros.

Tabla 4.4: Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 34.6m.

Estadístico	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
RMSE (m/s)	3.0961	3.0528	3.0717
STD (m/s)	4.1710	4.2559	4.3206
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.1737	1.1976	1.2158
r	0.6895	0.7082	0.7119
r ²	0.4754	0.5015	0.5068
SESGO	0.3108	0.3736	0.361

Los estadísticos mostrados en la Tabla 4.4 refuerzan lo observado en la Tabla 4.3, y es que las distintas variantes de simulación presentan un rendimiento similar entre ellas. Es posible observar que a 34.6 metros de altura el RMSE del modelo es mayor que a 10 metros, y éste sobreestima la amplitud de los datos (por primera vez se observan valores de cuocientes de desviación estándar mayores a 1), los valores de correlación son levemente superiores a los obtenidos en la comparación a 10 metros, siendo más explícito al observar los valores de r^2 , con valores superiores a 0.5. Finalmente el error de sesgo es mínimo para todas las simulaciones.

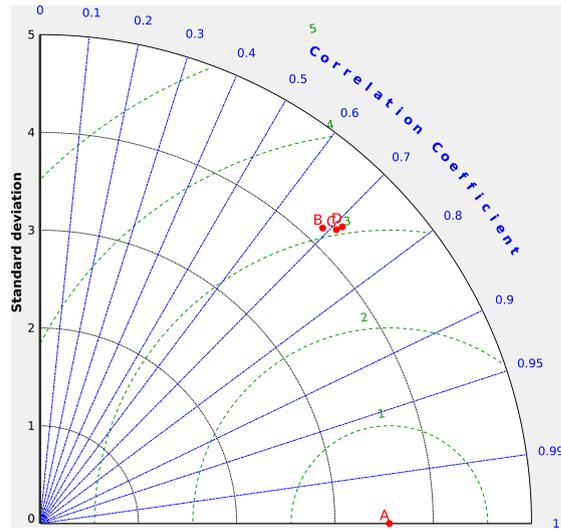


Figura 4.11: Diagrama de Taylor para las simulaciones a 34.6m, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

Al igual que lo observado en la Figura 4.8, la Figura 4.11 muestra los puntos B, C y D muy cercanos entre ellos, lo que se condice con la Tabla 4.4

4.2.2. Comparación CCMP

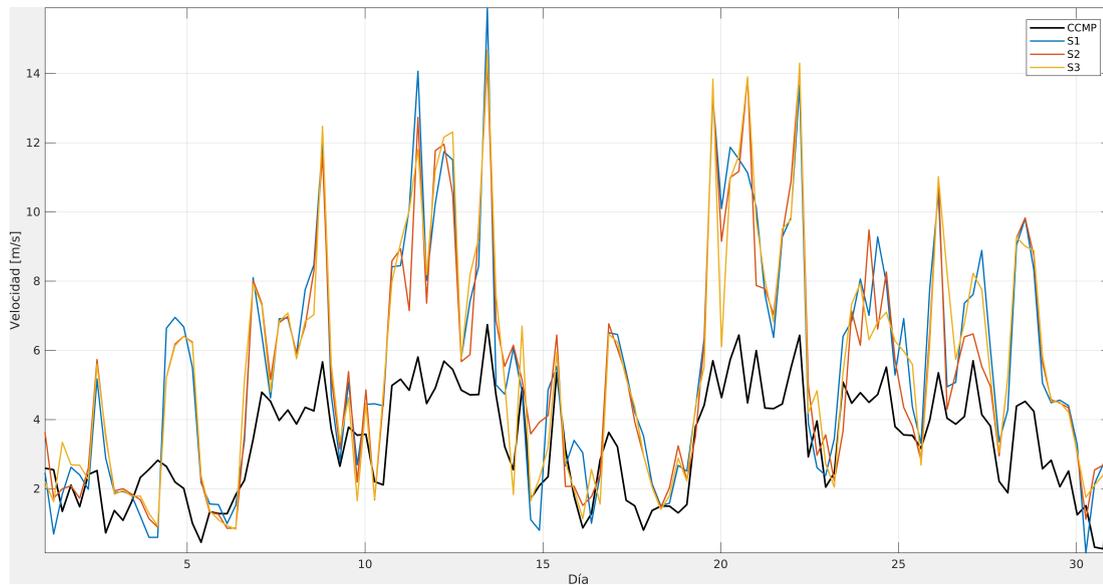


Figura 4.12: Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Raúl Marín Balmaceda.

La Figura 4.12 muestra las series de tiempo para magnitud de viento a 10 metros, con valores cada 3 horas, para el punto de validación cercano a Raúl Marín. Datos de CCMP en negro y simulaciones en azul. Es posible notar una clara sobreestimación de la magnitud de los vientos, aunque también se observa una variación similar entre los datos y las salidas del modelo.

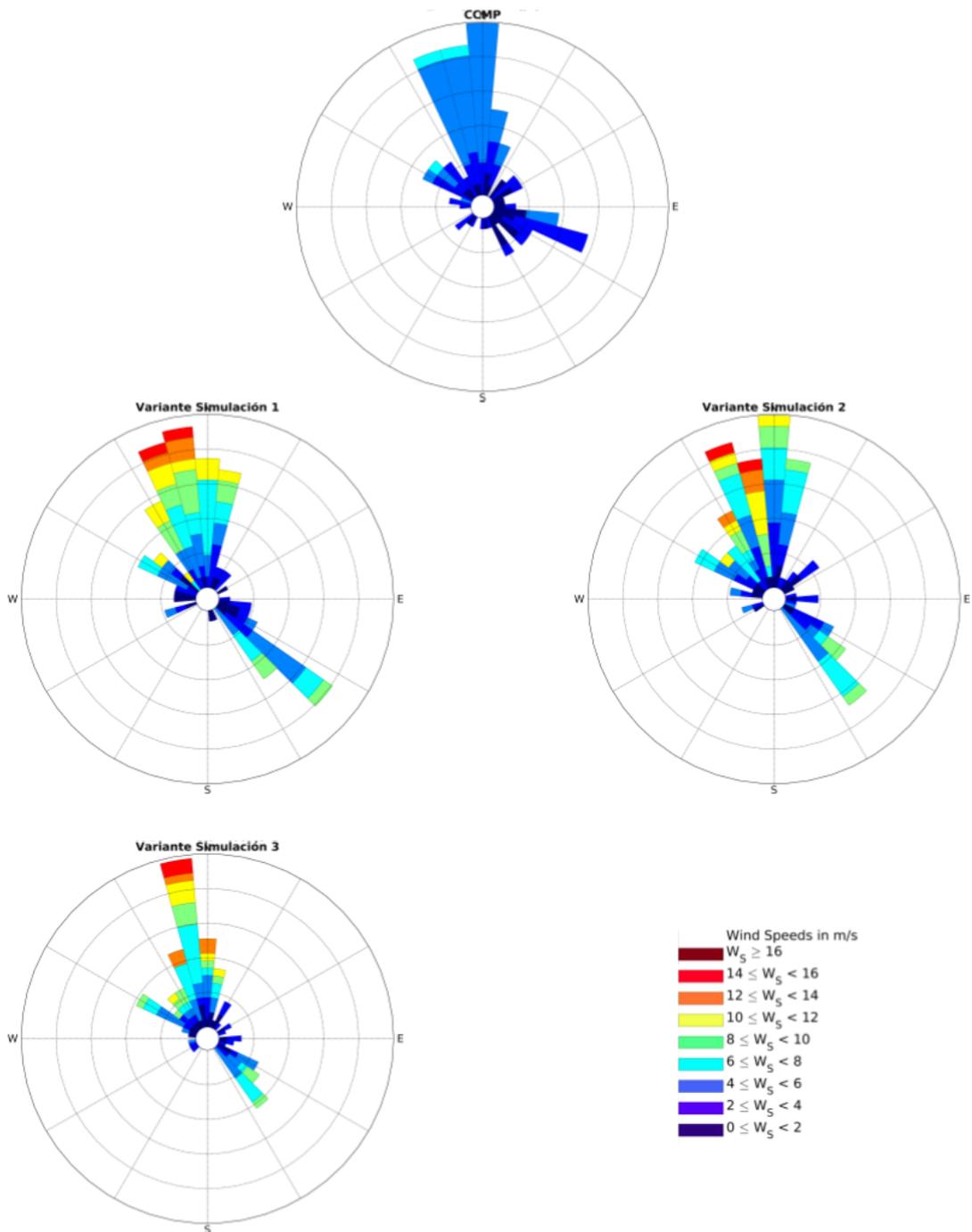


Figura 4.13: Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Raúl Marín Balmaceda.

En las rosas de los vientos de la Figura 4.13 es posible notar nuevamente la sobreestimación de la magnitud de los vientos por parte del modelo, aunque con direcciones más cercanas a los datos que lo que ocurría con la estación Repollal, principalmente observado en S1. Por otro lado, existen diferencias observables en las direcciones de los vientos entre las distintas simulaciones, lo que no ocurría en las comparaciones en Repollal.

Tabla 4.5: Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Raúl Marín Balmaceda.

Estadístico	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
RMSE (m/s)	2.2462	2.1973	2.2079
STD (m/s)	3.3632	3.2562	3.3376
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	2.1549	2.0863	2.1386
r	0.8289	0.8087	0.8351
r ²	0.6870	0.6525	0.6975
SESGO	2.2465	2.1582	2.2408

La Tabla 4.5 de estadísticos calculados para Raúl Marín muestra grandes errores, tanto en RMSE (centrado en la media de ambos grupos de datos) como en sesgo y en desviación estándar, lo que muestra relación con lo observado en las series de tiempo. Por otro lado, los valores de correlación son mayores a los obtenidos en la estación Repollal. Al igual que los diagramas de Taylor anteriores para variantes de simulación, la Figura 4.14 muestra que no existe gran diferencia estadística entre las distintas simulaciones.

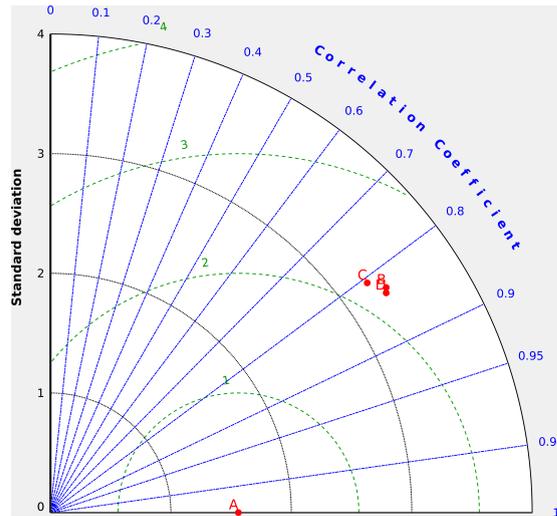


Figura 4.14: Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Raúl Marín Balma-ceda, Correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

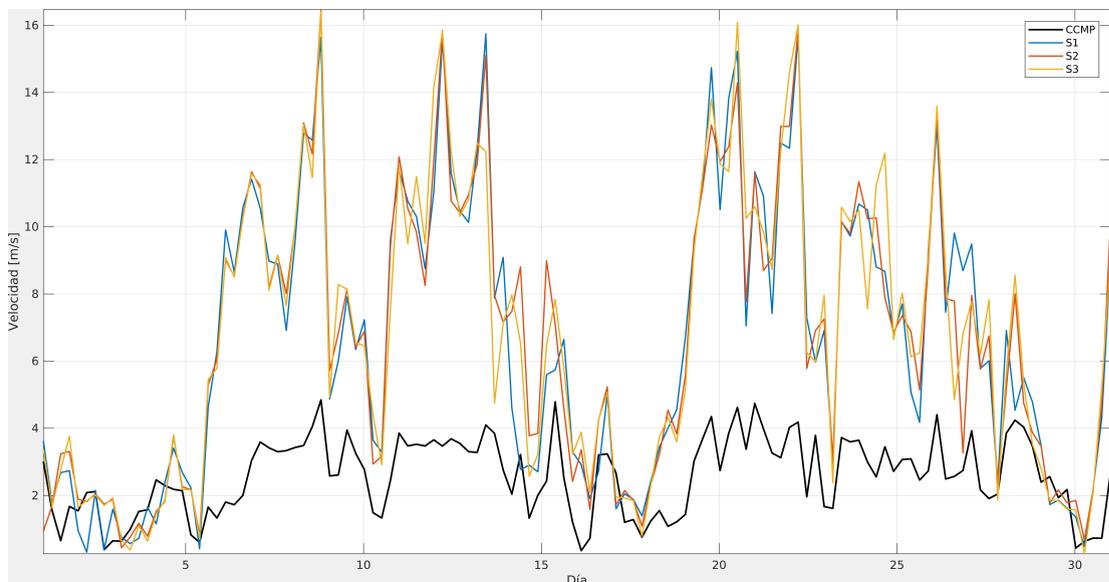


Figura 4.15: Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Puerto Cisnes.

Al igual que lo observado en la Figura 4.12, en la Figura 4.15 se observa una gran

sobreestimación de la velocidad del viento, aún más notoria que en el caso anterior, con una variación conjunta de las curvas menor a la observada en el caso de Raúl Marín.

Los colores de la Figura 4.16 representan nuevamente la diferencia en la estimación de los valores máximos de velocidad del viento entre las simulaciones y los datos de CCMP, a lo que se agrega una baja representación de la dirección de los vientos en las simulaciones, tanto en ocurrencia como en magnitud.

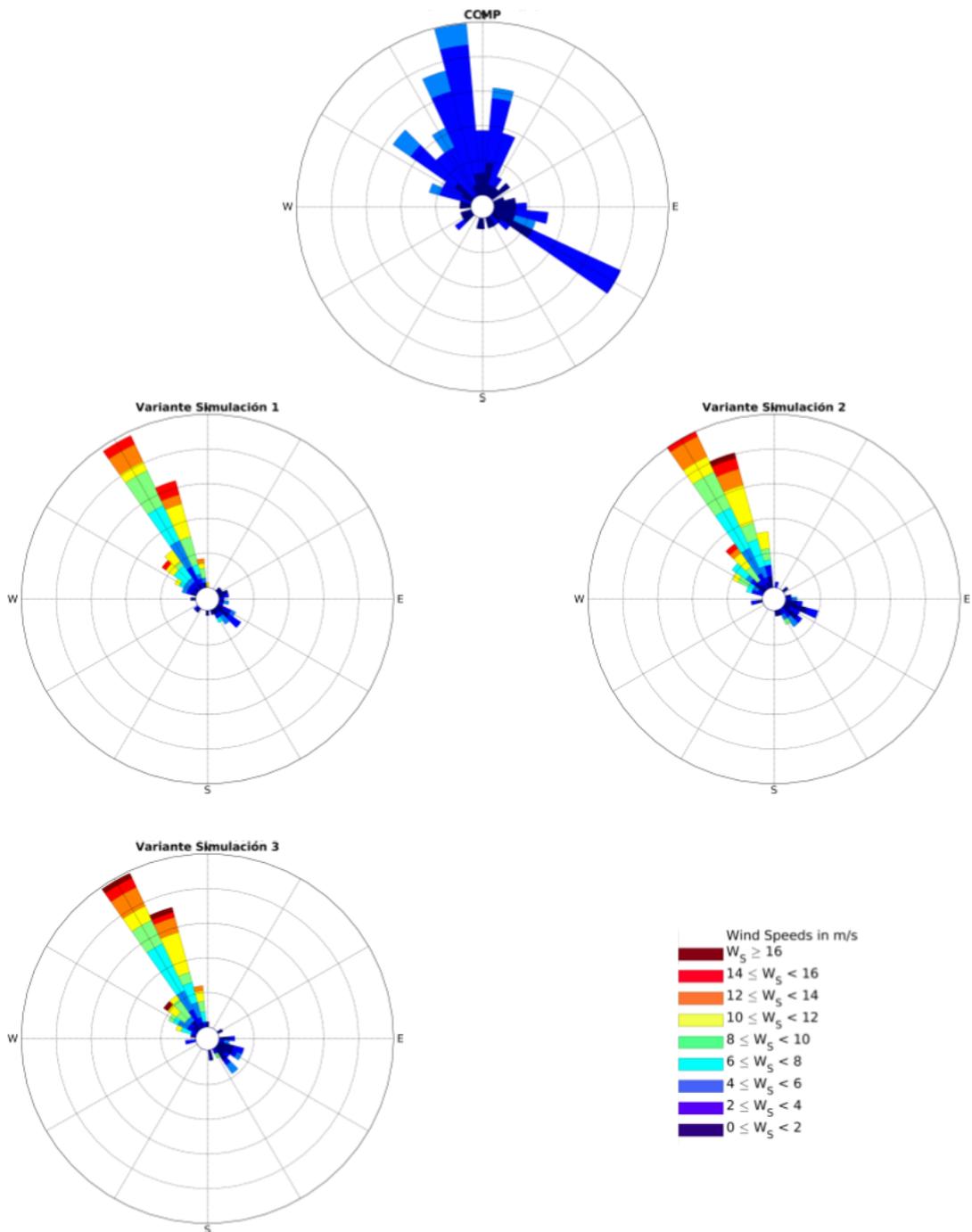


Figura 4.16: Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Puerto Cisnes.

Tabla 4.6: Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Puerto Cisnes.

Estadístico	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
RMSE (m/s)	3.3872	3.3095	3.3782
STD (m/s)	4.1569	4.0850	4.1592
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	3.6512	3.5880	3.6532
r	0.7504	0.7559	0.7585
r ²	0.5631	0.5713	0.5753
SESGO	4.0031	4.0971	4.1451

La Tabla 4.6 muestra los mayores RMSE, cuocientes de desviación estándar y sesgo de las comparativas, lo que da cuenta de la gran sobreestimación de los datos. La correlación entre los datos y las simulaciones es bastante alta, comparado a los resultados obtenidos en la estación Repollal, lo que podría explicar esto es que CCMP incluye datos de reanálisis de ERA-interim para generar su base de datos, y las simulaciones están siendo forzadas por los datos de reanálisis de ERA5.

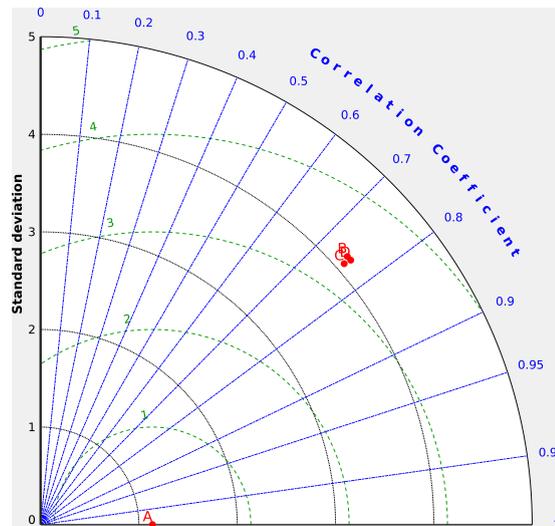


Figura 4.17: Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Puerto Cisnes, correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

Al igual que en las comparativas anteriores entre variantes de simulación, en la Figura 4.17 se observa una gran cercanía entre los puntos B, C y D, debido a su baja diferencia estadística. Es posible observar la lejanía de estos puntos con el punto A, lo que habla de un mal ajuste de los datos en todas las simulaciones.

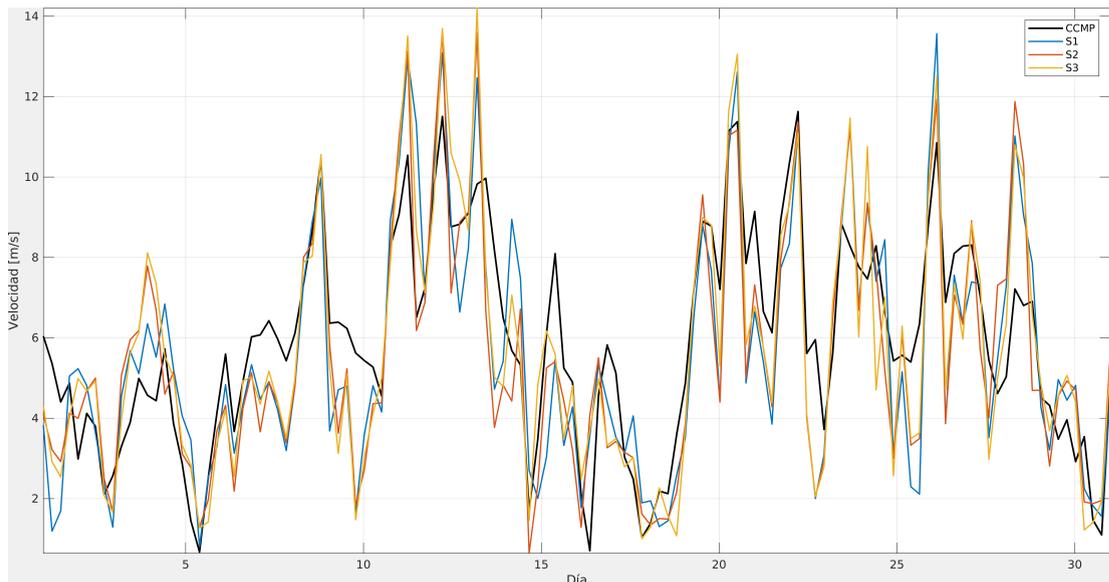


Figura 4.18: Series de tiempo correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, CCMP en negro y simulaciones en colores, Repollal.

La figura 4.18 corresponde a la comparación entre datos de CCPM (negro) y las simulaciones realizadas (colores) para Repollal. A diferencia de los puntos Raúl Marín y Puerto Cisnes, se observa un mejor ajuste de las simulaciones en los datos de CCMP.

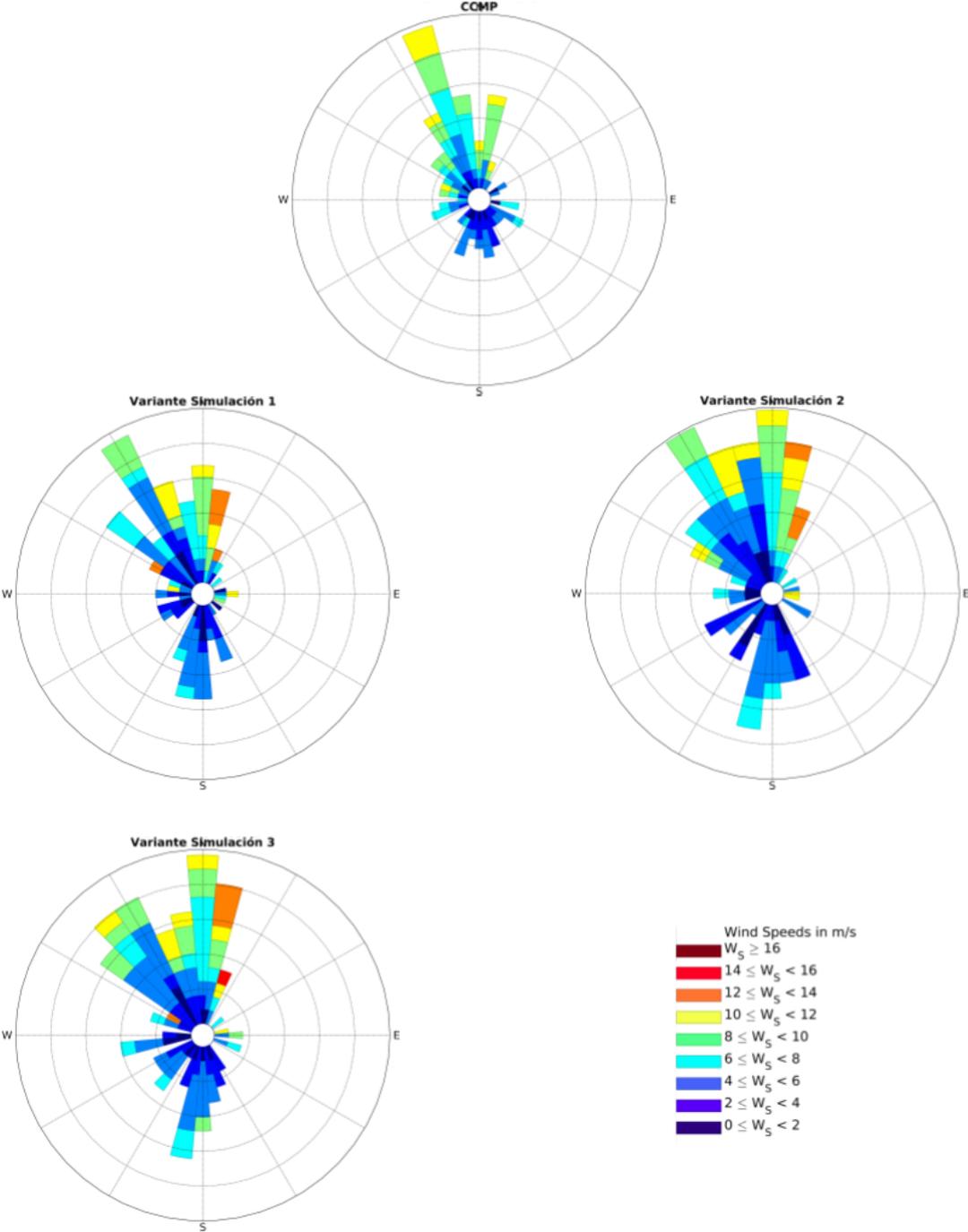


Figura 4.19: Rosas de viento correspondientes al mes de julio de 2011 a 10m, Repollal.

Capítulo 4: Resultados

La Figura 4.19 muestra diferencias con las rosas de viento de la Figura 4.7 debido a la frecuencia de datos utilizada. Se observa una sobreestimación de los vientos del sur y noroeste, principalmente.

Tabla 4.7: Estadísticos calculados para las distintas variantes de simulación durante el mes de julio para magnitud del viento a 10m en Repollal.

Estadístico	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
RMSE (m/s)	1.7703	1.7016	1.6983
STD (m/s)	2.9727	2.9565	3.0567
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.1589	1.1526	1.1917
r	0.8054	0.8192	0.8315
r ²	0.6487	0.6711	0.6914
SESGO	-0.3136	-0.3646	-0.2211

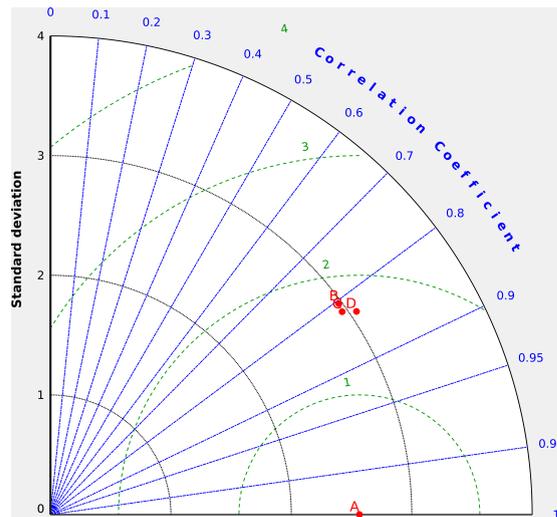


Figura 4.20: Diagrama de Taylor para las simulaciones a 10m en Repollal, correlación en azul, RMSE en verde y STD en negro.

Al igual que en las comparaciones con CCMP anteriores, en la Tabla 4.7 se observan valores de correlación en torno a 0.8, lo que indica una variación conjunta entre los datos de reanálisis y las simulaciones realizadas similar. Los valores de sesgo indican una leve subestimación de la magnitud de viento por parte de las simulaciones (menor

que la observada en la Tabla 4.3, lo que indica que CCMP tiene un menor sesgo con respecto a los datos que las simulaciones realizadas). Los valores de RMSE son los menores en todas las comparaciones realizadas, y la diferencia de STD indica una sobreestimación de la amplitud de los datos por parte de las simulaciones. Lo mismo puede ser observado en la Figura 4.20, en la cual se observa una gran cercanía de los puntos B, C y D, graficando la similitud estadística de la comparación para todas las simulaciones.

Finalmente, habiendo comparado los resultados obtenidos respecto a las variantes de simulación y los datos de viento, se procede al cálculo de potenciales eólicos para todas las simulaciones anteriores. Esto con la finalidad de cuantificar las diferencias en la utilización de distintas parametrizaciones y variantes de simulación en este tipo de estudios energéticos.

4.3. Cálculo potencial eólico

Los resultados en términos de potencial eólico se exponen en esta sección, tanto para las diferencias con los datos de Repollal, como para la comparativa con CCMP en Repollal, Raúl Marín y Puerto Cisnes a 70m de altura.

4.3.1. Repollal (datos)

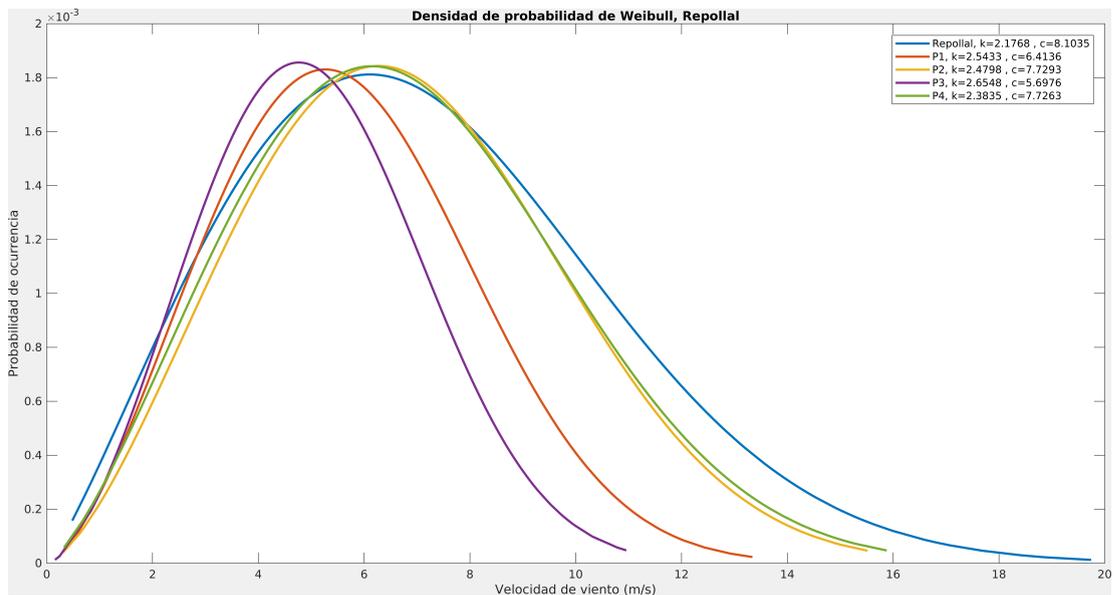


Figura 4.21: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para parametrizaciones en Repollal, enero 2011.

La Figura 4.21 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada parametrización en Repollal a 70m de altura. Se observa que todas las curvas de simulaciones subestiman la magnitud de los vientos, P2 y P4 obtienen resultados más cercanos a la

curva real.

Tabla 4.8: Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de enero de 2011.

Parámetro	Repollal	Parametrización 1 (P1)	Parametrización 2 (P2)	Parametrización 3 (P3)	Parametrización 4 (P4)
Potencial eólico medio [MW]	2.5672	1.1186	1.9856	0.7632	2.0433
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	397.02	176.70	314.50	120.67	321.60
Generación mensual [MWh]	483.46	270.56	487.09	186.12	467.70
Factor de planta [%]	25.99	14.55	26.19	10.01	25.15

La Tabla 4.8 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para Repollal. El Potencial eólico medio es el cálculo de la potencia media del viento en el sector, a 70m de altura, por un área correspondiente al área de barrido del aerogenerador Nordex N90/2500, pero sin considerar a éste en el cálculo (media de la Ecuación 3.6). La densidad de potencia eólica muestra la potencia del viento a 70m de altura por unidad de metro cuadrado. La generación mensual corresponde a la cantidad de energía que se hubiera generado con el aerogenerador instalado en la localidad para el mes de julio de 2011. El factor de planta corresponde al porcentaje de generación energética en el mes con respecto a la cantidad máxima de energía que es posible generar con el aerogenerador utilizado en el mismo periodo de tiempo.

Al igual que lo observado en la Figura 4.21, las parametrizaciones 2 y 4 son las que logran mayores cercanías con los datos, tanto en términos de generación mensual como en factor de planta.

Capítulo 4: Resultados

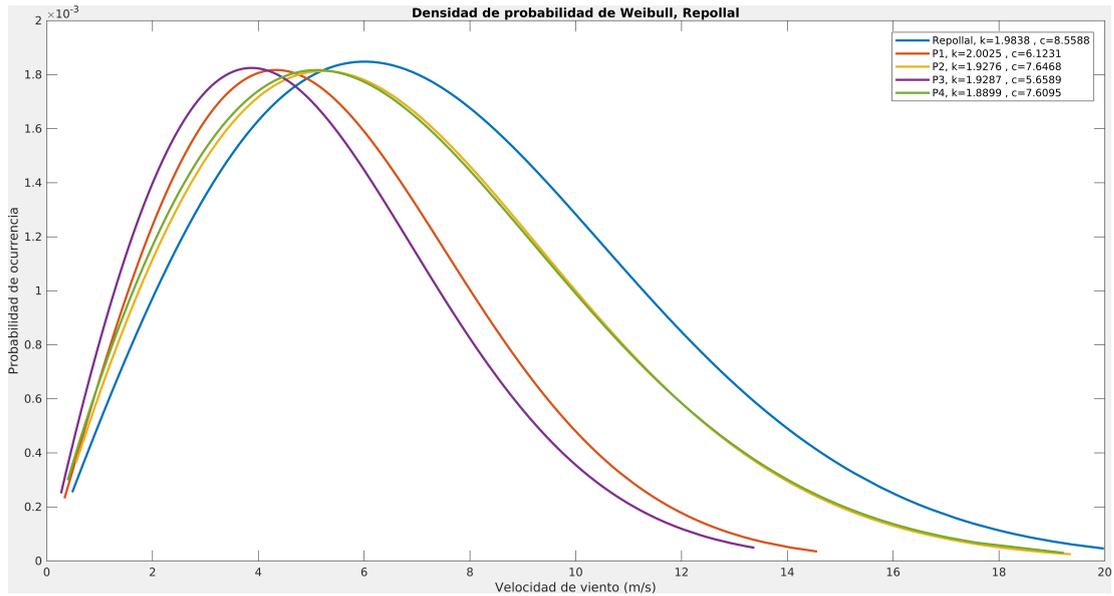


Figura 4.22: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para parametrizaciones en Repollal, julio 2011.

La Figura 4.22 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada parametrización en Repollal a 70m de altura. De la misma forma que para el mes de enero, las parametrizaciones 2 y 4 son las que mejor describen la curva de los datos, con parámetros de forma similares, aunque subestimando los valores máximos de intensidad de viento.

Tabla 4.9: Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de julio de 2011.

Parámetro	Repollal	Parametrización 1 (P1)	Parametrización 2 (P2)	Parametrización 3 (P3)	Parametrización 4 (P4)
Potencial eólico medio [MW]	3.2243	1.2064	2.4537	0.9843	2.4730
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	519.43	184.51	375.14	152.48	377.78
Generación mensual [MWh]	575.45	200.23	378.12	157.28	368.61
Factor de planta [%]	30.94	10.77	20.33	8.46	19.82

En la Tabla 4.9 se observa una subestimación del potencial eólico medio, lo que implica una baja representación de los datos de densidad de potencia eólica, generación

mensual y factor de planta. En este último es donde se puede observar de mejor forma este suceso, ya que la diferencia mínima es superior a un 10%.

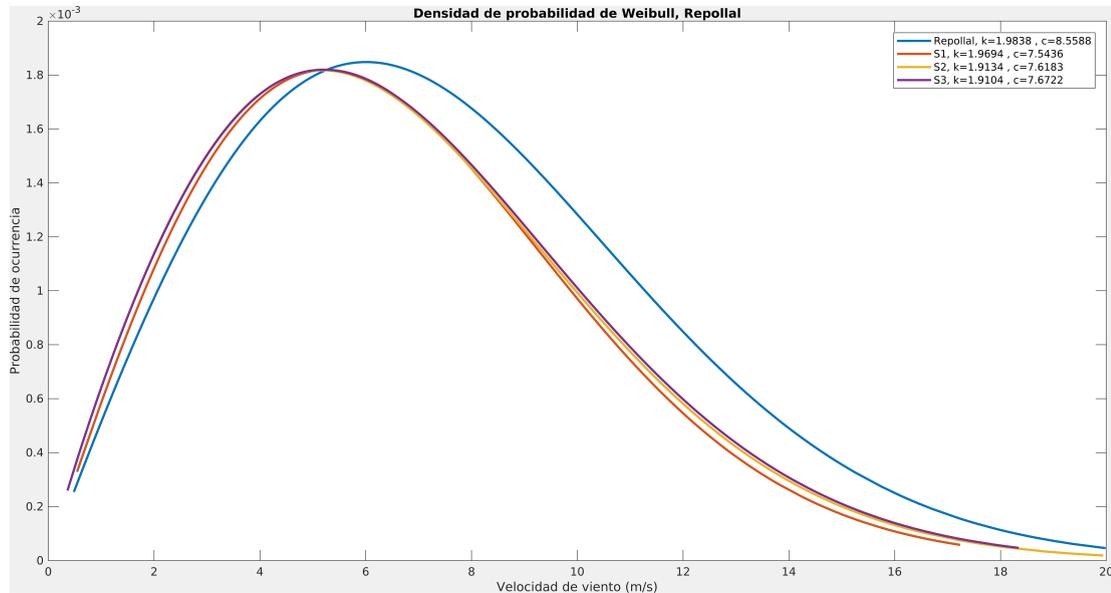


Figura 4.23: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para variantes de simulación en Repollal, julio 2011.

La Figura 4.23 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada variante de simulación en Repollal a 70m de altura. Observamos que las curvas de todas las simulaciones son muy similares entre sí, mostrando que los valores máximos de éstas son mayores en todos los casos a los extremos de las mediciones. El ajuste de las curvas dista levemente de la realidad, subestimando el factor de forma y sobreestimando el factor de escala de Weibull.

Es posible observar que el potencial medio en el sector es subestimado por las simulaciones (con diferencias de hasta 0.93 MW). lo cual se ve reflejado en la generación mensual. El error de generación mensual mayor es para S2, con un 34.34% de error

Capítulo 4: Resultados

Tabla 4.10: Parámetros de recurso eólico calculados para la estación Repollal y el aerogenerador Nordex N90/2500 correspondientes al mes de julio de 2011.

Parámetro	Repollal	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
Potencial eólico medio [MW]	3.2243	2.2886	2.4456	2.4897
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	519.43	352.39	374.19	383.37
Generación mensual [MWh]	575.45	378.11	377.83	388.44
Factor de planta [%]	30.94	20.33	20.31	20.88

porcentual, y menor para S3, con un 32.49%. Notar que si bien S2 logra valores mayores de potencial eólico medio y densidad de potencia eólica, su generación mensual es levemente menor a S1, lo cual se explica debido a los valores extremos que posee esta simulación (por encima del *cut-off* y bajo el *cut-in*).

4.3.2. CCMP

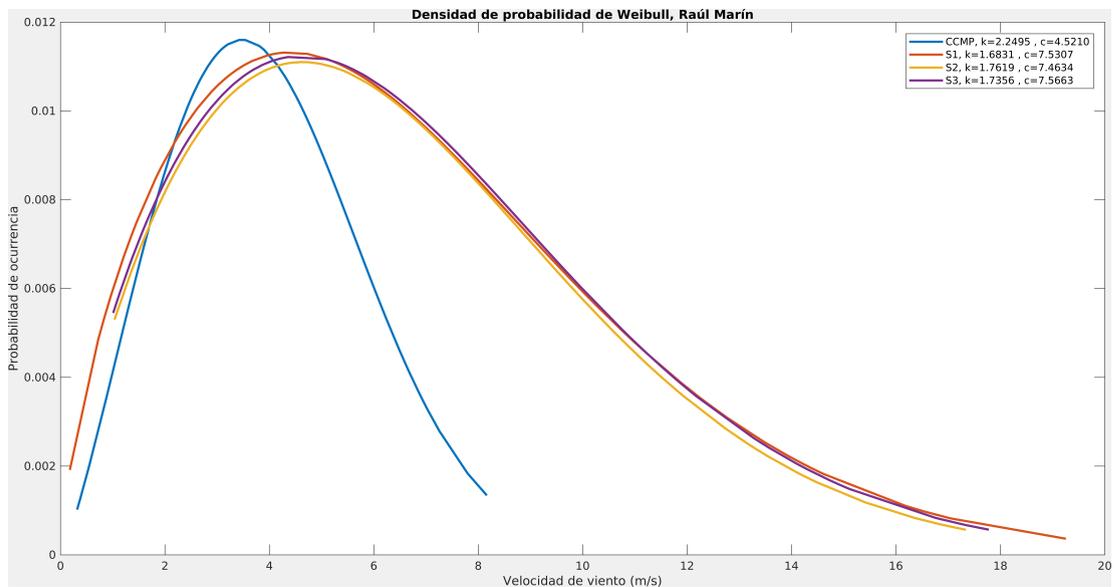


Figura 4.24: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Raúl Marín.

La Figura 4.24 muestra las curvas de densidad de probabilidad de weibull para el mes de julio de 2011, con los datos de CCMP en azul y las simulaciones en naranja, amarillo y violeta (S1, S2 y S3, respectivamente). Observamos que el ajuste entre las simulaciones es muy cercano entre ellas, no así al compararlo con los datos, ya que éstas no describen una curva similar, lo cual nuevamente exhibe la gran diferencia tanto en terminos de amplitud de datos (desviación estándar) como en la sobreestimación de los valores medios y máximos para el sector.

Tabla 4.11: Parámetros de recurso eólico calculados para el punto de validación Raúl Marín y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.

Parámetro	CCMP	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
Potencial eólico medio [MW]	0.419	2.663	2.517	2.646
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	67.602	433.212	390.291	415.691
Generación mensual [MWh]	87.668	389.13	360.71	389.23
Factor de planta [%]	4.71	20.92	19.39	20.93

La Tabla 4.11 muestra lo ya observado en la Figura 4.24, esto ya que el potencial eólico medio simulado es de hasta 6.4 veces mayor al del calculado para los datos de CCMP, lo mismo ocurre con la generación mensual, encontrando diferencias entre los 273.022 MWh y los 301.542 MWh.

Capítulo 4: Resultados

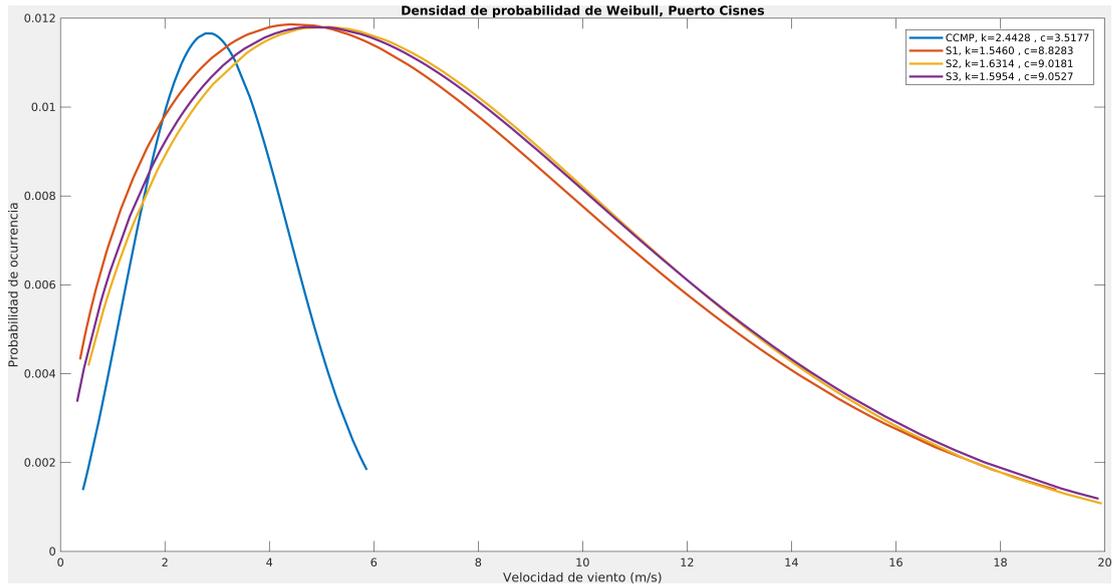


Figura 4.25: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Puerto Cisnes.

La Figura 4.25 muestra resultados similares a los observados en la Figura 4.24, mostrando diferencias aún mayores en la amplitud de las simulaciones a diferencia de la de los datos, junto con una sobreestimación de las velocidades. Es posible observar que el peak de probabilidad en los datos de CCMP es menor a los $3 \frac{m}{s}$, por lo que es de esperar una baja generación eólica, dado que la velocidad de *cut-in* del aerogenerador es de $3.5 \frac{m}{s}$.

Tabla 4.12: Parámetros de recurso eólico calculados para el punto de validación Puerto Cisnes y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.

Parámetro	CCMP	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
Potencial eólico medio [MW]	0.1866	4.5034	4.5179	4.6855
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	29.947	807.502	782.573	823.956
Generación mensual [MWh]	27.321	579.11	629.16	618.18
Factor de planta [%]	1.47	31.13	33.83	33.24

Dados los bajos valores de velocidad de viento en CCMP es que la Tabla 4.12 muestra los menores valores para los parámetros eólicos en este estudio para CCMP, con un

potencial eólico medio de 0.1866 [MW], una densidad de potencia eólica de 29.947 [$\frac{W}{m^2}$] y una generación mensual de 27.321 [MWh], lo que contrasta fuertemente con los valores obtenidos por las simulaciones, ya que éstos representan valores de hasta 25 veces en potencial eólico medio, 27 veces la densidad de potencia eólica y 23 veces la generación mensual de energía, en comparación a CCMP.

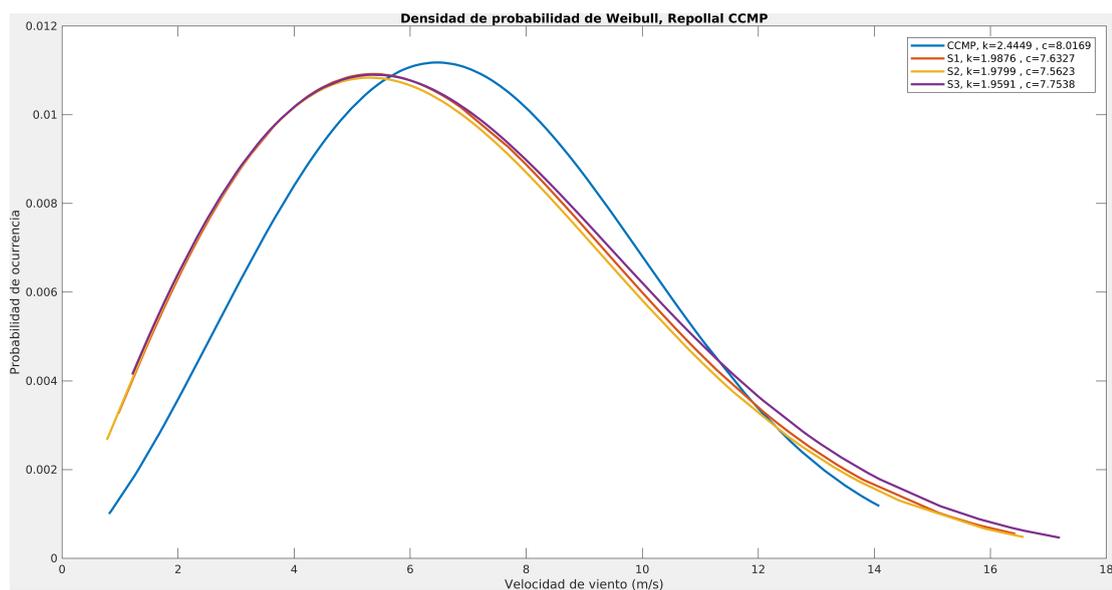


Figura 4.26: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para Repollal (CCMP).

La Figura 4.26 muestra resultados muy distintos a la Figura 4.24 y Figura 4.25, esto por lo observado previamente en la comparación estadística de los vientos CCMP Repollal, ya que a diferencia de Puerto Cisnes y Raúl Marín, existe una mayor cercanía estadística entre CCMP y las simulaciones. Se observa también la subestimación media de los datos CCMP, por el desfase de las curvas.

En la Tabla 4.13 se observa una gran cercanía entre los resultados de las simulaciones y los datos de CCMP, con diferencias menores a 0.3 MW en el potencial eólico medio

Tabla 4.13: Parámetros de recurso eólico calculados para Repollal (CCMP) y el aerogenerador Nordex N90/2500 al mes de julio de 2011.

Parámetro	CCMP	Variante Simulación 1 (S1)	Variante Simulación 2 (S2)	Variante Simulación 3 (S3)
Potencial eólico medio [MW]	2.2272	2.3489	2.3052	2.5018
Densidad de potencia eólica [$\frac{W}{m^2}$]	354.808	360.745	352.289	384.648
Generación mensual [MWh]	534.31	382.88	362.53	396.21
Factor de planta [%]	28.73	20.58	19.49	21.30

y $30 \frac{W}{m^2}$ en densidad de potencia eólica. Por otro lado, si existe una diferencia en los parámetros que si consideran el aerogenerador para su cálculo, ya que en generación mensual existen diferencias de hasta 171.78 MWh de generación mensual, lo cual se traduce en un 9.49% de factor de planta. Las diferencias de valores respecto a la Tabla 4.10 podrían ser explicadas debido a que los cálculos realizados en aquella tabla es con valores horarios, opuesto a la Tabla 4.13, cuyos valores son cada 6 horas.

4.3.3. Distribución espacial del potencial eólico

Finalmente, para comprender la distribución espacial del potencial eólico en la región de estudio es que se presentan mapas del potencial eólico medio para enero y julio, utilizando la parametrización 2 (esto debido a que es la que mejor resultados obtiene para ambos meses sin considerar variantes de simulación).

En la Figura 4.27 se observa el potencial eólico medio para el mes de enero y en la Figura 4.28 el correspondiente al mes de julio. Tal como se observa en la sección anterior, los valores de potencial eólico son mayores para el mes de julio, teniendo las mayores diferencias con enero en las áreas correspondientes al océano y los fiordos. Es posible también notar que los valores en tierra para julio son menores que para enero, evidenciando de esta manera una variación estacional en los vientos simulados por el

modelo.

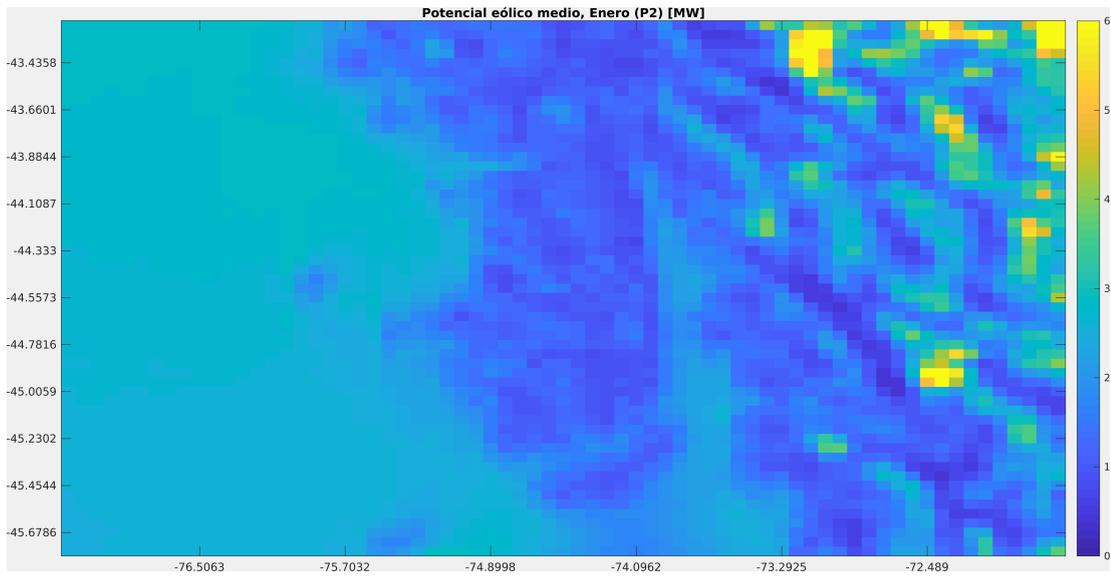


Figura 4.27: Mapa de potencial eólico medio, enero 2011.

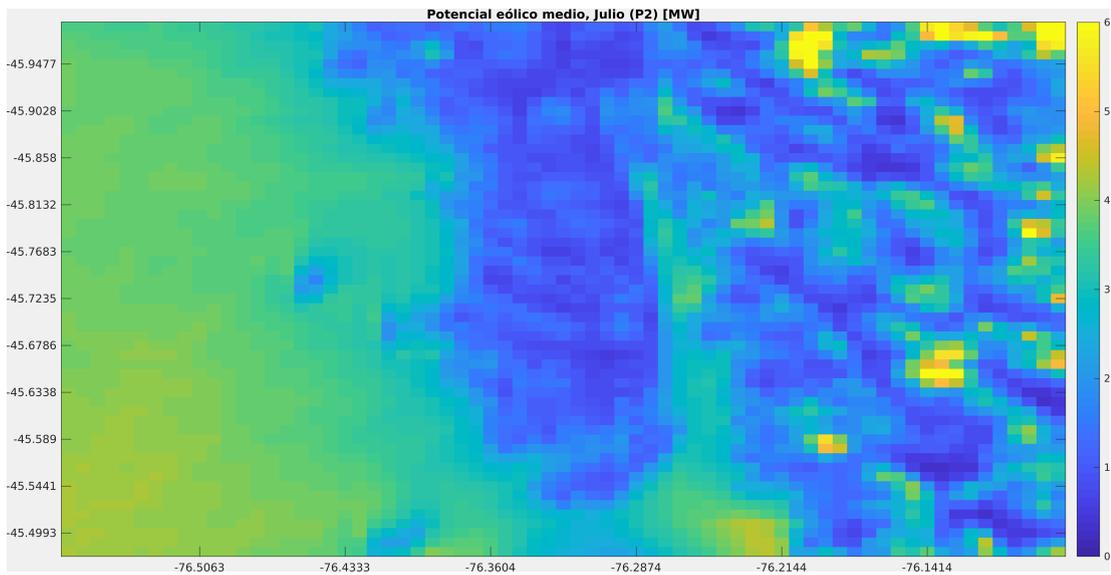


Figura 4.28: Mapa de potencial eólico medio, julio de 2011.

Capítulo 5

Discusión

Estudios similares al realizado en esta investigación presentan valores de RMSE entre $2.07 \frac{m}{s}$ y $2.62 \frac{m}{s}$ (Dvorak et al., 2013), $1.8 \frac{m}{s}$ y $2.3 \frac{m}{s}$ (Zhao et al., 2012), $1.94 \frac{m}{s}$ y $3.16 \frac{m}{s}$ (Carvalho et al., 2012a, 2014a), $1.9 \frac{m}{s}$ y $2.8 \frac{m}{s}$ (Nawri et al., 2014) y $1.74 \frac{m}{s}$ y $2.61 \frac{m}{s}$ (González-Alonso et al., 2019). Al comparar estos valores con los obtenidos en este estudio, es posible observar que el menor RMSE para las comparaciones de las simulaciones de WRF con la estación Repollal fue de $2.58 \frac{m}{s}$ en la parametrización con cálculo de PBL sin consideración de turbulencias locales (P1) para el mes de julio, y el mayor corresponde a $3.09 \frac{m}{s}$, obtenido en la variante de simulación que considera el uso del doble de niveles verticales en sus cálculos (S1), para las comparaciones a 34.6m. Los valores obtenidos de r^2 varían entre 0.19 para un PBL que considera condensación parcial en nubes para el cálculo de boyantez (P3) en enero y 0.50 para la variante de simulación con un modelo de uso de suelos distinto (S2) a 34.6m, otros estudios obtuvieron resultados entre 0.43 y 0.75 (González-Alonso et al., 2019), entre 0.69 y

0.94 (Carvalho et al., 2014a,?) y entre 0.61 y 0.77 (Giannakopoulou, Nhili, 2014).

En términos de RMSE, los resultados obtenidos no están lejos de los errores usuales de trabajo para este tipo de estudios, lo que podría indicar una correcta parametrización del modelo WRF al considerar un esquema PBL de dos capas en el océano o bien un esquema con cálculos espectrales de turbulencia (P2 y P4). Al mismo tiempo, se debe notar que los mayores valores de RMSE se obtuvieron en las comparativas para las variantes de simulación a 34.6m, en cambio las comparativas a 10m obtienen valores cercanos, en torno a los $2.6 \frac{m}{s}$, lo que habla de un mejor desempeño del modelo a alturas menores. Al comparar los resultados obtenidos de r^2 , es posible notar un bajo desempeño de las simulaciones para describir las variaciones temporales de magnitud de viento, lo que podría ser explicado debido al tamaño de la grilla utilizada para la modelación, ya que no sería capaz de simular los fenómenos locales que ocurren en el sector, considerando que la resolución efectiva del modelo es de $7*\Delta x$ (es decir, el modelo es capaz de reproducir fenómenos de escalas 7 veces más grande que el tamaño de la grilla utilizada) (Skamarock, 2004; DuVivier, Cassano, 2013). Al contrario de lo que ocurre en términos de RMSE, para la correlación los mejores valores se obtuvieron para las comparaciones a 34.6m, lo que apoyaría la tesis anterior, ya que a mayor altura, menor es la influencia del suelo en el comportamiento de los vientos.

El rendimiento estacional del modelo, muestra valores similares de RMSE para ambos meses, no así en términos de correlación, donde el mes de enero obtuvo menores valores de r (cercaos a 0.45) que el mes de julio (cercaos a 0.6). Esto muestra que si existe una diferencia estacional en los resultados obtenidos para las simulaciones, la cual podría ser explicada por dinámicas de mayor escala presentes en el sector, tales como el movimiento del anticiclón del pacífico sur, el cual migra hacia el norte en

meses de invierno (Ancapichún, Garcés-Vargas, 2015). Éste también podría explicar la variación de la dirección de los vientos para enero y julio, ya que en julio es predominantemente desde el norte, mientras que en enero es predominantemente oeste. Esto se condice con lo que se conoce sobre los vientos del oeste, los cuales son influenciados por este anticiclón, adquiriendo un movimiento estacional norte-sur.

En términos de parámetros de recursos eólicos, es posible observar que en los cálculos de generación energética mensual obtuvimos errores desde 15.76 [MWh] a los 418.17 [MWh]. Estos cálculos son comparables a los resultados obtenidos por González-Alonso et al., (2019), logrando errores de hasta 463 [MWh], correspondiente a una sobreestimación del 26.7%. Por otro lado, las diferencias en el factor de planta se encuentran al rededor del 10%, con valores desde 0.84% (enero P4) a los 22.48% (julio P3), siendo subestimada por las simulaciones realizadas con el modelo WRF. Para este tipo de cálculos, los mejores resultados se obtuvieron por medio del uso de modelos espectrales en el cálculo de turbulencias para la parametrización de PBL (P4, QNSE). Por otro lado, en términos de recursos eólicos también se observó una variación estacional, siendo julio el mes con un mayor potencial eólico *offshore*, observable en los mapas de distribución espacial de potencial eólico.

Con respecto a las comparativas con CCMP es posible observar altas correlaciones, lo que puede ser influenciado por los datos de reanálisis de ERA-Interim utilizados para la creación de este *set* de datos, ya que las simulaciones de WRF fueron forzadas con ERA5, la versión siguiente a ERA-Interim de la ECMWF. No así en términos de RMSE y STD, donde se obtuvo los peores resultados del estudio para Raúl Marín y Puerto Cisnes, siendo observado de mejor manera en el cálculo de los parámetros del

recurso eólico, esto ya que las simulaciones de WRF entregan valores más cercanos a lo que se esperaría de la región en estos puntos. Al contrario de lo ocurrido con el punto de comparación en Repollal, en el cual se lograron los mejores resultados, tanto en estadísticos de comparación como en parámetros de recurso eólico.

En relación a las direcciones de vientos en estas comparativas, es posible observar mayor cercanía que respecto a las direcciones de Repollal, lo cual puede ser influenciado por la topografía considerada en las simulaciones y datos de reanálisis.

Capítulo 6

Conclusiones

En este estudio se evaluó el rendimiento del modelo WRF al ser forzado por el modelo global ERA5 con respecto a 2 variantes. La primera corresponde al uso de distintas parametrizaciones físicas en términos de PBL, y la segunda, al uso de distintas variantes de simulación del modelo. Esto para las costas de la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y siendo validadas con la estación Repollal, en Melinka, y comparadas con datos de CCMP en puntos cercanos a Raúl Marín y Puerto Cisnes.

En términos de las primeras variantes, la parametrización que logró un mejor rendimiento del modelo fue P2, correspondiente a la capa límite planetaria MYJ en el mes de julio, con un RMSE de $2.68 \frac{m}{s}$, correlación de 0.64 y un cociente de desviación estándar con los datos de 0.94.

Por otro lado, para las variantes de simulación evaluadas no existieron grandes diferencias en los resultados obtenidos, si bien S3 (correspondiente al reinicio cada 11 días)

obtuvo resultados levemente mejores en la comparación a 10m, al comparar con datos a 34.6m los mejores resultados fueron obtenidos por S2 (cambio del modelo de uso de suelos), aunque no fueron significativamente mejores que los de S1 y S3.

De esta forma, no se cumple la hipótesis en su totalidad, ya que si bien existe una parametrización que otorga mejores resultados, no ocurre lo mismo con las variantes de simulación.

Finalmente, este estudio consiguió resultados en términos de cálculos de generación eólica con bajos errores al comparar con la estación Repollal, y mostró una gran diferencia en resultados al comparar con datos de CCMP. Se logró resultados más realistas que los obtenidos al utilizar datos de reanálisis, lo que podría ayudar al desarrollo de bases de datos de simulaciones de viento para la estimación de potenciales eólicos en la región. Un estudio de este tipo invita a realizar estudios posteriores más extensos en términos de tiempos de simulación, o más específicos en términos de tamaño de grilla a simular.

Bibliografía

- Al-Yahyai Sultan, Charabi Yassine, Gastli Adel.* Review of the use of numerical weather prediction (NWP) models for wind energy assessment // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010. 14, 9. 3192–3198.
- Ancapichún Santiago, Garcés-Vargas José.* Variability of the Southeast Pacific Subtropical Anticyclone and its impact on sea surface temperature off north-central Chile // *Ciencias Marinas*. 2015. 41, 1. 1–20.
- Estudio del potencial eólico y viabilidad de parque eólico en Andalucía. // . 2017.
- BCN . Relieve Región de Aysén. Revisado 2019.
- Börgel Reinaldo.* Geografía de Chile, tomo Geomorfología. 1983.
- CNE . Anuario Estadístico de Energía, año 2018. 2019.
- Carvalho D, Rocha A, Gómez-Gesteira M, Santos C Silva.* Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula // *Applied Energy*. 2014a. 135. 234–246.
- Carvalho David, Rocha Alfred, Gómez-Gesteira M, Santos C Silva.* WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalyses: Comparison with observed data for Portugal // *Applied Energy*. 2014. 117. 116–126.
- Carvalho David, Rocha Alfredo, Gómez-Gesteira Moncho, Santos Carlos.* A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy // *Environmental Modelling & Software*. 2012a. 33. 23–34.
- Celik Ali N, Kolhe Mohan.* Generalized feed-forward based method for wind energy prediction // *Applied Energy*. 2013. 101. 582–588.
- De Andrade Carla Freitas, Neto Hely Falcão Maia, Rocha Paulo Alexandre Costa, Silva Maria Eugênia Vieira da.* An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil // *Energy conversion and Management*. 2014. 86. 801–808.

BIBLIOGRAFÍA

- Draxl Caroline, Hahmann Andrea N, Peña Alfredo, Giebel Gregor.* Evaluating winds and vertical wind shear from Weather Research and Forecasting model forecasts using seven planetary boundary layer schemes // *Wind Energy*. 2014. 17, 1. 39–55.
- DuVivier Alice K, Cassano John J.* Evaluation of WRF model resolution on simulated mesoscale winds and surface fluxes near Greenland // *Monthly weather review*. 2013. 141, 3. 941–963.
- Dvorak Michael J, Corcoran Bethany A, Ten Hoeve John E, McIntyre Nicolas G, Jacobson Mark Z.* US East Coast offshore wind energy resources and their relationship to peak-time electricity demand // *Wind Energy*. 2013. 16, 7. 977–997.
- ECMWF .* ERA5: Data documentation. Revisado 2020.
- Garreaud R, Lopez P, Minvielle M, Rojas M.* Large-scale control on the Patagonian climate // *Journal of Climate*. 2013. 26, 1. 215–230.
- Garreaud RD.* Record-breaking climate anomalies lead to severe drought and environmental disruption in western Patagonia in 2016 // *Climate Research*. 2018. 74, 3. 217–229.
- Giannakopoulou Evangelia-Maria, Nhili Regis.* WRF model methodology for offshore wind energy applications // *Advances in Meteorology*. 2014. 2014.
- González-Alonso N, Mattar C, Borvarán D.* Quantifying the wind energy potential differences using different WRF initial conditions on Mediterranean coast of Chile // *Energy*. 2019. 188. 116027.
- Mesoscale modeling for the Wind Atlas of South Africa (WASA) project. // . 2015.
- Hahmann Andrea N, Vincent Claire L, Peña Alfredo, Lange Julia, Hasager Charlotte B.* Wind climate estimation using WRF model output: method and model sensitivities over the sea // *International Journal of Climatology*. 2014. 35, 12. 3422–3439.
- Hong Song-You, Noh Yign, Dudhia Jimy.* A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes // *Monthly weather review*. 2006. 134, 9. 2318–2341.
- Horvath Kristian, Koracin Darko, Vellore Ramesh, Jiang Jinhua, Belu Radian.* Sub-kilometer dynamical downscaling of near-surface winds in complex terrain using WRF and MM5 mesoscale models // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*. 2012. 117, D11.
- Hutchinson Todd A.* An adaptive time-step for increased model efficiency // *Extended Abstracts, Eighth WRF Users' Workshop*. 2007.
- Janjić Zaviša I.* The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes // *Monthly weather review*. 1994. 122, 5. 927–945.
- Jiménez Pedro A, Dudhia Jimy, González-Rouco J Fidel, Navarro Jorge, Montávez Juan P, García-Bustamante Elena.* A revised scheme for the WRF surface layer formulation // *Monthly Weather Review*. 2012. 140, 3. 898–918.
- Kalnay Eugenia.* Atmospheric modeling, data assimilation and predictability. 2003.
- Knievel Jason.* Physical parameterizations in the WRF model. 2007.

BIBLIOGRAFÍA

- MINENERGIA* . Anteproyecto de política energética al 2050, Región de Aysén del general Carlos Ibáñez del Campo. 2017a.
- MINENERGIA* . Hoja de ruta energética, Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. 2017b.
- MINENERGIA* . Campaña de medición del recurso Eólico y Solar. Revisado 2019.
- Michalakes J, Chen S, Dudhia J, Hart L, Klemp J, Middlecoff J, Skamarock W*. Development of a next-generation regional weather research and forecast model // *Developments in Teracomputing*. 2001. 269–276.
- Monin AS*. The atmospheric boundary layer // *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1970. 2, 1. 225–250.
- NCAR* . ARW version 3 modelling system user’s guide. 2018.
- Nawri Nikolai, Petersen Guðrún Nína, Bjornsson Halldór, Hahmann Andrea N, Jónasson Kristján, Hagsager Charlotte Bay, Clausen Niels-Erik*. The wind energy potential of Iceland // *Renewable energy*. 2014. 69. 290–299.
- A Description of the MYNN-EDMF Scheme and the Coupling to Other Components in WRF–ARW. // . 2019.
- STATCOM* . Encuesta de percepciones, actitudes y prácticas de los ciudadanos de la región de Aysén. 2016.
- Sawyer Steve, Rave Klaus*. Global wind report—Annual market update 2015 // *Global Wind Energy Council (GWEC), Brussels, Belgium, Report*. 2016. 2015.
- Schaefer M, Machguth H, Falvey M, Casassa G*. Modeling past and future surface mass balance of the Northern Patagonia Icefield // *Journal of Geophysical Research: Earth Surface*. 2013. 118, 2. 571–588.
- Quantifying mass balance processes on the Southern Patagonia Icefield. // . 2015.
- Skamarock William C*. Evaluating mesoscale NWP models using kinetic energy spectra // *Monthly weather review*. 2004. 132, 12. 3019–3032.
- A description of the Advanced Research WRF version 3. *NCAR Technical note-475+ STR*. // . 2008.
- Snyder John Parr*. Map projections used by the US Geological Survey. 1982.
- Sukoriansky Semion, Galperin Boris, Perov Veniamin*. Application of a new spectral theory of stably stratified turbulence to the atmospheric boundary layer over sea ice // *Boundary-Layer Meteorology*. 2005. 117, 2. 231–257.
- TWP* . N90/2500 Offshore (Nordex). Revisado 2020.
- UCAR* . CCMP V2.0 Wind Product Released January 7th, 2015. Revisado 2019.
- Ulazia Alain, Nafarrate Ander, Ibarra-Berastegi Gabriel, Sáenz Jon, Carreno-Madinabeitia Sheila*. The Consequences of Air Density Variations over Northeastern Scotland for Offshore Wind Energy Potential // *Energies*. 2019. 12, 13. 2635.

BIBLIOGRAFÍA

- Uribe Cortes Alejandro*. Estimación de la capacidad del modelo WRF para pronosticar eventos extremos asociados con altas precipitaciones en la región Andina Colombiana // Departamento de Geociencias. 2012.
- Villarroel Claudia, Carrasco Jorge F, Casassa Gino, Falvey Mark*. Modeling near-surface air temperature and precipitation using WRF with 5-km resolution in the Northern Patagonia Icefield: A pilot simulation // *Int. J. Geosci.* 2013. 4. 1193–1199.
- Vincent Claire Louise, Hahmann Andrea N*. The impact of grid and spectral nudging on the variance of the near-surface wind speed // *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 2015. 54, 5. 1021–1038.
- Weisser D, Foxon TJ*. Implications of seasonal and diurnal variations of wind velocity for power output estimation of a turbine: a case study of Grenada // *International journal of energy research*. 2003. 27, 13. 1165–1179.
- Wind Energy International*. Global Total Installed Capacity [MW]. 2018.
- Ye Lin, Zhao Yongning, Zeng Cheng, Zhang Cihang*. Short-term wind power prediction based on spatial model // *Renewable Energy*. 2017. 101. 1067–1074.
- Zhao Pan, Wang Jiangfeng, Xia Junrong, Dai Yiping, Sheng Yingxin, Yue Jie*. Performance evaluation and accuracy enhancement of a day-ahead wind power forecasting system in China // *Renewable Energy*. 2012. 43. 234–241.

Anexo A

En este Anexo se adjunta el namelist, Vtable y ecmwf_coeffs necesarios para inicializar WRF utilizando ERA5. Para el estudio se utilizaron los 137 niveles verticales y una resolución temporal de 3 horas.

```
&share
wrf_core = 'ARW',
max_dom = 1,
start_date = '2011-06-23_00:00:00', '2011-06-23_00:00:00',
end_date   = '2011-08-01_00:00:00', '2011-08-01_00:00:00',
interval_seconds = 10800,
io_form_geogrid = 2,
opt_output_from_geogrid_path = './',
debug_level = 0,
/

&geogrid
parent_id      = 1,1,
parent_grid_ratio = 1,5,
i_parent_start = 1,39,
j_parent_start = 1,82,
e_we          = 186,561,
e_sn          = 372,991,
geog_data_res = '30s','30s',
dx = 5000,
dy = 5000,
map_proj = 'lambert',
ref_lat  = -44.209,
ref_lon  = -73.877,
truelat1 = -44.209,
truelat2 = -44.209,
stand_lon = -73.877,
geog_data_path = '/home/nestor/Build_WRF/GEOG',
opt_geogrid_tbl_path = './',
ref_x = 93.0,
ref_y = 186.0,
/

&ungrib
out_format = 'WPS',
prefix = 'FILE',
/

&metgrid
fg_name = 'FILE','PRES',
io_form_metgrid = 2,
opt_output_from_metgrid_path = './',
opt_metgrid_tbl_path = './',
/
```

Figura A.1: namelist.wps necesario para inicializar WRF con ERA5.

Anexo A:

GRIB Code	Level Code	Level 1	Level 2	metgrid Name	metgrid Units	metgrid Description	
130	109	*		TT	K	Temperature	
131	109	*		UU	m s-1	U	
132	109	*		VV	m s-1	V	
133	109	*		SPECHUMD	kg kg-1	Specific humidity	
152	109	*		LOGSFP	Pa	Log surface pressure	
157	109	*		RHUM	%	Relative humidity	
129	1	0		SOILGEO	m		
	1	0		SOILHGT	m	Terrain field of source analysis	
165	1	0		UU	m s-1	U	At 10 m
166	1	0		VV	m s-1	V	At 10 m
167	1	0		TT	K	Temperature	At 2 m
168	1	0		DEWPT	K		At 2 m
	1	0		RH	%	Relative Humidity at 2 m	At 2 m
172	1	0		LANDSEA	0/1 Flag	Land/Sea flag	
134	1	0		PSFC	Pa	Surface Pressure	
134	109	1		PSFCH	Pa		
151	1	0		PMSL	Pa	Sea-level Pressure	
235	1	0		SKINTEMP	K	Sea-Surface Temperature	
31	1	0		SEAICE	0/1 Flag	Sea-Ice-Flag	
34	1	0		SST	K	Sea-Surface Temperature	
141	1	0		SNOW_EC	m		
	1	0		SNOW	kg m-2	Water Equivalent of Accumulated Snow Depth	
139	112	0	7	ST000007	K	T of 0-7 cm ground layer	
170	112	7	28	ST007028	K	T of 7-28 cm ground layer	
183	112	28	100	ST028100	K	T of 28-100 cm ground layer	
236	112	100	255	ST100255	K	T of 100-255 cm ground layer	
39	112	0	7	SM000007	fraction	Soil moisture of 0-7 cm ground layer	
40	112	7	28	SM007028	fraction	Soil moisture of 7-28 cm ground layer	
41	112	28	100	SM028100	fraction	Soil moisture of 28-100 cm ground layer	
42	112	100	255	SM100255	fraction	Soil moisture of 100-255 cm ground layer	

Figura A.2: Vtable necesario para inicializar WRF con ERA5.

ecmwf_coeffs

```

0 0.000000 0.00000000
1 2.000365 0.00000000
2 3.102241 0.00000000
3 4.666084 0.00000000
4 6.827977 0.00000000
5 9.746966 0.00000000
6 13.605424 0.00000000
7 18.608931 0.00000000
8 24.985718 0.00000000
9 32.985710 0.00000000
10 42.879242 0.00000000
11 54.955463 0.00000000
12 69.520576 0.00000000
13 86.895882 0.00000000

```

Anexo A:

14	107.415741	0.00000000
15	131.425507	0.00000000
16	159.279404	0.00000000
17	191.338562	0.00000000
18	227.968948	0.00000000
19	269.539581	0.00000000
20	316.420746	0.00000000
21	368.982361	0.00000000
22	427.592499	0.00000000
23	492.616028	0.00000000
24	564.413452	0.00000000
25	643.339905	0.00000000
26	729.744141	0.00000000
27	823.967834	0.00000000
28	926.344910	0.00000000
29	1037.201172	0.00000000
30	1156.853638	0.00000000
31	1285.610352	0.00000000
32	1423.770142	0.00000000
33	1571.622925	0.00000000
34	1729.448975	0.00000000
35	1897.519287	0.00000000
36	2076.095947	0.00000000
37	2265.431641	0.00000000
38	2465.770508	0.00000000
39	2677.348145	0.00000000
40	2900.391357	0.00000000
41	3135.119385	0.00000000
42	3381.743652	0.00000000
43	3640.468262	0.00000000
44	3911.490479	0.00000000
45	4194.930664	0.00000000
46	4490.817383	0.00000000
47	4799.149414	0.00000000
48	5119.895020	0.00000000
49	5452.990723	0.00000000
50	5798.344727	0.00000000
51	6156.074219	0.00000000
52	6526.946777	0.00000000
53	6911.870605	0.00000000

Anexo A:

54	7311.869141	0.00000000
55	7727.412109	0.00000700
56	8159.354004	0.00002400
57	8608.525391	0.00005900
58	9076.400391	0.00011200
59	9562.682617	0.00019900
60	10065.978516	0.00034000
61	10584.631836	0.00056200
62	11116.662109	0.00089000
63	11660.067383	0.00135300
64	12211.547852	0.00199200
65	12766.873047	0.00285700
66	13324.668945	0.00397100
67	13881.331055	0.00537800
68	14432.139648	0.00713300
69	14975.615234	0.00926100
70	15508.256836	0.01180600
71	16026.115234	0.01481600
72	16527.322266	0.01831800
73	17008.789062	0.02235500
74	17467.613281	0.02696400
75	17901.621094	0.03217600
76	18308.433594	0.03802600
77	18685.718750	0.04454800
78	19031.289062	0.05177300
79	19343.511719	0.05972800
80	19620.042969	0.06844800
81	19859.390625	0.07795800
82	20059.931641	0.08828600
83	20219.664062	0.09946200
84	20337.863281	0.11150500
85	20412.308594	0.12444800
86	20442.078125	0.13831300
87	20425.718750	0.15312500
88	20361.816406	0.16891000
89	20249.511719	0.18568900
90	20087.085938	0.20349100
91	19874.025391	0.22233300
92	19608.572266	0.24224400
93	19290.226562	0.26324200

Anexo A:

94 18917.460938 0.28535400
95 18489.707031 0.30859800
96 18006.925781 0.33293900
97 17471.839844 0.35825400
98 16888.687500 0.38436300
99 16262.046875 0.41112500
100 15596.695312 0.43839100
101 14898.453125 0.46600300
102 14173.324219 0.49380000
103 13427.769531 0.52161900
104 12668.257812 0.54930100
105 11901.339844 0.57669200
106 11133.304688 0.60364800
107 10370.175781 0.63003600
108 9617.515625 0.65573600
109 8880.453125 0.68064300
110 8163.375000 0.70466900
111 7470.343750 0.72773900
112 6804.421875 0.74979700
113 6168.531250 0.77079800
114 5564.382812 0.79071700
115 4993.796875 0.80953600
116 4457.375000 0.82725600
117 3955.960938 0.84388100
118 3489.234375 0.85943200
119 3057.265625 0.87392900
120 2659.140625 0.88740800
121 2294.242188 0.89990000
122 1961.500000 0.91144800
123 1659.476562 0.92209600
124 1387.546875 0.93188100
125 1143.250000 0.94086000
126 926.507812 0.94906400
127 734.992188 0.95655000
128 568.062500 0.96335200
129 424.414062 0.96951300
130 302.476562 0.97507800
131 202.484375 0.98007200
132 122.101562 0.98454200
133 62.781250 0.98850000

Anexo A:

```
134 22.835938 0.99198400
135 3.757813 0.99500300
136 0.000000 0.99763000
137 0.000000 1.00000000
```

Esta tabla se utiliza junto con el ejecutable `calc_ecmwf_p.exe` para calcular los datos de entrada de WRF a niveles de presión.