



UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ATMÓSFERA Y LOS OCÉANOS

**Efecto de turbinas eólicas de gran tamaño sobre el flujo
atmosférico de capas bajas**

Tesis presentada para optar al título de Doctora de la Universidad de Buenos Aires
en el área Ciencias de la Atmósfera y los Océanos

Maria Laura Mayol

Director de tesis: Dra. Andrea Celeste Saulo

Codirector de tesis: Dr. Alejandro Daniel Otero

Consejero de Estudios: Dra. Maria Isabel Gassmann

Lugar de trabajo: Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones
Tecnológicas, CONICET, Godoy Cruz 2390, C1425FQD, Buenos Aires, Argentina

Buenos Aires, 2021

Resumen

Efecto de turbinas eólicas de gran tamaño sobre el flujo atmosférico de capas bajas

La necesidad de una transición energética hacia tecnologías con emisiones bajas o libres de carbono ha impulsado, en las últimas décadas, el crecimiento de la energía eólica tanto a nivel global como nacional. La madurez tecnológica alcanzada por esta industria ha dado lugar a una nueva generación de aerogeneradores caracterizados por rotores más grandes y factores de capacidad más altos. Asimismo, en la actualidad existe una tendencia a desarrollar parques eólicos de mayor densidad y tamaño. Ambos aspectos conducen a una mayor interacción de las turbinas y parques eólicos con las capas más bajas de la tropósfera.

Este trabajo de tesis propone mejorar la comprensión del impacto que tienen los parques eólicos sobre su entorno y viceversa, mediante el uso de modelos regionales de pronóstico numérico del tiempo incluyendo el efecto de la presencia de las turbinas eólicas dentro de la formulación de los mismos.

En una primera parte, se realiza un análisis de la capacidad de estos modelos regionales para estimar el recurso eólico y las diferentes condiciones de estabilidad en un determinado sitio. Posteriormente se lleva a cabo un estudio de las distintas formas de representar parques eólicos en modelos de mesoescala y se desarrolla e implementa una nueva parametrización de parques eólicos que tiene en cuenta el fenómeno de inducción producido por los aerogeneradores. Finalmente se utilizan estos modelos para estudiar el impacto de dos parques eólicos sobre las variables atmosféricas y el flujo de capas bajas y se aborda una aplicación de esta herramienta para realizar un estudio de interacción entre parques eólicos.

Palabras clave: Energía eólica, mesoescala, modelo de pronóstico numérico del tiempo, parametrización de parques eólicos, estela.

Abstract

Effect of large wind turbines on the lower layers of the atmospheric flow

The need for an energy transition to low or free-carbon technologies has driven, in the last decades, the growth of wind power both globally and nationally. The technological maturity reached by this industry has led to a new generation of wind turbines characterized by larger rotors and higher capacity factors. Furthermore, the trend is to develop larger and denser wind farms. Both aspects lead to deeper interactions of the turbines and wind farms with the lower layers of the troposphere.

This thesis aims to improve the understanding of the impact that wind farms have on their environment and vice versa, through the use of regional numerical weather prediction models including the effect of the presence of wind turbines within their formulation.

Firstly, an analysis of the capacity of these regional models to estimate the wind resource and the different stability conditions at a given site is performed. Then, a study of the different ways of representing wind farms in mesoscale models is carried out and a new induction-aware wind farm parameterization is developed and implemented in WRF. Finally, these models are used to analyze the impact of two wind farms on the atmospheric variables and the flow in the lower levels and an application of this tool is conducted to study the interaction between wind farms.

Key words: wind energy, meso-scale, numerical weather prediction model, wind farm parameterization, wake.

Agradecimientos

Quiero agradecer...

A todas las personas con las que tuve la oportunidad de trabajar, especialmente a mis dos directores, Celeste Saulo y Alejandro Otero, por haberme traído de regreso al ámbito de la investigación, introducirme en el mundo de la energía eólica y, sobretodo, por haberme acompañado a lo largo de todo el camino del doctorado, trabajando juntos, con mucho respeto y valorando nuestras ideas como iguales. También me gustaría agradecerle a Gonzalo Navarro por su apoyo y compañía incondicional desde el día 1 del doctorado, con quien discutimos ideas locas, hicimos trabajos juntos y compartimos muchísimos mates. De mi estadía en CNRM, Météo-France, quiero agradecer a Véronique Ducrocq, Valéry Masson y Pierre-Antoine Joulin por dedicarle valioso tiempo a mi formación y haberme hecho sentir, en tan poco tiempo, parte de su grupo de investigación.

A todas las instituciones y empresas, empezando por la Universidad de Buenos Aires y en particular por la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, que con sus excelentes profesores contribuyó de forma significativa a mi formación. También quiero agradecer a CONICET por haberme otorgado la beca doctoral que financió mi doctorado. A mi instituto, el Centro de Simulación Computacional (CSC) que me dio el lugar de trabajo para realizar mi trabajo de investigación. Al programa Make Our Planet Great Again (MOPGA) que financió mi estadía corta de investigación en el CNRM. Y a las empresas CAMESSA y GENNEIA por su colaboración y aporte de información imprescindible para llevar a cabo este trabajo de tesis.

Y finalmente a las personas que siempre me apoyaron, especialmente a mi familia que estuvo conmigo a cada paso de este doctorado, me acompañó en todas las decisiones y celebró cada logro. A todos mis grupos de amigos, que mayormente sin entender mucho que hacía, nunca dejaron de alentarme y acompañarme. Y sin duda, este doctorado se hizo mucho más lindo gracias a la compañía de todos los becarios de mi instituto, con quienes compartí cientos de mates, algunas cervezas e interesantes charlas de vida.

A todos... muchas gracias! porque este largo camino del doctorado, lleno de numerosas emociones, no podría haber sido posible sin ustedes.

Índice general

Resumen	I
Abstract	II
Agradecimientos	III
Índice	IV
1. Introducción	1
1.1. Energía eólica: contexto global y nacional	1
1.2. Efecto de las turbinas eólicas en el flujo atmosférico: Generalidades	6
1.3. Objetivos generales	11
1.4. Estructura de la tesis y objetivos específicos	11
1.5. Aportes novedosos de la tesis	13
2. Recurso eólico y estabilidad	15
2.1. Introducción	15
2.2. Recurso en el Parque Eólico Rawson	18
2.3. Bases de datos de reanálisis	23
2.4. Estabilidad de la capa límite atmosférica (CLA)	29
2.5. Estabilidad atmosférica en el PER	31
2.6. Conclusiones del capítulo	42
3. Representación de parques eólicos en modelos de mesoescala	44
3.1. Aerogeneradores: generalidades	44
3.2. Representación de aerogeneradores en modelos numéricos	47
3.3. Parametrizaciones de parques eólicos	51
3.3.1. Parametrización de Fitch <i>et al.</i> (WFP)	52
3.3.2. Parametrización de Volker <i>et al.</i> (EWP)	55
3.3.3. Desarrollo de nuevas parametrizaciones	57
3.4. Evaluación de las parametrizaciones	64
3.4.1. Análisis de las parametrizaciones representando un único aerogenerador	64
3.4.2. Análisis de las parametrizaciones representando parques eólicos de gran escala	66

3.5. Conclusiones del capítulo	74
4. Impacto de parques eólicos	77
4.1. Caso fotográfico de Horns Rev I	78
4.1.1. Simulaciones con WRF	80
4.1.2. Simulaciones con Meso-NH	86
4.2. Impacto del PER sobre su entorno	95
4.2.1. Configuración de las simulaciones de WRF	95
4.2.2. Caracterización del viento y la estabilidad	97
4.2.3. Análisis del impacto producido por el PER	100
4.3. Interacción entre parques eólicos	118
4.3.1. Conglomerado de parques eólicos en Bahía Blanca y recurso eólico de la región	119
4.3.2. Simulaciones con WRF	124
4.3.3. Impacto sobre la potencia generada	136
4.4. Conclusiones del capítulo	140
5. Conclusiones generales y posibles trabajos a futuro	143
A. Modelos	149
A.1. WRF	149
A.1.1. Retícula computacional y coordenadas verticales en WRF-ARW	150
A.1.2. Parametrizaciones físicas utilizadas. Descripción de cada con- figuración.	153
A.1.3. Nudging	155
A.2. OpenFOAM	156
A.3. Meso-NH	156
A.3.1. Parametrizaciones físicas utilizadas.	158
Bibliografía	160

1

Introducción

1.1. Energía eólica: contexto global y nacional

En el camino de la descarbonización del sector eléctrico, la energía eólica se ha convertido en uno de los principales actores. A nivel global, esta energía renovable se ha incrementado de forma sostenida durante los últimos 20 años. Comenzó el siglo como una fuente de energía nicho en Europa y EE. UU., y terminó el 2019 como la principal fuente de energía limpia, de costos competitivos, alrededor del mundo. Hacia fines de 2019, la capacidad total instalada de turbinas eólicas en el mundo alcanzaba valores record de 651 GW de potencia, con 621 GW emplazados en tierra (*onshore*) y 29.1 GW ubicados sobre el agua (*offshore*). De la potencia mundial instalada, China y EE. UU. lideran el mercado onshore con el 37% y el 17% respectivamente, mientras que Europa concentra el 75% del mercado offshore [2].

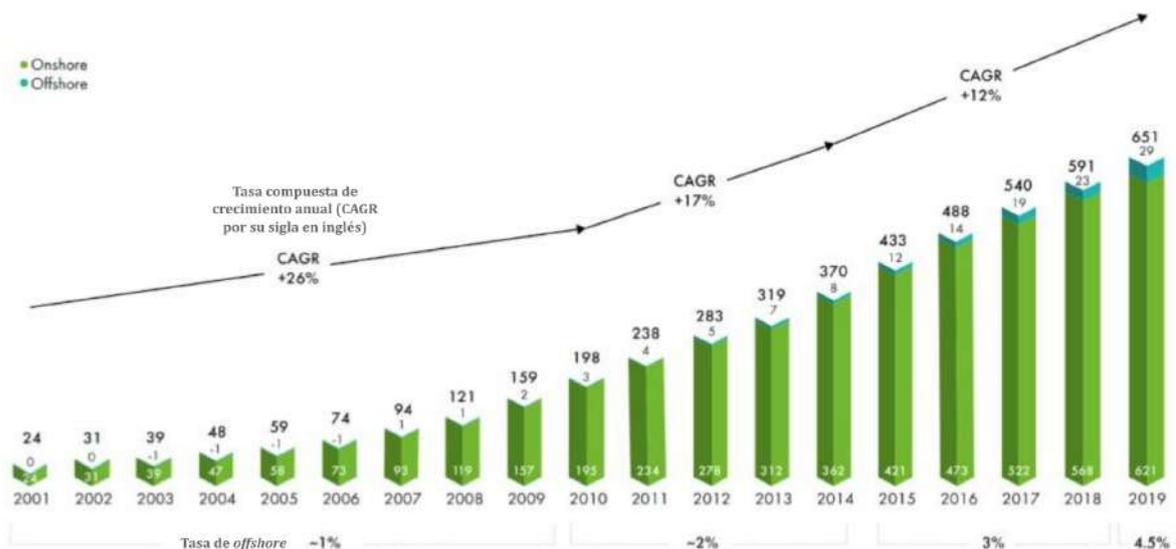


Figura 1.1: Crecimiento de la capacidad eólica global (en GW) entre los años 2001 y 2019, modificada de [2]. En el gráfico de barras se hace la distinción entre los aportes de los parques *onshore* y *offshore*.

La Figura 1.1, tomada del último informe del Consejo Mundial de Energía

Eólica (GWEC por su sigla en inglés), presenta la evolución de la potencia mundial total instalada a través de los años. Existen tres grandes razones para explicar el crecimiento acelerado observado en las últimas dos décadas. En primer lugar, la concientización sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), acompañada con políticas de fomento, han colocado a la energía eólica, como a otras energías alternativas y renovables, como piezas claves en la transición hacia una energía libre de carbono. En segundo lugar, la madurez que ha ido adquiriendo esta tecnología acompañada con políticas de incentivo económicas, la ha convertido en una energía muy competitiva en términos de costos. Por último, lo que ha impulsado fuertemente el aumento de la capacidad de potencia instalada, han sido los avances tecnológicos propios del diseño de los aerogeneradores. La Figura 1.2 muestra la evolución de las turbinas a lo largo de los años, en relación a tamaño y consecuentemente a potencia instalada por unidad. Como puede observarse, los aerogeneradores presentan cada vez mayores alturas de góndola y mayores diámetros, pasando de turbinas de unos pocos kW a turbinas de 10 MW al día de hoy y con perspectivas de aerogeneradores de 15 MW para los próximos años.

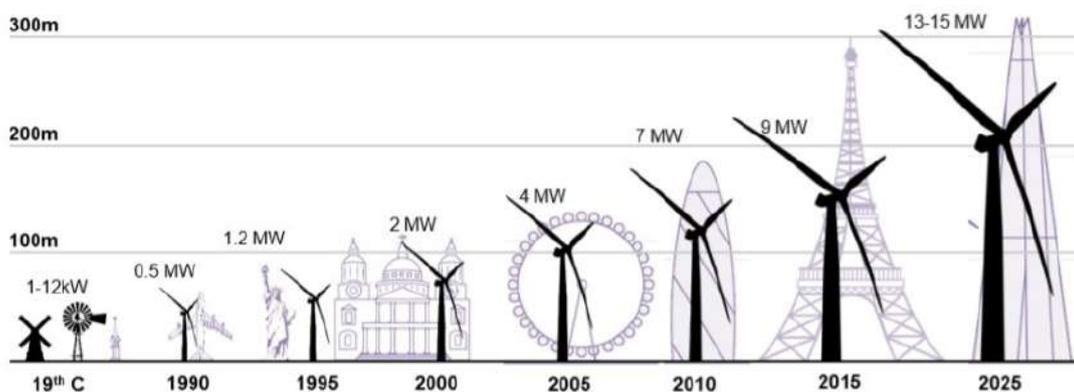


Figura 1.2: Evolución de las alturas de las turbinas eólicas y su producción (extraída de [64]).

A nivel nacional, en la Argentina, también se ha producido un crecimiento sostenido de potencia instalada de energía eólica. Este crecimiento ha sido impulsado por la Ley N° 26.190, de fomento para el uso de fuentes renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, y su modificatoria la Ley N° 27.191 sancionada

en Septiembre del 2015. Esta última, establece una meta de un 20% de contribución de las fuentes de energía renovables, en el consumo de energía eléctrica nacional, para diciembre del 2025. Y plantea metas intermedias bianuales entre las que se fijó un 8% de la demanda energética cubierta por fuentes de energía renovables, para Diciembre del 2017.

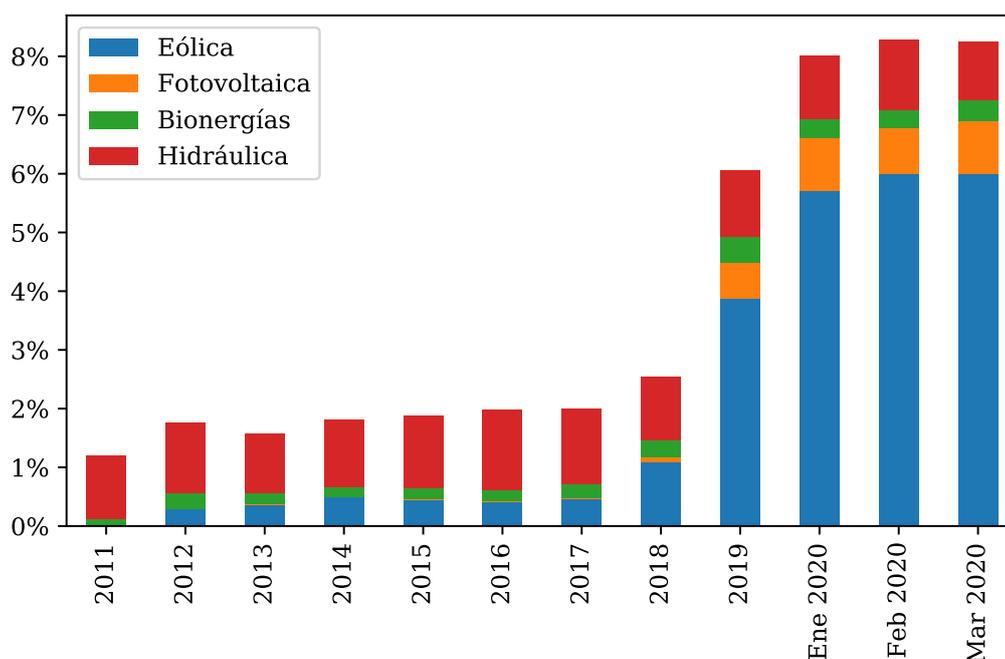


Figura 1.3: Evolución de la participación por tecnología [%] en el cubrimiento de la demanda energética argentina.

La Figura 1.3, elaborada con información provista por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), presenta la contribución de las energías renovables en la cobertura de la demanda energética desde el año 2011 hasta Marzo del 2020. Si bien en el 2017 no se alcanzó la meta intermedia de una contribución del 8% por distintas demoras, en la construcción, financiamiento y permisos de proyectos renovables que ya se encontraban aprobados, esta meta pareciera haber sido alcanzada en los primeros meses del 2020 con la entrada en operación de numerosos proyectos en el año 2019 y comienzos del 2020. Por otro lado, CAMMESA reporta un valor récord de cobertura de demanda instantánea por fuentes renovables de 22,5% el día 12-9-2020, valor superior a la meta establecida para el año 2025, mientras que el promedio mensual para dicho mes es menor al 12%, correspondiente a la meta planteada para diciembre de 2019.

De la Figura 1.3 también se desprende que del 2018 en adelante la energía eólica se ha consolidado como la principal fuente dentro de las renovables superan-

Parque eólico	Año última etapa	Capacidad instalada (MW)	Provincia
(1) Arauco I, II	2020	150,4	La Rioja
(2) El Jume	2015	8,0	Santiago del Estero
(3) Achiras I y II	2020	127,8	Córdoba
(4) La Banderita	2019	36,8	La Pampa
(5) La Castellana I y II	2019	113,4	Buenos Aires
(6) Corti	2018	100,0	Buenos Aires
(7) Pampa Energía	2019	50,4	Buenos Aires
(8) Villalonga I y II	2019	53,5	Buenos Aires
(9) Madryn I y II	2019	220,0	Chubut
(10) Chubut Norte I	2019	28,4	Chubut
(11) Loma Blanca IV y II	2020	101,0	Chubut
(12) Rawson I, II y III	2018	102,4	Chubut
(13) Garayalde	2018	24,2	Chubut
(14) Manantiales Behr	2018	99,0	Chubut
(15) Diadema I y II	2019	33,9	Chubut
(16) Del Bicentenario I y II	2019	121,6	Santa cruz
(17) Aluar I, y II	2019	154,8	Chubut
(18) De la Bahía	2019	50,4	Buenos Aires
(19) Pomona I y II	2019	111,7	Río Negro
(20) La Genoveva II	2019	41,8	Buenos Aires
(21) Energética I	2020	98,9	Buenos Aires
(22) García del Río	2019	10,0	Buenos Aires
(23) Vientos de Necochea	2020	38,0	Buenos Aires
(24) Mataco	2020	60,8	Buenos Aires

Tabla 1.1: Listado de parques eólicos construidos en Argentina hasta abril de 2020.

do a la hidroeléctrica menor a 50 MW de potencia. De esta manera, actualmente la energía eólica representa un 80% de la generación renovable en Argentina, con 2013 MW de potencia instalada hasta Abril del 2020. Esta potencia instalada se encuentra distribuida en 24 parques eólicos ubicados en las provincias de La Rioja, Santiago del Estero, Córdoba, Buenos Aires, La Pampa, Río Negro, Chubut y Santa Cruz, los cuales se detallan en la Tabla 1.1. 19 de estos parques fueron inaugurados o ampliados entre el año 2019 y comienzos del 2020, incrementando un 400% la potencia eólica instalada en el país.

La Figura 1.4 muestra la ubicación de los principales parques eólicos en el territorio argentino. Si bien en principio pareciera que los parques se encuentran bastante dispersos en el país, la región patagónica y la provincia de Buenos Aires son las que concentran la mayor cantidad de emprendimientos. Y en ellas, se resaltan dos áreas con una gran densidad de parques eólicos, la zona aledaña a la ciudad de

Bahía Blanca y la región que comprende a las ciudades de Rawson, Puerto Madryn y alrededores.

Este importante crecimiento en el número de parques eólicos tanto en el mundo como en el país, con una mayor densidad de parques por unidad de área, sumado al continuo desarrollo tecnológico que permite que los aerogeneradores tengan cada vez mayores alturas y mayores diámetros, plantea la necesidad de estudiar cuál es el impacto de estos aerogeneradores sobre el flujo atmosférico y viceversa. Varios trabajos (sintetizados en la Sección 1.2) indican que los parques eólicos pueden generar incrementos de la temperatura corriente abajo de su ubicación, cambios en los flujos de calor y cantidad de movimiento en superficie, y en algunos casos se han detectado modificaciones en el desarrollo de la capa límite atmosférica y eventualmente cambios en el régimen de precipitación. Todo esto sugiere la importancia de comprender si los comportamientos detectados en otros sitios del globo pueden observarse también en Argentina.

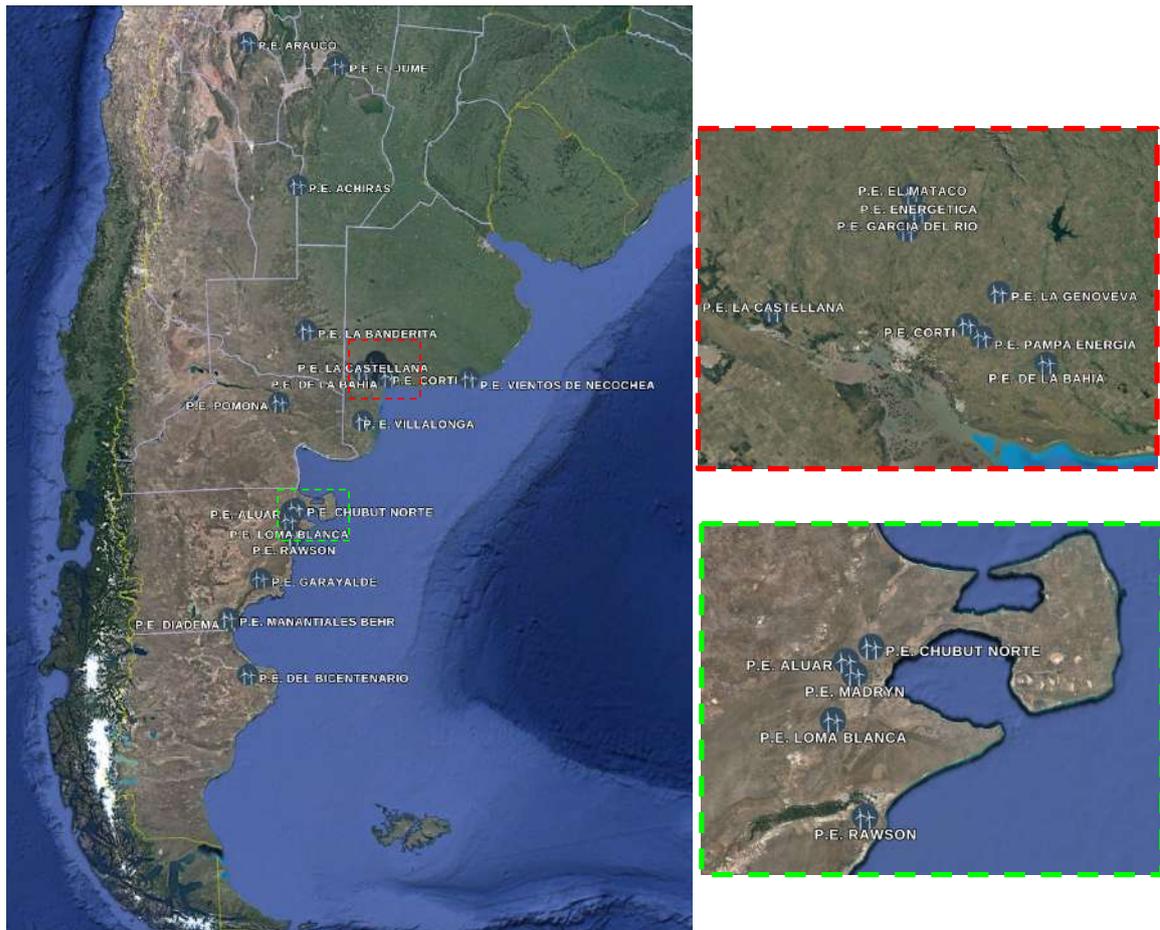


Figura 1.4: Principales parques eólicos en el territorio argentino. Acercamientos sobre los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca (recuadro entrecortado rojo) y el noreste de la provincia de Chubut (recuadro entrecortado verde).

1.2. Efecto de las turbinas eólicas en el flujo atmosférico: Generalidades

Aguas abajo de los aerogeneradores se produce una región caracterizada por un déficit de cantidad de movimiento y un aumento de la energía cinética turbulenta en relación al flujo libre aguas arriba. Este fenómeno suele ser denominado *efecto estela*. Un esquema de la estela detrás de un aerogenerador se puede observar en la Figura 1.5. A medida que el flujo avanza aguas abajo, el efecto de estela tiende a disiparse y la estela se recupera hacia condiciones de flujo libre. Pero de encontrarse otra turbina en la región de estela, la misma vería reducida su producción por encontrarse en una región de menor intensidad de viento y también vería afectada su vida útil por estar expuesta a mayores cargas debido a la turbulencia.

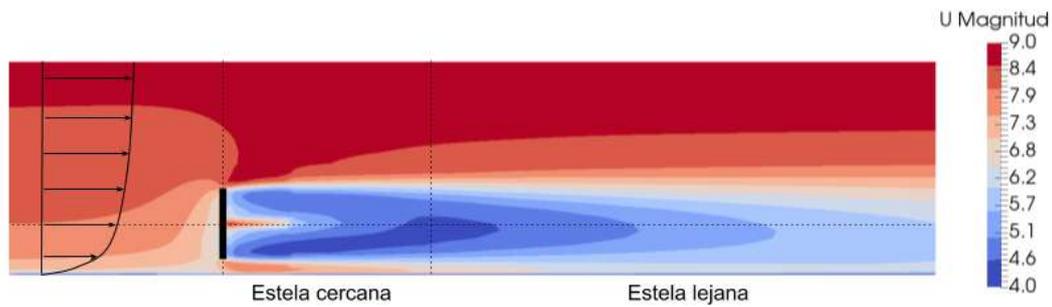


Figura 1.5: Esquema de la estela cercana y lejana para un flujo de capa límite atmosférica. Campo de velocidad promedio empleando el modelo de actuador discal. Imagen extraída de [79].

A la hora de proyectar un parque eólico se busca minimizar el impacto negativo que este fenómeno tiene en la producción y vida útil de los aerogeneradores. Para ello, las turbinas se disponen de forma tal de quedar alineadas para la dirección de viento menos frecuente y con una distancia media entre turbinas que minimice el efecto de estela. Como regla general, cuando las turbinas se encuentran espaciadas aproximadamente a más de 10 diámetros de rotor los efectos de estela pueden despreciarse. No obstante, por cuestiones de costos y espacio físico, los aerogeneradores dentro de un parque, suelen espaciarse a distancias menores y el fenómeno de estela resulta importante tanto dentro del parque como aguas abajo del mismo.

La intensidad y alcance de la estela depende no solo de las características del aerogenerador sino también de las condiciones del flujo atmosférico en el que se encuentra inmerso, en particular depende fuertemente del estado turbulento de ese flujo. A través de mediciones de perfil de estela de una turbina y estimaciones de condiciones turbulentas, realizadas con LIDAR [27] y con anemómetros sónicos [39], se encontró que para estratificaciones inestables, producto de la intensa mezcla turbulenta, la estela se desvanece más rápido y, por lo tanto, su efecto alcanza distancias menores que para condiciones neutrales. Mientras que para condiciones estables, la estela se mantiene intensa durante varios kilómetros aguas abajo del aerogenerador. Christiansen y Hasager [21] observaron a través de imágenes de radar de apertura sintética (SAR, por su sigla en inglés) estelas sobre el mar que podían propagarse hasta 20 km aguas abajo. Estos resultados fueron confirmados con mediciones realizadas desde un avión sobre parques eólicos en el Mar del Norte [85]. Ante condiciones atmosféricas estables, estas estelas podían alcanzar distancias mayores a los 70 km.

El comportamiento de las estelas dentro de un parque eólico ha sido bastante estudiado desde un comienzo, por las implicancias negativas que este fenómeno



Figura 1.6: Fotografía del parque eólico Horns Rev I en la costa de Dinamarca, extraída de [43]. Fotógrafo: Christian Steiness.

tiene en la producción. Sin embargo, el estudio de los impactos en el clima local generados por la operación de parques eólicos fue una temática a la cuál se le prestó atención con posteridad. Una de las primeras evidencias visuales de la interacción de un parque eólico con las capas más bajas de la atmósfera es la conocida fotografía del parque Horns Rev I, Figura 1.6 . En ella se ve como la interacción con el flujo atmosférico y la rotación de las aspas de las turbinas favorece la condensación de aire húmedo generando la formación de nubes aguas abajo del parque.

Más allá de la evidencia fotográfica, existen trabajos en los que se detecta y cuantifica, a través de productos satelitales o mediciones in situ, el impacto de las turbinas eólicas en el microclima local cerca de superficie. Utilizando observaciones in situ Roy y Traiteur [98] encontraron que un parque eólico en California tendía a producir un incremento de la temperatura cerca de superficie bajo condiciones nocturnas de estratificación estable. Este comportamiento también fue detectado por Smith *et al.* [111], utilizando mediciones con LIDAR y por Rajewski *et al.* [91] a través de mediciones de flujo en superficie. Por otro lado, por medio de datos satelitales de temperatura de la superficie terrestre de MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), se observaron señales significativas de calentamiento en superficie durante la noche sobre varios parques eólicos de gran tamaño en el centro oeste de Texas [135, 136]. Esta señal de calentamiento nocturno debido al transporte de calor hacia la superficie, producido por la mezcla turbulenta inducida por la

rotación de las aspas, es evidenciada también en otros estudios con estimaciones de temperatura de superficie derivada de productos satelitales en parques eólicos *onshore* en China y Estados Unidos [18, 42, 110, 133].

Existe también un potencial impacto de los grandes parques eólicos sobre los flujos de calor sensible y latente en superficie, así como sobre el contenido de humedad. Mediciones *in situ* de flujos en superficie y perfiles LIDAR relevados en un parque eólico en IOWA durante el CWEX (Crop Wind Energy Experiment) indicaron que las turbinas modifican los flujos de calor en superficie así como también los campos de velocidad tanto por encima como por debajo del área del rotor [92, 93, 97]. Por otro lado, utilizando mediciones de avión Siedersleben *et al.* [107] encontraron un impacto en el contenido de humedad a la altura de góndola, hasta 45 km aguas abajo de un conjunto de parque eólicos emplazados en el Mar del Norte.

La interacción entre un parque eólico y el flujo de capas bajas, se encuentra atravesada por un amplio rango de escalas atmosféricas tanto espaciales como temporales. En consecuencia, y ante la limitada cantidad de datos observacionales, los modelos numéricos se han convertido en la principal herramienta para estudiar la influencia de los parques eólicos en la atmósfera y viceversa. Existen numerosos trabajos que analizan esta interacción utilizando simulaciones numéricas, con distintos enfoques según sea la escala de interés. No obstante, todos tienen en común que en ellos los parques o las turbinas eólicas deben ser parametrizados como procesos de subgrilla, debido a la complejidad de la dinámica del flujo de estela inducido por las aspas del rotor, que no puede ser representada en su totalidad cuando el espaciado de la cuadrícula de los modelos numéricos es demasiado gruesa. Si bien los distintos enfoques serán explicados más detalladamente en el Capítulo 3, en la Tabla 1.2 se mencionan a algunos resultados interesantes de trabajos que utilizaron algunos de ellos.

Cabe destacar que hasta el momento no se cuenta con estudios de interacción entre parques eólicos y las capas más bajas de la atmósfera para el territorio argentino, ni de índole observacional ni a través del recurso de las simulaciones numéricas.

Referencia	Escala y enfoque	Dominio, distribución, período.	Resultados destacados
Barrie y Kirk-Davidoff [6]	Modelo global, incrementando la longitud de rugosidad (z_0)	Arreglo de turbinas ocupando el 23% de Norte América. 6 años de simulación.	Cambios en el recorrido y desarrollo de ciclones sobre el Atlántico Norte.
Fitch [31]	Modelo global, sumidero de cantidad de movimiento y fuente de turbulencia	Capacidad instalada 10 TW alrededor del mundo. 60 años de simulación.	Leve aumento de temperatura y precipitación en las regiones afectadas por los parques y alrededores.
Li <i>et al.</i> [63]	Modelo climático, incrementando la longitud de rugosidad	Arreglo de turbinas ocupando el desierto del Sahara	Aumento significativo de la temperatura en superficie y aumento de la precipitación.
Vautard <i>et al.</i> [122]	Modelo regional, parametrización de Fitch <i>et al.</i> [34]	Parques eólicos existentes y proyectados en Europa. 30 años de simulación	Cambios significativos en la temperatura en superficie y precipitación únicamente en invierno
Fitch <i>et al.</i> [32]	Modelo de mesoescala, parametrización de Fitch <i>et al.</i> [34]	Arreglo de 100 turbinas en 100 km ² onshore. Simulación idealizada con dos ciclos diurnos.	De noche se produce una estela más intensa, un aumento de la temperatura en superficie y un incremento en la altura de la capa límite.
Pryor <i>et al.</i> [88]	Modelo de mesoescala, parametrización de Fitch <i>et al.</i> [34]	Parques eólicos existentes en el estado de IOWA hacia fines del 2014. 1 año de simulación	Aumento de la temperatura y humedad en superficie en verano
Mangara <i>et al.</i> [69]	Modelo de mesoescala, parametrización de Fitch <i>et al.</i> [34]	Parque eólico onshore en China. 20 días de simulación.	De noche se produce un débil calentamiento en superficie sobre el parque eólico, mientras que durante el día ocurre un enfriamiento. Un comportamiento similar se exhibe para la relación de mezcla en superficie.
Xia <i>et al.</i> [134]	Modelo de mesoescala, parametrización de Fitch <i>et al.</i> [34]	Conjunto de parque eólicos en el centro de Texas. Un mes de simulación	Los cambios de temperatura no se encuentran únicamente restringidos a la superficie, sino que se extienden verticalmente hasta la altura de góndola y horizontalmente en dirección aguas abajo.
Calaf <i>et al.</i> [12]	Microescala, con enfoque LES (Large eddy simulation).	Dominio de 3 km por 3 km con turbinas eólicas distribuidas en toda la superficie.	Impacto en los flujos de superficie.
Lu y Porté-Agel [66]	Microescala, con enfoque LES (Large eddy simulation).	Una única turbina en un dominio de 900 m por 600 m	Se reducen en magnitud los flujos de calor y cantidad de movimiento en superficie.
Sharma <i>et al.</i> [104]	Microescala, con enfoque LES (Large eddy simulation).	Dominio de 3 km por 3 km con 24 turbinas distribuidas en toda la superficie.	En condiciones de estratificación estable, se desplaza hacia arriba la posición del jet de capas bajas. Luego se produce un retraso de dos horas en el desarrollo de la capa límite convectiva.

Tabla 1.2: Impactos resultantes a través de simulaciones numéricas de turbinas eólicas con distintos enfoques.

Entonces, en este contexto donde la energía eólica crece de forma sostenida tanto en la Argentina como en el resto del mundo; donde la superficie del globo cubierta por parques eólicos es cada vez mayor, con parques de mayores dimensiones y turbinas de mayor altura y mayor área de barrido del rotor; con parques eólicos emplazados cada vez más cerca unos de otros y teniendo en cuenta la evidencia presentada, tanto observacional como resultante de simulaciones numéricas, de que existe un impacto de los parques eólicos sobre el flujo atmosférico de capas bajas, este trabajo de tesis busca analizar el efecto de los parques eólicos sobre las capas más bajas de la atmósfera principalmente en el territorio argentino.

1.3. Objetivos generales

Los objetivos generales en los que se enmarca este trabajo abarcan desde una mirada global de la problemática de la generación de energía eólica hasta un análisis detallado de lo que sucede con el fluido en las cercanías de los aerogeneradores y cómo los parques eólicos impactan en la circulación atmosférica. Ellos son:

- Estudiar la influencia de las turbinas eólicas en la circulación atmosférica, con el fin de evaluar en qué medida los parques eólicos podrían afectar el tiempo y el clima a escala local.
- Analizar como las características turbulentas presentes en la capa límite atmosférica influyen en el efecto de los parques eólicos sobre el flujo atmosférico de capas bajas.
- Analizar cómo el aumento en la densidad de parques eólicos puede conducir a fenómenos de interacción entre parques y consecuentemente impactar en la producción de energía.
- Proveer de herramientas de modelado numérico que mejoren las posibilidades de inserción de la energía eólica en el mercado eléctrico a nivel local y regional.

1.4. Estructura de la tesis y objetivos específicos

Luego de haberse realizado una introducción a la problemática general, los siguientes capítulos de este trabajo se organizan de forma tal de que cada uno responda a un objetivo específico, finalizando con un último capítulo donde se vuelcan las conclusiones generales y posibles trabajos a futuro. Los temas desarrollados son variados y abarcan desde el análisis de la capacidad de los modelos de mesoescala para estimar el recurso eólico y la estabilidad atmosférica, hasta el estudio de impacto de dos parques eólicos sobre las variables atmosféricas y el flujo de capas bajas, pasando por un análisis de las herramientas disponibles para estudiar estos impactos y presentando una mejora para una de ellas. Además se aborda una aplicación de esta herramienta para el estudio de interacción de flujos entre parques.

- **Capítulo 2. Objetivo:** Analizar la capacidad del modelo de mesoescala WRF para representar el recurso eólico y caracterizar la estabilidad de la capa límite atmosférica.

Se comienza realizando una breve descripción del recurso eólico, para posteriormente realizar un estudio de la serie de datos globales de reanálisis¹ que mejor se ajusta a las mediciones de torre meteorológica de un parque eólico *onshore* en la Patagonia. Luego, se analiza la variabilidad de los distintos regímenes de estabilidad resultantes de simulaciones con el modelo regional WRF para este parque eólico, y se la contrasta con estimaciones de estabilidad resultantes de observaciones correspondientes al estudio de pre-factibilidad del mismo.

- **Capítulo 3. Objetivo:** Analizar y comparar distintas representaciones de la interacción de los aerogeneradores con el flujo atmosférico en modelos numéricos de mesoescala.

En una primera etapa se introducen distintos enfoques para representar la interacción de los aerogeneradores con el flujo atmosférico de capas bajas en modelos numéricos regionales o de área limitada. Luego, se desarrolla una nueva parametrización, basada en una de las anteriores, con el fin de lograr una mejor descripción del fenómeno al incorporar el efecto de inducción producido por las turbinas. Este nuevo enfoque se compara con los anteriores y su desempeño se evalúa ante escenarios de una única turbina y también para versiones idealizadas de parques eólicos de gran escala *offshore* y *onshore*.

- **Capítulo 4. Objetivo:** Estudiar la interacción de los parques eólicos con el flujo atmosférico de capas bajas y analizar el impacto que tienen éstos sobre su entorno.

Para ello se abordan tres estudios diferentes. Un primer estudio donde se simula, a través de dos enfoques bien distintos, el evento que dio lugar al desarrollo de nubes en la estela de un parque eólico *offshore* y se evalúan las capacidades y limitaciones de cada uno de estos enfoques para representar este fenómeno de interacción. Un segundo estudio donde se evalúa el impacto que tiene un parque eólico *onshore* sobre el flujo atmosférico de capas bajas y las variables cercanas a superficie para dos períodos diferentes, un mes de verano y un mes de invierno, con distintas condiciones de estabilidad. Y por último, se realiza un estudio de interacción entre un conjunto de parques eólicos *onshore*, emplazados próximos unos de otros, y se evalúa, principalmente, el impacto que la interacción tiene sobre la producción de los mismos.

¹El reanálisis provee una descripción numérica del estado presente y pasado de la atmósfera, producida combinando modelos con observaciones.

1.5. Aportes novedosos de la tesis

A lo largo de los temas abordados en este trabajo se realizaron una serie de desarrollos que buscan por un lado mejorar algunas de las herramientas que se utilizan para la evaluación y planificación de parques eólicos y por el otro, aumentar el conocimiento que se tiene sobre el impacto que producen los parques eólicos sobre el flujo atmosférico de capas bajas.

En una primera parte, se estudió la capacidad del modelo de mesoescala WRF para estimar el recurso eólico y caracterizar la estabilidad de la capa más cercana a superficie en un parque eólico ubicado en la Patagonia, una de las regiones con mejor recurso eólico del mundo. En especial, se estudió la serie de datos de reanálisis que mejor representaba a las observaciones en este parque, para utilizarla luego como condiciones iniciales y de borde en el modelo de mesoescala. Esta serie resultó ser la correspondiente al reanálisis global ERA5. Posteriormente, a través de un *downscaling* dinámico utilizando el modelo WRF se encontró un buen desempeño del modelo en relación a la estimación del recurso eólico y de la distribución de los distintos regímenes de estabilidad. No obstante, es importante mencionar, que bajo esta configuración, el modelo no es capaz de ir a más detalle en lo que hace al impacto de los aerogeneradores en el flujo, lo que, a su vez, también permite inferir que tiene un límite en cuanto al detalle con que puede describir la producción de energía en un determinado parque eólico; y es por ello que requiere de la inclusión de esquemas que representen la interacción entre los aerogeneradores y el flujo atmosférico.

Entonces, en una segunda etapa, se realizaron aportes novedosos sobre las metodologías empleadas para representar la presencia de aerogeneradores en modelos numéricos de mesoescala. En especial, se desarrolló una nueva parametrización para parques eólicos, sobre la base de una parametrización previa implementada en el modelo WRF, pero teniendo en cuenta el fenómeno de inducción producido por las turbinas. Se comparó este nuevo esquema, junto con otros dos implementados en el modelo WRF, tanto para simulaciones idealizadas de una única turbina como para parques eólicos de gran escala, y se encontró que este esquema era el que menor sensibilidad mostraba a la resolución horizontal utilizada, representando un avance al evitar la subestimación de algunas magnitudes, como la producción de energía.

Con respecto a la simulación del impacto de los parques eólicos sobre el flujo atmosférico de capas bajas, se estudió, se simuló y se reprodujo el impacto que fuera documentado fotográficamente en un parque eólico *offshore*, donde debido al accionar de los aerogeneradores se desarrollaron patrones nubosos aguas abajo del mismo. Por otro lado, se analizó por primera vez el impacto que producía un par-

que eólico *onshore*, emplazado en el territorio argentino, sobre distintas variables atmosféricas cercanas a superficie, como viento, temperatura y flujos de calor. Finalmente, se realizó un estudio de interacción entre un conjunto de parques eólicos emplazadas en las cercanías de una ciudad del sur del litoral marítimo bonaerense, y se mostró como la proximidad entre estos parques afectaba la producción de energía de los mismos.

La presente Tesis da origen a una nueva línea de investigación en Argentina, sentando los primeros pasos en lo referente al estudio del impacto que producen los parques eólicos en la región y en lo relacionado a la incorporación de parametrizaciones de parques eólicos en los estudios de prefactibilidad de los mismos a fin de contemplar potenciales interferencias producidas por otros parques emplazados en las cercanías.

2

Recurso eólico y estabilidad

Con el fin de estudiar la variabilidad de la estabilidad en la región donde está emplazado el Parque Eólico Rawson (PER), es necesario emplear un modelo de mesoescala que brinde mayor detalle de la variabilidad espacial y temporal de diversos parámetros, que la disponible a partir de distintos sistemas de reanálisis. Para alimentar el modelo de mesoescala, se eligió el reanálisis que mejor representa las observaciones puntuales que se tienen del PER. Asimismo, se utilizó esa base de datos para hacer una caracterización sintética del recurso eólico en la región de interés.

2.1. Introducción

Un factor crucial en el desarrollo, ubicación, operación y comportamiento de un parque eólico es la correcta caracterización de su recurso eólico. Este recurso presenta una gran variabilidad espacial y temporal [10]. Esta variabilidad radica en el hecho de que el movimiento del aire es la consecuencia de un calentamiento diferencial. Los patrones de calentamiento diferencial en la superficie de la Tierra, así como otros procesos térmicos tales como la evaporación, la precipitación, la presencia de nubes y las variaciones de absorción de radiación solar a nivel superficial aparecen en diferentes escalas espaciales y temporales. Estos procesos térmicos acoplados a fuerzas dinámicas debido a la rotación de la tierra y a la redistribución de flujo de cantidad de movimiento dan origen a una gran variedad de procesos que resultan en lo que conocemos como la circulación atmosférica.

En términos espaciales existen circulaciones en un amplio rango de escalas. Desde circulaciones globales de escala planetaria, pasando por sistemas meteorológicos de escala sinóptica, a circulaciones de mesoescala como las inducidas por la orografía o por diferencias en el uso o tipo de suelo, llegando a procesos de microescala como los torbellinos turbulentos dentro de la capa límite atmosférica.

En relación a las escalas temporales, existe también una gran variabilidad que se puede evidenciar si se evalúa la energía asociada a la cantidad de movimiento en un lugar dado. Van der Hoven [119] identificó en el espectro de energía del viento

horizontal (Figura 2.1) cuatro picos característicos. Uno que representa la variabilidad interanual, otro en el período de 4 días relacionado con las perturbaciones sinópticas, un máximo relativo correspondiente a períodos de 12 horas asociado a oscilaciones diurnas y un último pico, de alta frecuencia, ubicado en el rango correspondiente a períodos de 10 minutos a 3 segundos relacionado con la turbulencia de la capa límite.

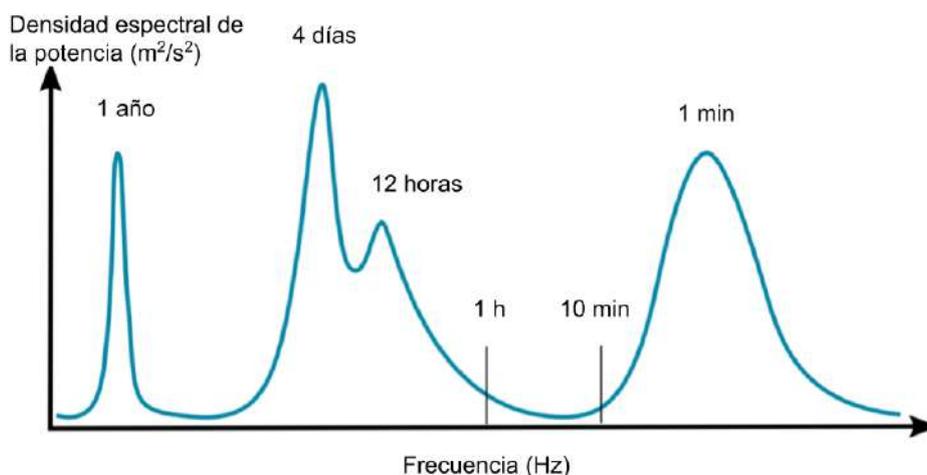


Figura 2.1: Espectro de energía del viento, adaptado de [119].

En general, para estimar el recurso eólico, se emplea el viento medio que es el resultante de realizar un promedio del viento en un intervalo de tiempo tal que se filtren las variaciones de alta frecuencia. En muchos casos, se realizan promedios horarios y en otros cada 10 minutos. El valor de esta velocidad media en un emplazamiento dado es el punto de partida para determinar la viabilidad de un proyecto eólico. La Figura 2.2 muestra a nivel global la velocidad media estimada a 100 metros de altura, representativa de la ubicación de las góndolas de los aerogeneradores actuales, en regiones sobre tierra y hasta a 200 km de la costa. En esta figura queda bien representada la variabilidad espacial del recurso eólico, donde factores más locales como la topografía, cambios en la rugosidad o temperatura de la superficie, dan lugar a distintos comportamientos del viento. Esta figura también evidencia el gran potencial eólico que tiene el territorio Argentino, con velocidades medias del viento por encima de los 7 m/s en casi toda la región patagónica.

Dado que la velocidad del viento cambia continuamente, es necesario describirla de forma estadística estableciendo un modelo de frecuencias de las velocidades del viento. Este modelo suele estar descrito por la distribución de probabilidades

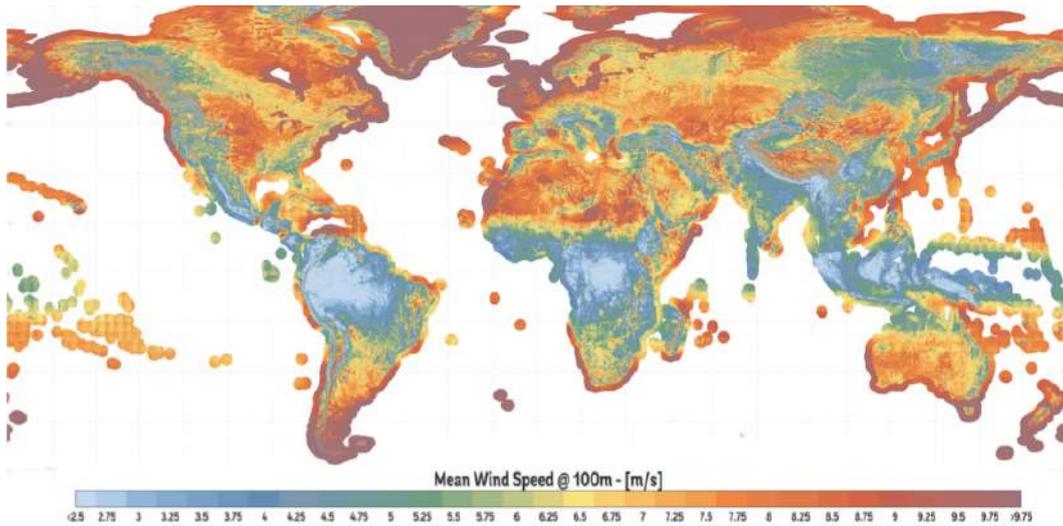


Figura 2.2: Distribución del recurso eólico en el territorio continental y costero mundial, a una altura de 100 m sobre el terreno. Extraído del Global Wind Atlas [24].

de Weibull. Esta distribución toma la forma

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right)$$

donde $f(u)$ es la frecuencia de ocurrencia de la velocidad de viento u . Está caracterizada por dos parámetros, un parámetro de escala c y un parámetro de forma k que describe la variación alrededor de la media. c está relacionado con la velocidad media anual del viento \bar{U} a través de la relación

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

donde Γ es la función gamma. Al ser la Weibull una distribución sesgada, revela que altas velocidades medias ocurren con poca frecuencia mientras que los vientos moderados son más frecuentes. En un caso de estudio, conociendo la distribución de Weibull y los parámetros de funcionamiento del aerogenerador, es posible estimar rápidamente la cantidad de energía que éste sería capaz de generar.

En particular nuestro primer caso de estudio es el Parque Eólico Rawson (PER) en Argentina. Dado que en el Capítulo 4 se utilizará un modelo de mesoescala para analizar los impactos del PER sobre su entorno, y teniendo en cuenta que estos modelos deben ser alimentados con modelos globales a la hora de analizar situaciones reales, nos interesa encontrar el set de datos modelados que mejor ajuste a las observaciones en el PER dado que los mismos serán empleados para proveer condiciones iniciales y de contorno a las simulaciones.

2.2. Recurso en el Parque Eólico Rawson

La Figura 2.3 muestra la distribución del recurso eólico continental y costero argentino. En ella se observa la distribución estimada de densidad de potencia a 100 m de altura presentada en el Global Wind Atlas [24] y se evidencia el enorme potencial eólico de toda la región patagónica y el sur de la provincia de Buenos Aires. Esta figura también muestra la ubicación del Parque Eólico Rawson, uno de los principales parques eólicos del territorio argentino y de mayor tiempo en operación.

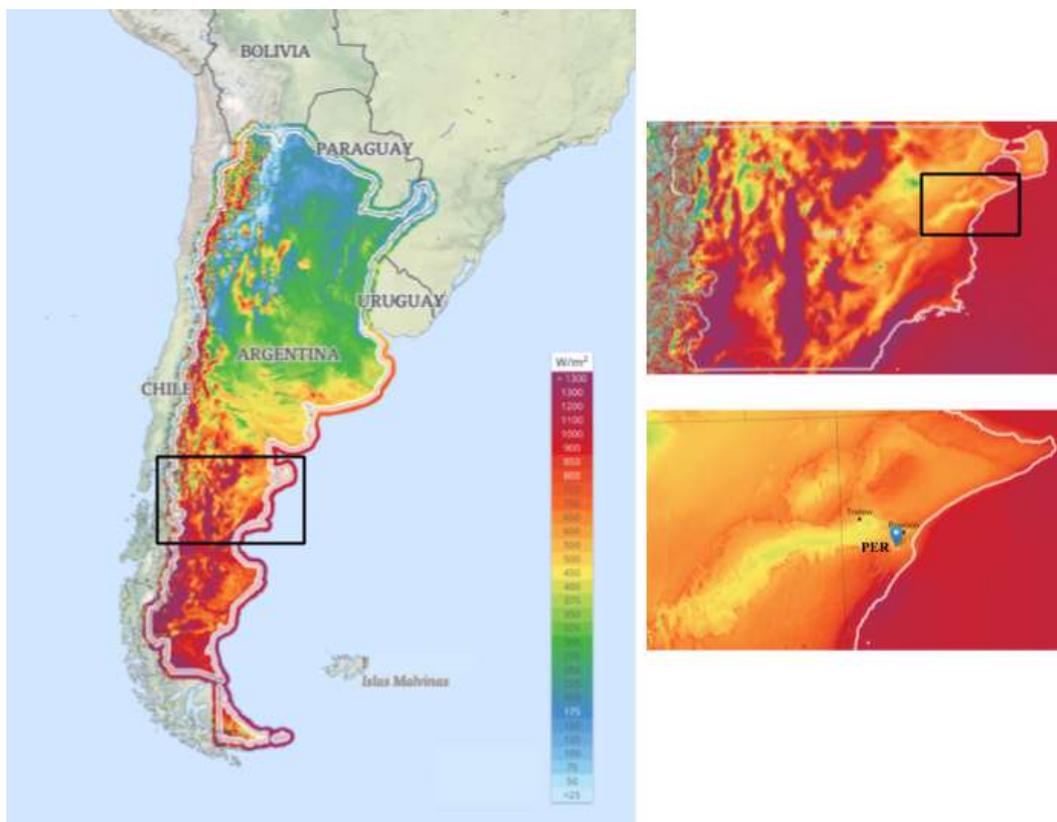


Figura 2.3: Distribución del recurso eólico en el territorio argentino. Distribución de la densidad de potencia (W/m^2) a una altura de 100 m sobre el terreno, altura media de las góndolas de los aerogeneradores. Extraído del Global Wind Atlas [24]. Acercamientos a la provincia de Chubut (arriba derecha) y al PER (abajo derecha).

El Parque Eólico Rawson está ubicado en la provincia de Chubut, a 5 km de su capital y a 10 km del mar. Se encuentra emplazado sobre tierra, a 150 m de altitud, en una zona de topografía poco compleja como muestra la Figura 2.4.

Este parque eólico fue inaugurado en octubre del 2011 con 27 aerogeneradores Vesta V90, con una potencia nominal de 1,8 MW cada uno. Luego en una segunda etapa de construcción que finalizó en enero del 2012, se incorporaron 16

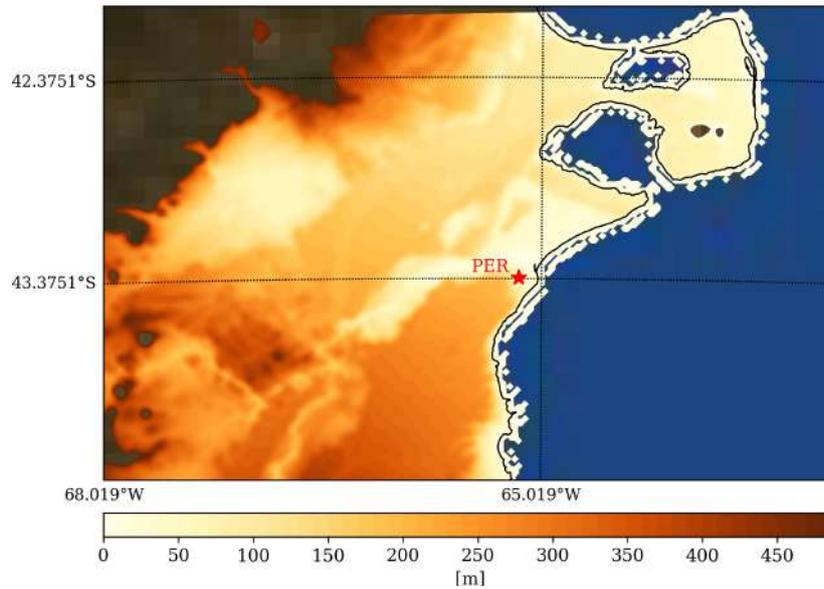


Figura 2.4: Altura del terreno sobre el nivel del mar en los alrededores del PER.

nuevos aerogeneradores de las mismas características, alcanzando entonces el parque una potencia nominal total de 77,4 MW. Por último, en una tercer etapa que fue inaugurada en diciembre del 2017, se agregaron 12 turbinas Vestas V100 de 2,0 MW cada una. En total cuenta con 55 aerogeneradores y una potencia instalada de 101,4 MW. En la Figura 2.5 (izquierda) puede verse una vista aérea del parque y del área correspondiente a las etapas de construcción I y II y su posterior expansión hacia el sur, etapa III.



Figura 2.5: Vista aérea PER y ubicación de las distintas etapas de construcción (izquierda). Imagen Etapa I y II finalizadas (derecha)[47].

En este trabajo, se utilizarán datos del PER en su etapa 1 y 2 (Figura 2.5 derecha). Hasta ese momento, el parque estaba compuesto de 43 aerogeneradores Vestas V90, distribuidos en 4 filas en dirección NE-SO aproximadamente, y un mástil meteorológico, localizado en la esquina NO. Los 43 aerogeneradores tienen una altura

de góndola de 80 m, un diámetro del rotor (D) de 90m y una potencia nominal de 1,8 MW. Como puede apreciarse también en la imagen, el terreno sobre el cuál se encuentra emplazado el parque se caracteriza por ser árido con pequeños arbustos.

Con respecto a la distribución promedio dentro del parque, como muestra la Figura 2.6, los aerogeneradores se encuentran separados aproximadamente a 4D dentro de la fila y a 12D entre filas. Esto da al parque una dimensión total de 4 km × 4 km. El mástil meteorológico se ubica 6D al norte de la turbina 8.

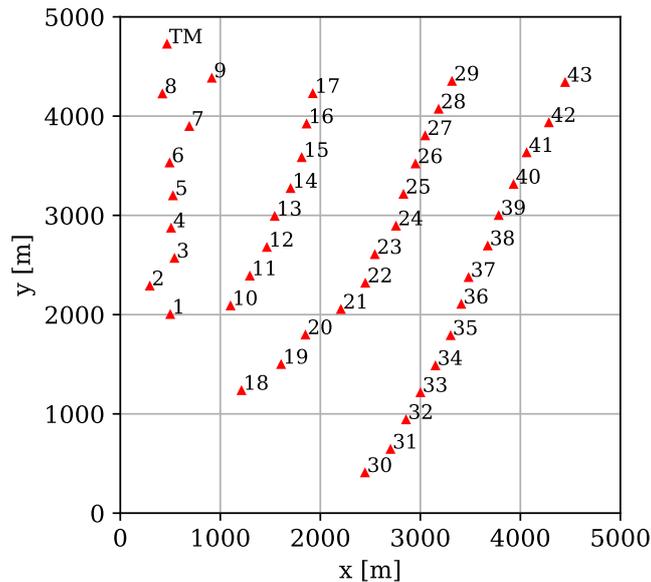


Figura 2.6: Ubicación de las turbinas (1-43) y Torre meteorológica (TM) en el PER.

En relación a las observaciones meteorológicas relevadas en el PER existieron dos etapas. Una primera etapa vinculada al estudio del recurso eólico y factibilidad del parque y una segunda etapa asociada al relevamiento de información meteorológica para la operación y funcionamiento del mismo. La primera etapa de valoración del recurso eólico se llevó a cabo previo a la construcción del parque eólico, instalando una torre meteorológica en el centro del terreno correspondiente al PER I y II (polígono rojo Figura 2.5). Este mástil comenzó a reportar datos válidos a partir de octubre del 2010 y operó hasta mediados de septiembre del 2011. Los datos de este mástil en particular se analizarán en la sección 2.4. Posteriormente, en febrero del 2011 se instaló una nueva torre meteorológica en la esquina NO (indicada en la Figura 2.6), que continúa funcionando al día de hoy relevando información vinculada al funcionamiento y operación del parque. Como se ve en el esquema de la Figura 2.7, esta torre cuenta con dos anemómetros, a 80 y 35 m de altura y una veleta a 79m. Por último este mástil también cuenta con un sensor de temperatura

y otro de presión a 78m.

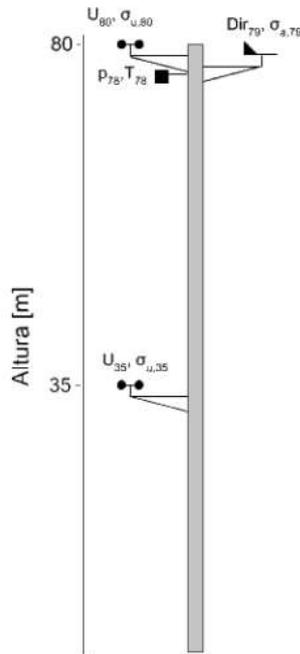


Figura 2.7: Esquema de los instrumentos colocados en el mástil meteorológico de la esquina NO.

Los instrumentos de medición seleccionados para el posterior análisis del recurso eólico en el PER son el anemómetro y la veleta VAISALA WAA151 que se encuentran instalados, a aproximadamente 80 m de altura, en el mástil meteorológico del parque como se muestra en la imagen de la Figura 2.8.



Figura 2.8: Fotografía de la veleta (izquierda) y anemómetro (derecha), ambos VAISALA WAA151, que se encuentran instalados en el mástil meteorológico del PER. Esta fotos fueron provistas gentilmente por la empresa administradora del parque.

Con el objetivo de evaluar el recurso eólico en el PER para luego contrastarlo con distintas series de datos de reanálisis, se eligió trabajar con la serie de

mediciones provista por la operadora del PER correspondiente a las observaciones relevadas a partir de la inauguración de la etapa II del PER, comienzos de enero del 2012, hasta finales de abril del 2018. De esta base de datos fue descartado el período de febrero del 2014 a julio del 2015, por encontrarse descalibrados los sensores meteorológicos según informó la operadora del PER. También fueron filtrados de esta base de datos los tiempos con algún dato faltante o nulo en las mediciones meteorológicas. Por último, esta base de datos se encontraba con frecuencia diezminutal. Para poder hacerla comparable con datos de reanálisis, que a lo sumo reportan con frecuencia horaria, se decidió trabajar con los períodos diezminutales de cada hora reportados a los 00 minutos. De esta forma, la base de datos resultante quedó conformada por 4 años y 7 meses de mediciones con una frecuencia horaria.

Con la intención de realizar un análisis del recurso eólico de esta base de datos, se computaron la rosa de los vientos y la distribución de frecuencia de intensidades resultantes, mostrados en la Figura 2.9 a y b, respectivamente. Cabe destacar, que en Navarro Diaz [79] se realizó un análisis semejante pero sobre la base de datos con frecuencia diezminutal.

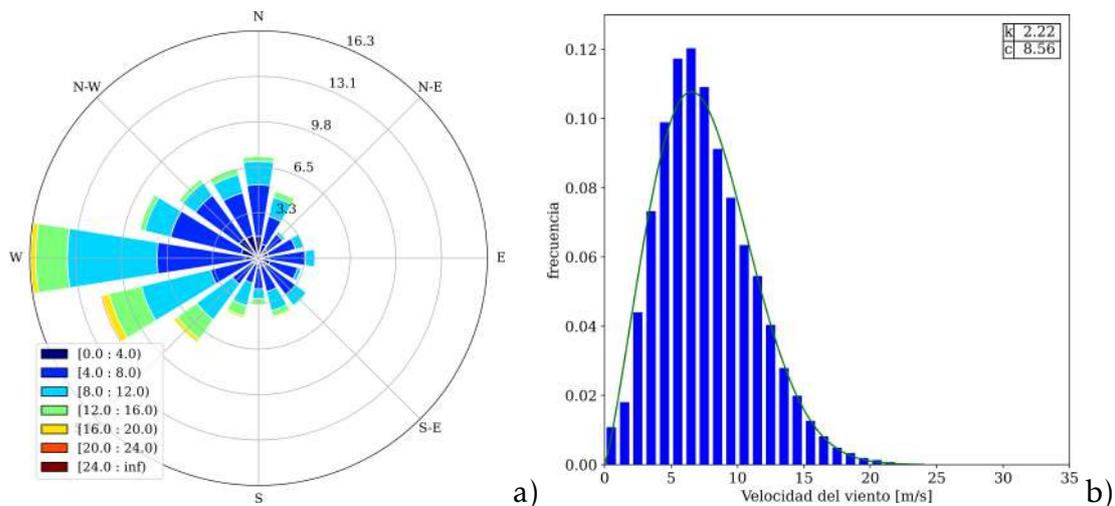


Figura 2.9: Recurso eólico en el PER: Rosa de vientos discretizada en 16 sectores, con las velocidades en $[m/s]$ (a) y distribución de la velocidad de viento media por hora con el ajuste de Weibull.

De la Figura 2.9 (a) se desprende que los vientos predominantes en el PER tienen componente oeste y que los vientos mas intensos provienen del sector sudoeste - oeste. Cuando el viento sopla desde la dirección oeste, el mástil se encuentra libre de la interferencia de la estela del parque, por lo que la influencia de este efecto es mínimo en el análisis de datos. No obstante, cabe mencionar que para un cierto rango de direcciones, entre 100° y 200° , el mástil se podría encontrar interferido

por la estela del parque, haciendo menos representativa a la medición. Este rango de direcciones representa aproximadamente un 17% de los casos.

En relación a la distribución de frecuencias de intensidades de viento, Figura 2.9 (b), se observa que las intensidades de viento más frecuentes en el PER son alrededor de los 7 m/s, mientras que la velocidad media resultante es de 7,58 m/s. Por otro lado, se observa que las velocidades de viento más intensas registradas en el mástil no superan los 25 m/s (velocidad de cut-out de las turbinas Vestas V90, a la cuál se apagan por altas velocidades). Esta figura también muestra la curva de distribución de Weibull con sus respectivos parámetros de ajuste ($k=2,22$ y $c=8,56$). Si bien la frecuencia observada para los rangos entre 5 y 8 m/s exceden a los que representa la distribución teórica, en términos generales esta representa razonablemente bien el comportamiento observado.

Cabe mencionar que Waimann [126], en su Capítulo 2 efectuó un análisis pormenorizado de las características del viento en PER, con una muestra más acotada, de sólo 2 años. No obstante, sus resultados son consistentes con los arriba mencionados.

A continuación se analizarán distintas series de datos de reanálisis buscando identificar la que mejor se corresponde con las observaciones en el PER.

2.3. Bases de datos de reanálisis

Un sistema de reanálisis atmosférico se obtiene a partir de un modelo numérico global de última generación, observaciones del estado de la atmósfera provenientes de diversas fuentes (satélites, estaciones de superficie, barcos, aviones, etc.) y un esquema de asimilación [36], que se usan en combinación para producir las mejores estimaciones (análisis) de estados atmosféricos pasados (incluida la temperatura, el viento, la altura geopotencial y los campos de humedad, entre otros) durante un largo registro de tiempo (típicamente más de 30 años).

En esencia, los reanálisis tienen un rol integrativo crucial dentro del sistema de observaciones global, produciendo registros consistentes, completos y de larga duración de las componentes del sistema climático global, incluyendo la atmósfera, los océanos y la superficie terrestre. Es por esto que, los reanálisis han sido ampliamente utilizados para diversas aplicaciones en el sector energético. La falta de registros largos y homogéneos de observaciones de viento y otras variables meteorológicas relevantes, han favorecido la adopción de reanálisis para la evaluación del recurso eólico [15]. Existen varios centros con capacidad para generar estos reanálisis globales. Por ejemplo, en Staffell y Pfenninger [113] se estimaron factores de

capacidad en distintas regiones de Europa utilizando series de reanálisis MERRA (*Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications*). Por otro lado, en Carvalho *et al.* [17] y Carvalho *et al.* [16] se simularon los vientos cerca de superficie para la península ibérica y alrededores, utilizando el modelo WRF y como forzantes distintas condiciones iniciales y de borde provenientes de diferentes reanálisis.

En particular, en esta tesis se utilizará el modelo de mesoescala WRF A para evaluar el impacto del PER en su entorno, por lo que resulta de interés identificar la serie de datos de reanálisis que mejor se corresponde con las observaciones en el PER, para luego utilizarla como forzante en las simulaciones. Existen muchos productos de reanálisis disponibles y utilizables. En este estudio se consideraron tres de los reanálisis globales más importantes y ampliamente utilizados:

1. MERRA-2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications-2). Basado en el modelo de circulación general desarrollado por la NASA (National Aeronautics and Space Administration) (GEOS-5) [75]. Con una resolución horizontal de $0,5^\circ$ de latitud x $0,625^\circ$ de longitud y una cobertura temporal que se extiende desde 1980 al presente. Los parámetros disponibles se encuentran informados con frecuencia horaria y el viento en niveles individuales se encuentra reportado a 10 *m* y 50 *m* de altura.
2. ERA5 del European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) [11]. Basado en el sistema de pronóstico integrado (ISF), el principal modelo de pronóstico global del Centro Europeo. Posee una resolución horizontal de $0,3^\circ$ x $0,3^\circ$, una cobertura temporal que se extiende desde 1980 al presente y una resolución temporal horaria. En niveles individuales el viento se encuentra reportado a 10 *m* y a 100 *m*.
3. R1 (Reanalysis 1) desarrollado por el NCEP (National Centers for Environmental Prediction) y el NCAR (National Center for Atmospheric Research)[56]. El pionero de los sistemas de reanálisis, basado en el sistema de pronóstico del NCEP y con una cobertura temporal que se extiende desde 1948 al presente. Posee una baja resolución tanto espacial como temporal, $1,875^\circ$ de latitud x 2° de longitud y 6 horas, respectivamente. Reporta únicamente viento en superficie (10 *m*).

Las series de reanálisis se comparan con la serie de datos de viento registrados, durante la etapa de operación del PER, en la torre meteorológica instalada en el parque y que fue analizada en la sección anterior. Estos datos consisten en dirección e intensidad de viento a aproximadamente 80 *m* de altura.

Para establecer las principales diferencias y similitudes entre los reanálisis y las observaciones, se eligió trabajar con el período en común entre todas las series, de enero del 2012 a abril del 2018. Respecto del criterio de interpolación espacial de los datos de reanálisis se optó por la metodología del “vecino más cercano” para realizar las intercomparaciones, es decir se seleccionó el punto de grilla de cada uno de los reanálisis más próximo a la torre meteorológica del PER. Éste se considera un método adecuado para variables con alta variabilidad espacio temporal y fue utilizado en diversos estudios de análisis de recurso eólico como el de Lucio-Eceiza *et al.* [67]. La Figura 2.10 muestra la ubicación de los puntos resultantes para cada uno de los tres reanálisis e indica también el emplazamiento del PER.

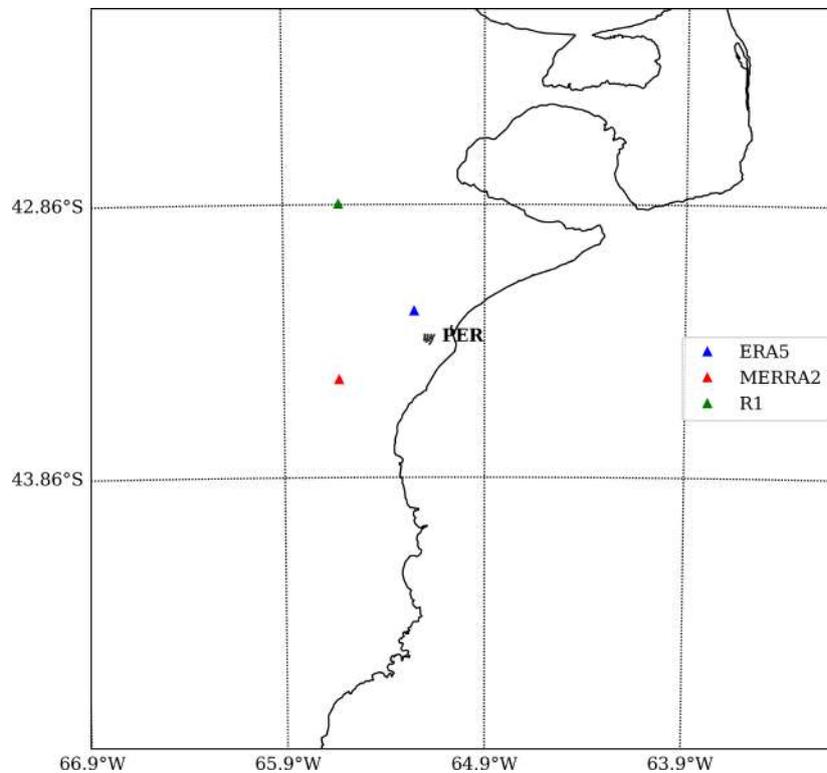


Figura 2.10: Localización de los puntos de grilla seleccionados de los tres reanálisis (ERA5, MERRA2 y R1) y ubicación del PER.

Por último, para hacer comparables las estimaciones de viento a distintas alturas (10 m, 50 m y 100 m) de los 3 reanálisis con las observaciones en el PER relevadas a 80 m, se realizó una interpolación-extrapolación vertical de la velocidad del viento de los reanálisis a la altura de medición de la torre meteorológica utilizando la ley de la potencia:

$$V(h) = V(h_{ref}) \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha,$$

donde h_{ref} es la altura de referencia del campo de reanálisis y alfa (α) es un exponente adimensional de la cortante del viento. Al igual que en Ramon *et al.* [94] para este trabajo se adoptó un valor de α de 0.143 por tratarse de puntos sobre tierra [118].

Como una primera evaluación exploratoria de las 3 series de datos de reanálisis se calcularon sus respectivas distribuciones de frecuencia, Figura 2.11 y rosas de los vientos, Figura 2.13. Para simplificar su comparación visual se incorporó en estas figuras las gráficas correspondientes a las observaciones en el mástil del PER.

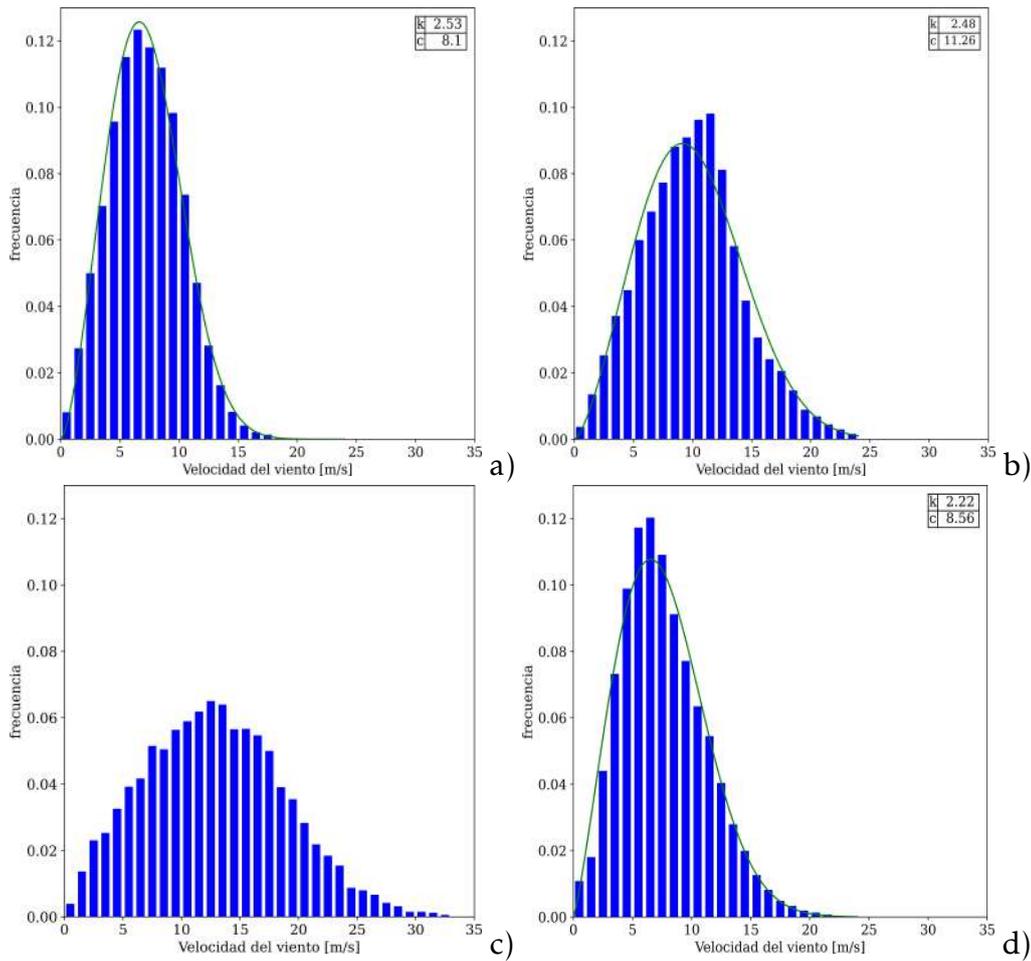


Figura 2.11: Distribuciones de frecuencias de vientos para los reanálisis ERA5 (a), MERRA2 (b), R1 (c) y la torre meteorológica del PER (d). Para las gráficas a, b y d también se muestra la curva de distribución Weibull con sus respectivos parámetros de ajuste.

De la Figura 2.11 se desprende que la distribución de frecuencia de vientos que más se aproxima a la observada es la que corresponde al reanálisis ERA5, con rangos de velocidades de viento más frecuentes similares, entre 5 y 9 m/s , y con parámetros de ajuste de la curva de distribución de Weibull muy cercanos. Por el

contrario, los centros de masa de las distribuciones de frecuencia de los reanálisis MERRA2 y R1 se encuentran desplazados hacia vientos más intensos respecto de las anteriores. Cabe destacar que la distribución correspondiente al reanálisis R1, Figura 2.11 (c), no se corresponde con una distribución de probabilidad Weibull y es por esto que la misma no se encuentra representada. En lo que respecta a velocidades medias y rangos intercuartiles de cada una de las series evaluadas, Figura 2.12, nuevamente la serie que presenta mayores similitudes con las observaciones es la ERA5. Se ve que tanto la serie R1 como la MERRA2 tienden a sobreestimar la intensidad del viento medio.

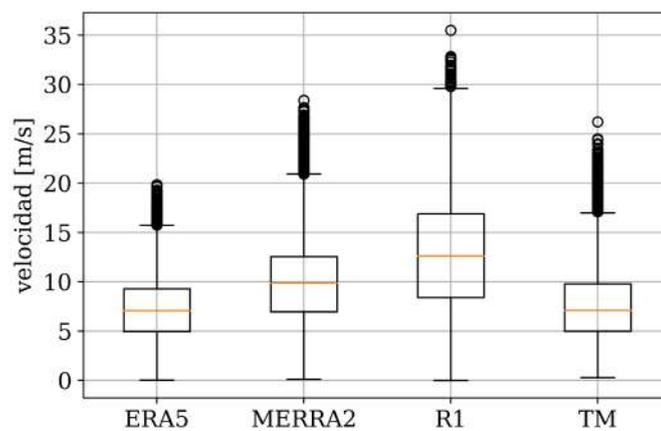


Figura 2.12: Cuartiles de velocidad media del viento para cada uno de los reanálisis ERA5, MERRA2, R1 y la torre meteorológica del PER (TM).

La Figura 2.13 evidencia que ninguna de las series de reanálisis posiciona en el Oeste la dirección de viento predominante. No obstante todas las series sí coinciden con las observaciones al identificar al sector Sudoeste-Oeste como el sector no sólo de vientos más frecuentes sino también los más intensos. Más allá de las diferencias mencionadas, nuevamente la rosa de los vientos que más se asemeja a la resultante de las observaciones en el mástil del PER es la obtenida con la serie de reanálisis ERA5.

Finalmente, con el objetivo de realizar una comparación cuantitativa, se elaboraron gráficos de dispersión entre las series temporales de los tres reanálisis y las observaciones en la torre meteorológica (Figura 2.14) y se calcularon algunas métricas como el coeficiente de correlación, el error cuadrático medio (RMSE por su sigla en inglés) y el error medio absoluto (MAE), Tabla 2.1.

De la Figura 2.14 se desprende que ERA5 es el set de datos de reanálisis que

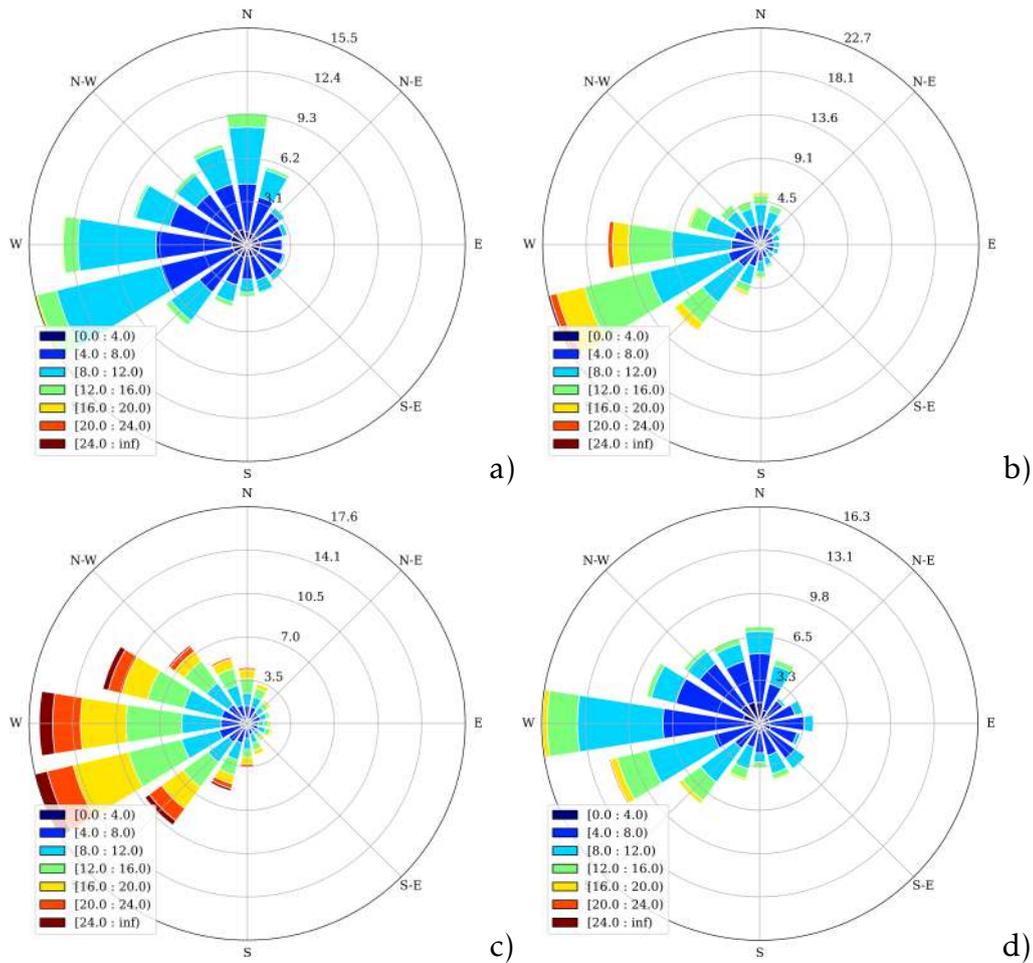


Figura 2.13: Rosa de los vientos para los reanálisis ERA5 (a), MERRA2 (b), R1 (c) y la torre meteorológica del PER (d).

presenta menor dispersión. Asimismo, al igual que lo observado para el diagrama de cajas, esta figura muestra una tendencia de los reanálisis MERRA2 y R1 a la sobreestimación de las velocidades medidas, mientras que el reanálisis ERA5 presenta una leve tendencia a la subestimación de las mismas. Por otro lado, al igual que lo evidenciado en el análisis cualitativo, las métricas presentadas en la Tabla 2.1 muestran al reanálisis ERA5 como el que mejor se ajusta con las observaciones, presentando el mayor valor de coeficiente de correlación y los menores valores tanto para el RMSE como para el MAE.

Estos resultados son consistentes con lo encontrado por Ramon *et al.* [94] y Olauson [82], donde del análisis de períodos mucho más prolongados de tiempo y con mayor cantidad de observaciones de diferentes torres meteorológicas de todo el mundo, surgió que el set de datos que mejor representa los vientos en superficie, y cerca de superficie, es el del reanálisis ERA5. Por lo tanto los campos que se

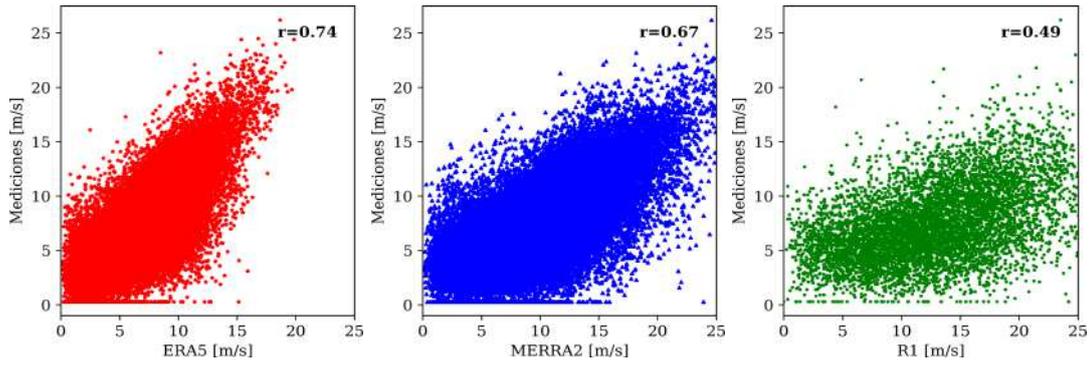


Figura 2.14: Diagramas de dispersión de los reanálisis (ERA5, MERRA2 y R1) vs las observaciones (TM), con sus respectivos coeficientes de correlación (r).

Reanálisis	r	RMSE [m/s]	MAE [m/s]
ERA5	0,74	2,48	1,94
MERRA2	0,67	4,04	3,22
R1	0,49	7,43	6,02

Tabla 2.1: Coeficiente de correlación (r), error cuadrático medio (RMSE) y error medio absoluto (MAE) para las tres series de reanálisis.

utilizarán como condiciones iniciales y de borde para forzar las simulaciones de la siguiente sección serán los provistos por el reanálisis ERA5.

2.4. Estabilidad de la capa límite atmosférica (CLA)

La estabilidad atmosférica es una medida de la tendencia de la atmósfera a facilitar o inhibir los movimientos verticales. La estabilidad en la zona más baja de la capa límite atmosférica (CLA) se debe en gran medida a los gradientes térmicos verticales (estabilidad estática) y al arrastre por fricción con la superficie del suelo inducido por la cortante del viento (estabilidad dinámica).

Existen diferentes métodos o parámetros para caracterizar la estabilidad atmosférica, los cuales incorporan una mayor o menor cantidad de variables y procesos atmosféricos [102]. El método más utilizado para describir la turbulencia atmosférica en la capa de superficie es el basado en la Teoría de la Semejanza de Monin-Obukhov (MOST), de donde se desprende el parámetro adimensional de estabilidad ζ , definido como el cociente entre la altura de referencia sobre el nivel del suelo z y la longitud de Monin-Obukhov L :

$$\zeta = \frac{z}{L} = -\frac{zgk\overline{(w'\theta'_v)_s}}{\overline{\theta'_v}u_*^3}, \quad (2.1)$$

donde g es la aceleración de la gravedad, k es la constante de Von Karman, $\overline{w'\theta'_v}$ es el flujo vertical turbulento de temperatura potencial virtual en la capa de superficie, $\overline{\theta'_v}$ es la temperatura potencial virtual del flujo medio y u_* es la velocidad de fricción. La completa deducción de L puede encontrarse en Stull R.B. [115]. Una interpretación física del valor $|L|$ es que es proporcional a la altura, por encima de la superficie, a la cual la producción térmica de energía cinética turbulenta domina por sobre la producción mecánica producida por la cortante del viento. El signo de la longitud de Monin-Obukhov determina la estabilidad estática en el lugar de estudio. Valores negativos están asociados a entornos estáticamente inestables, mientras que valores positivos están relacionados con condiciones estables. Debido a que MOST asume que los flujos son constantes con la altura, típicamente solo es válida para la capa de superficie (aproximadamente hasta los 200 m).

La mayoría de los parques eólicos no cuentan con mástiles meteorológicos con el instrumental necesario para cuantificar los flujos turbulentos de calor y cantidad de movimiento. Suelen disponer a lo sumo de sensores de viento (usualmente anemómetros de coperolas) y termómetros a distintas alturas. Estas alturas abarcan desde las cercanas al suelo hasta las equivalentes a la altura de góndola de los aerogeneradores. Por lo tanto, una alternativa para caracterizar la estabilidad es a través del número de Richardson bulk o por diferencias finitas (Rib) [115], que se obtiene aproximando los gradientes locales utilizando observaciones realizadas a intervalos de alturas discretas. Este parámetro adimensional permite determinar la estabilidad a partir de la relación entre la producción o consumo de turbulencia debida al empuje térmico y la producción debida a los procesos friccionales con la superficie. Siguiendo a Bodine *et al.* [9], Rib se calcula de la siguiente manera:

$$Rib = \frac{g\Delta z_u^2 \left[\frac{T_2 - T_1}{\Delta z_T} + \Gamma_d \right]}{T_1 [u_2 - u_1]^2}, \quad (2.2)$$

donde T_1 , T_2 y u_1 , u_2 son las temperaturas y velocidades medidas en los niveles inferior y superior de cada una de estas variables. Luego, Δz_u y Δz_T son respectivamente las diferencias de altura entre los niveles empleados para medir estas variables y $\Gamma_d \approx 0,01$ [K/m] es el gradiente vertical adiabático seco. Al igual que con L , valores negativos de Rib indicaran entornos inestables, valores positivos estarán asociados a estratificaciones estables y valores cercanos a cero estarán relacionados con condiciones neutrales. En la tabla 2.2 se especifica la separación de los regímenes de estabilidad en función de Rib sugerida en Newman y Klein [81]. Estos límites fueron definidos en base al trabajo de Mauritsen y Svensson [71] donde se evaluaron

Clasificación de estabilidades	Rib
Muy inestable	$Rib < -0,2$
Inestable	$-0,2 \leq Rib < -0,1$
Neutral	$-0,1 \leq Rib < 0,1$
Estable	$0,1 \leq Rib < 0,25$
Muy estable	$0,25 \leq Rib$

Tabla 2.2: Límites de la clasificación de estabilidades en la capa de superficie en función de Rib [81].

diferentes combinaciones de niveles para el cálculo de Rib .

2.5. Estabilidad atmosférica en el PER

Dado que la intensidad del efecto de estela, y consecuentemente el impacto de un parque eólico aguas abajo del mismo, depende tanto de las características estructurales y operativas de los aerogeneradores y el parque como así también de las condiciones atmosféricas presentes en la la capa límite atmosférica (CLA), en particular de su estabilidad [101], resulta de interés estudiar la capacidad del modelo de mesoescala WRF para representar los diferentes regímenes de estabilidad en el PER. Es por ello que esta sección propone analizar la estabilidad en el PER a través de resultados obtenidos de simulaciones del modelo WRF, para luego realizar un estudio estadístico de la ocurrencia de los distintos regímenes de estabilidad resultantes de las simulaciones. Estos resultados se comparan con los estimados a partir de observaciones in situ. Todo este análisis se realiza para el período correspondiente al estudio de prefactibilidad del parque, desde octubre del 2010 hasta mediados de septiembre del 2011, aproximadamente un año. Esta elección se debe a que la torre meteorológica emplazada en el centro del polígono rojo (Figura 2.5) contaba, a diferencia de su sucesora, con sensores de temperatura a dos alturas, mediciones fundamentales para la caracterización de la estabilidad a través del parámetro Rib .

Los modelos de mesoescala o de área limitada pueden ser utilizados para realizar downscaling dinámicos de modelos de mayor cobertura pero de menor resolución. El downscaling dinámico consiste en utilizar un modelo de pronóstico del tiempo con toda su física para producir datos de mayor resolución temporal y espacial a partir de datos más generales de modelos de circulación general (GCM por su sigla en inglés). En particular se utiliza el modelo de mesoescala WRF, que se encuentra descrito de forma detallada en el Apéndice A, para realizar un downscaling dinámico de la serie global de datos de reanálisis ERA5, la cuál fue evaluada

en la sección 2.3 como la que mejor captura el comportamiento de recurso en el PER. Esto, además de aumentar la resolución espacial y temporal de la serie, produce nuevas variables e información en nuevos niveles verticales que permiten el cálculo de distintos parámetros de estabilidad. Este tipo de metodología de *downscaling* dinámico ha sido ampliamente utilizada en estudios de análisis del recurso eólico, como en Lee *et al.* [61] y Hahmann *et al.* [38]. Incluso es la estrategia de trabajo adoptada para la elaboración del Nuevo Atlas Eólico Europeo (NEWA por su sigla en inglés) [130]. Es por ello que se la considera una metodología apropiada para el presente trabajo de tesis y en particular para la estimación de la estabilidad en los alrededores del PER.

Para el período comprendido en el análisis de estabilidad en el PER las simulaciones con el WRF, al igual que en Hahmann *et al.* [38], se realizaron en series superpuestas de 11 días de duración, descartando el primer día de cada simulación por considerarse tiempo de *spin-up* del modelo. Se utilizaron como condiciones iniciales y de borde los campos de reanálisis ERA5, de 0.3° de espaciamiento horizontal y disponibles de forma horaria. Las simulaciones se realizaron con 3 dominios anidados, con una resolución horizontal de 9 km, 3 km y 1 km, respectivamente y con el dominio interior centrado en el PER (Figura 3). El tope del modelo se ubicó en 50 hPa siguiendo las buenas prácticas recomendadas por el grupo de WRF del NCAR [129]. Por debajo de éste y con el objetivo de tener una mejor representación de los procesos que ocurren cerca de la superficie terrestre, se ubicaron 47 niveles verticales con los primeros 16 por debajo de los 200 m.

Existen diversas parametrizaciones físicas en el modelo WRF. Las parametrizaciones físicas se utilizan para aproximar los efectos generales de procesos físicos que son demasiado pequeños en escala espacial, demasiado breves, demasiado complejos, demasiado poco entendidos, o demasiado costosos de calcular computacionalmente como para ser representados explícitamente. La siguiente tabla muestra los esquemas físicos utilizados para las simulaciones WRF en el presente estudio de estabilidad.

Si bien los detalles respecto de cada una de las parametrizaciones seleccionadas, junto con otras decisiones respecto de la configuración de los experimentos reales en WRF para esta tesis, se encuentran detallados en la Sección A.1.2 del Apéndice, a continuación se describen brevemente algunos de ellos y los motivos de su elección. El esquema de microfísica seleccionado incluye 5 especies de hidrometeoros y es apropiado para dominios de alta resolución. El esquema de radiación de onda larga RRTM utiliza tablas para estimar flujos de radiación atmosférica y

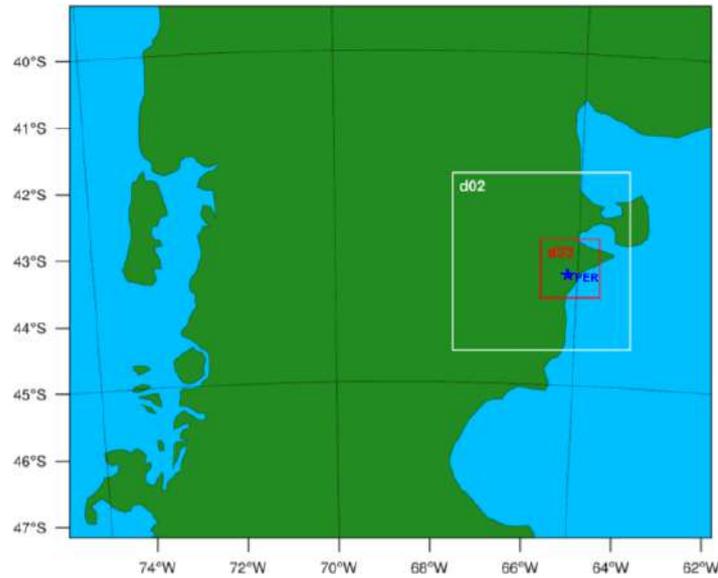


Figura 2.15: Dominios propuestos para las simulaciones de estabilidad. Se trata de tres dominios anidados, d01, d02 y d03, de 9 km, 3 km y 1 km de resolución horizontal. Se muestra también la ubicación del PER en el centro del dominio interior.

Proceso físico	Esquema seleccionado
Radiación	RRTMG [46]
Superficie terrestre	NOAH-LSM [19]
Capa de superficie	Monin Obukhov (Eta) [49] [48]
Capa límite	MYNN [78]
Cumulus	Kain-Fritsch [55]
Microfísica	WRF Single-Moment 5-class [44]

Tabla 2.3: Parametrizaciones físicas implementadas en las simulaciones de estabilidad de WRF.

tasas de calentamiento, y de esta forma permite aumentar la eficiencia computacional; mientras que el esquema de radiación de onda corta RRTM tiene en cuenta el ozono climatológico y los efectos de las nubes. La parametrización de capa de superficie es la encargada de estimar la velocidad de fricción y los flujos de calor en superficie para luego determinar la estabilidad atmosférica; y en este caso fue elegido el esquema de Monin-Obukhov(Eta) por ser uno de los dos compatibles con la parametrización de capa límite de de MYNN. El esquema MYNN que se utiliza para modelar la física de la capa límite y expresar la energía cinética turbulenta (TKE por su sigla en inglés) como una relación de difusión de segundo orden, se seleccionó no solo por su alto orden de clausura sino por ser el esquema sobre el que se encuentra implementada la parametrización de parques eólicos que se presenta en el Capítulo 3. Los modelos de superficie, como el NOAH-LSM, buscan representar

la interacción suelo-atmósfera, la elección de este esquema responde a que es uno de los más utilizados por la comunidad. La parametrización de cumulus modela la física de la formación de nubes y en estas simulaciones se implementa sólo en el dominio de menor resolución (9 km), debido a que para altas resoluciones el WRF es capaz de resolver explícitamente la física de las nubes.

Todas estas parametrizaciones se encuentran en concordancia con las propuestas, tras diferentes estudios de sensibilidad, para la elaboración del Nuevo Atlas Eólico Europeo [130]. En este documento también se recomienda, para forzar a las simulaciones a seguir las condiciones de contorno, la implementación de un *nudging* espectral en el dominio exterior (d01) y por encima de la capa límite atmosférica. Cabe destacar que las condiciones de borde se proveen con una frecuencia horaria. Asimismo, se propone la configuración con anidado unidireccional (1-way), que significa que la información de dominios internos con una resolución más fina no afecta la solución en los dominios externos con resolución más gruesa. Las simulaciones se estructuraron de forma tal de obtener las salidas del dominio interno (d03) cada 10 minutos, con el objeto de tener la misma frecuencia temporal de las observaciones.

En lo que respecta a las observaciones, el mástil meteorológico emplazado para confeccionar el estudio previo del recurso eólico local contaba con tres anemómetros de coprolas NRG #40 (a 40, 60 y 80 m), dos veletas NRG #200P (a 78 y 58 m), dos sensores de temperatura NRG #110S (a 3 y 79 m) y un barómetro NRG BP-20 a 1 m de altura. Por cada uno de estos instrumentos se reportaron observaciones promediadas en períodos diezminutales de cada una de estas variables. Además, el sistema también entregaba los valores del desvío estándar de la intensidad y de la dirección de viento. Con esta serie temporal de datos el único parámetro de estabilidad plausible de ser calculado es el número de Richardson bulk *Rib*. En base a la ecuación 2.2 se estimó el *Rib* como indicador de la estabilidad de la capa de aire cercana a los aerogeneradores. Con el objetivo de que los niveles de temperatura e intensidad de viento fueran lo más semejantes posibles, y dado que se disponía de la temperatura registrada cerca del suelo y a la altura de góndola y de la velocidad de viento a la altura de la turbina pero no cercana al suelo, se decidió emplear la fórmula de *Rib* asumiendo que $U(z_1) = 0$.

Respecto de las simulaciones, seleccionando el punto de grilla más cercano al centro del PER I y II, se extrajeron las variables necesarias para estimar la serie temporal de *Rib*, siguiendo la ecuación 2.2 pero ahora escrita en la forma de tempe-

ratura potencial (θ):

$$Rib = \frac{g}{\theta_1} \frac{\Delta z_u^2 \left[\frac{(\theta_2 - \theta_1)}{\Delta z_\theta} \right]}{[u_2 - u_1]^2}. \quad (2.3)$$

El parámetro Rib se estimó utilizando las salidas del modelo WRF de temperatura potencial a 2 m y a aproximadamente 80 m de altura (θ_1 y θ_2) y de intensidad del viento (u_2) en el nivel de 80 m, dejando $u_1 = 0$ de forma de hacerlo lo más comparable posible a las observaciones.

En un primer análisis de las simulaciones, se buscó evaluar la capacidad de éstas para representar el recurso eólico y valorar las ventajas de realizar el downscaling dinámico, al contrastarlas también con la estimación del recurso resultante de la serie de datos de reanálisis. La Figura 2.16 muestra, para el período correspondiente al estudios de prefactibilidad del PER, las rosas de los vientos y las distribuciones de frecuencia de intensidad del viento, con sus respectivos ajustes weibull, resultantes de las observaciones, las series de datos de reanálisis ERA5 y las simulaciones con el WRF. En ella se observa que si bien la serie de reanálisis presenta al Oeste-Sudoeste como dirección de viento más frecuente, al realizar el downscaling esta direccionalidad se corrige exhibiendo en las simulaciones, al igual que en las observaciones, al Oeste como la dirección predominante. Lo mismo sucede en cuanto a la intensidad del viento, donde la distribución de frecuencia de la variable simulada presenta mayor similitud con la variable observada que la resultante de la serie de reanálisis. Esto puede verse tanto en la frecuencia de los valores modales (0.12) como en la cola derecha de la distribución donde las simulaciones y las observaciones registran velocidades de viento de hasta 20 m/s mientras que los reanálisis reportan velocidades menores.

Luego, como una primera evaluación de las estimaciones de estabilidad, se graficaron conjuntamente las salidas del modelo y las observaciones de las distintas variables involucradas en el cálculo de Rib . Por una cuestión de claridad en los gráficos la Figura 2.17 muestra únicamente los resultados de los primeros 40 días, para la intensidad del viento en el nivel de 80 m, la temperatura en superficie y para la diferencia de temperatura entre los dos niveles involucrados en el cálculo.

Las tres variables graficadas en la Figura 2.17 muestran una buena correspondencia entre lo simulado y lo observado en lo que respecta a las tendencias en la marcha temporal de las series. Asimismo, en relación a la intensidad del viento a 80 m de altura, pareciera observarse una tendencia en las simulaciones a sobreestimar las velocidades máximas. El comportamiento contrario se observa en relación

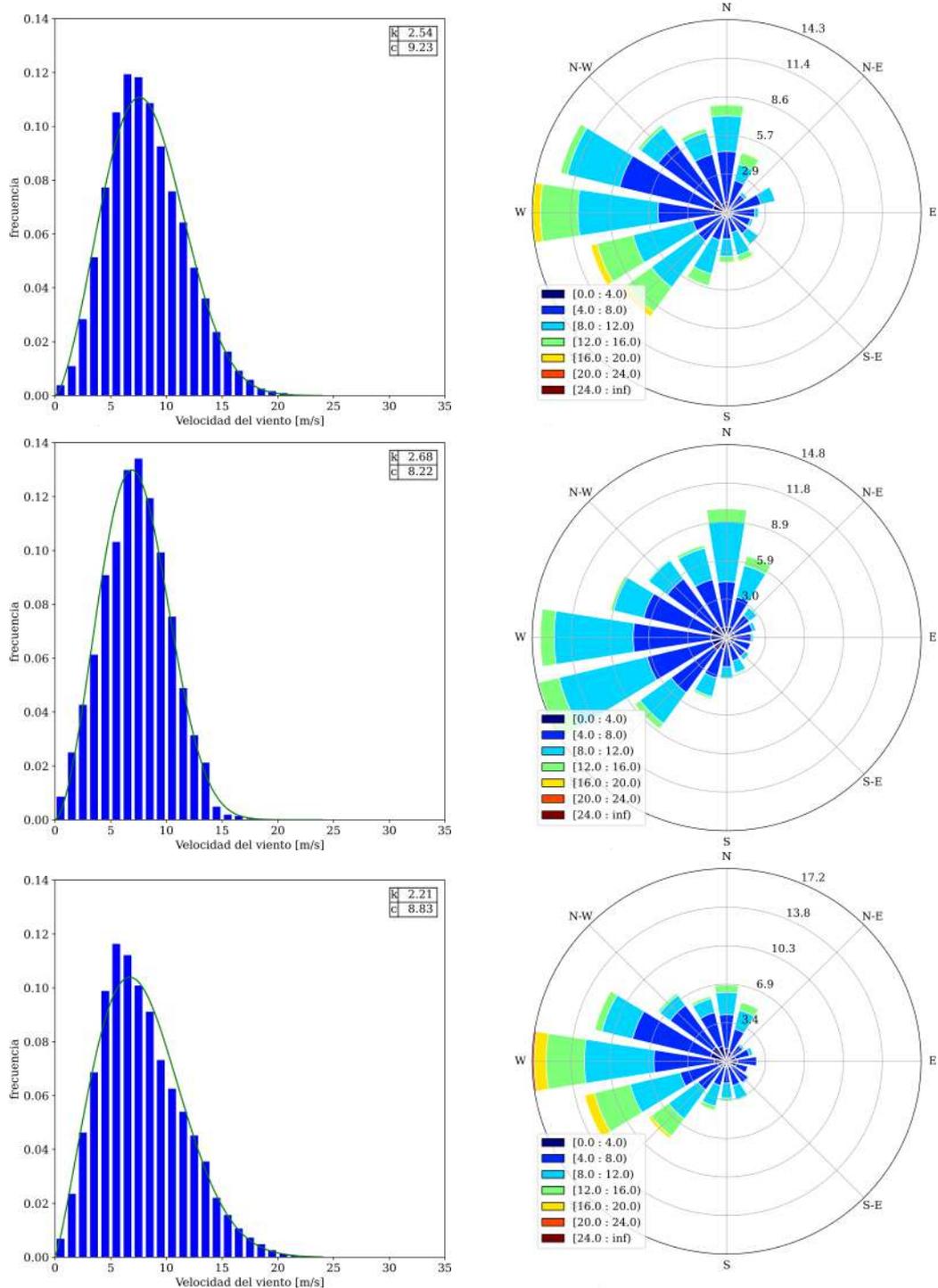


Figura 2.16: Rosa de vientos discretizada en 16 sectores, con las velocidades en $[m/s]$ y distribución de la velocidad de viento media por hora con el ajuste de Weibull para las mediciones (arriba), reanálisis ERA5 (centro) y simulaciones con WRF (abajo)

a la temperatura en superficie, donde el WRF parecería presentar una tendencia a subestimar las temperaturas máximas. Cabe destacar que las observaciones de temperatura del aire en superficie corresponden a registros a 3 m de altura mientras

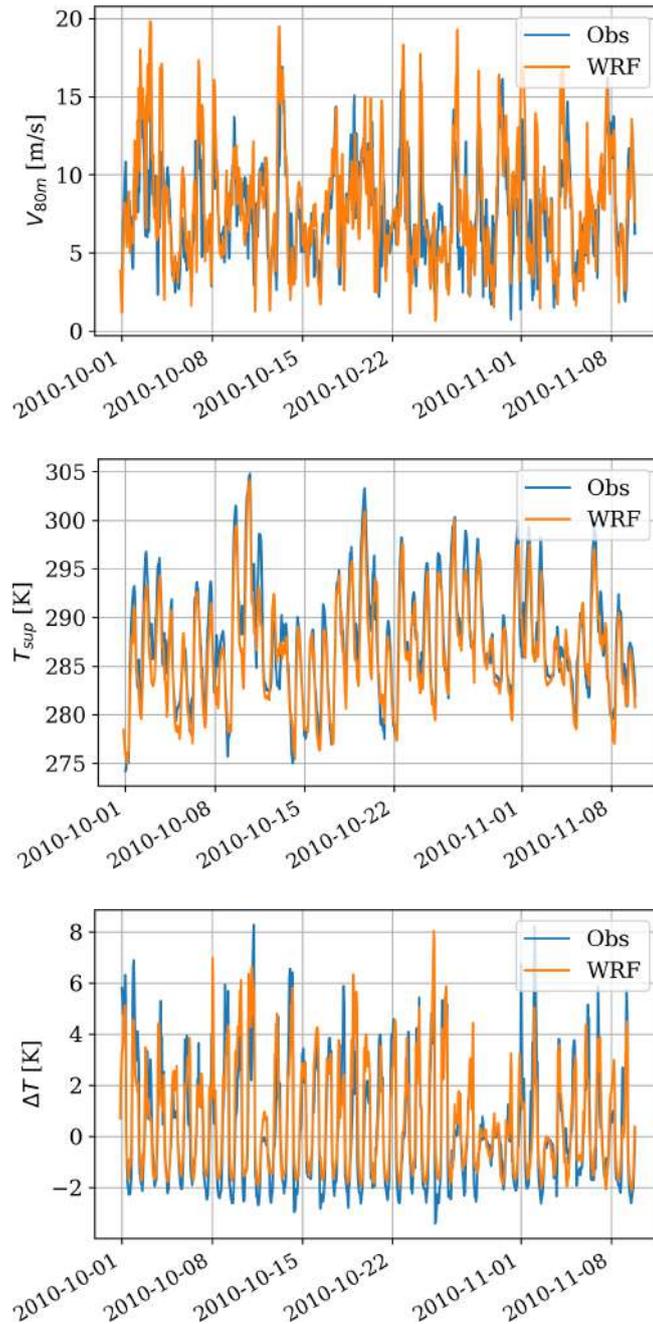


Figura 2.17: Series temporales de variables observadas (Obs) y simuladas (WRF) de velocidad del viento a 80 m (V_{80m}), temperatura en superficie (T_{sup}) y diferencia de temperatura entre los niveles de altura de góndola y superficie (ΔT).

que las simulaciones resuelven la temperatura a 2 m. En relación a las diferencias de temperatura entre el nivel de altura de góndola y superficie (Figura 2.17 inferior), se evidencia una marcada tendencia del WRF a subestimar las máximas diferencias de temperatura negativa. Esto queda mejor representado en la Figura 2.18 donde se muestran las diferencias entre los valores observados y simulados para esas mismas variables.

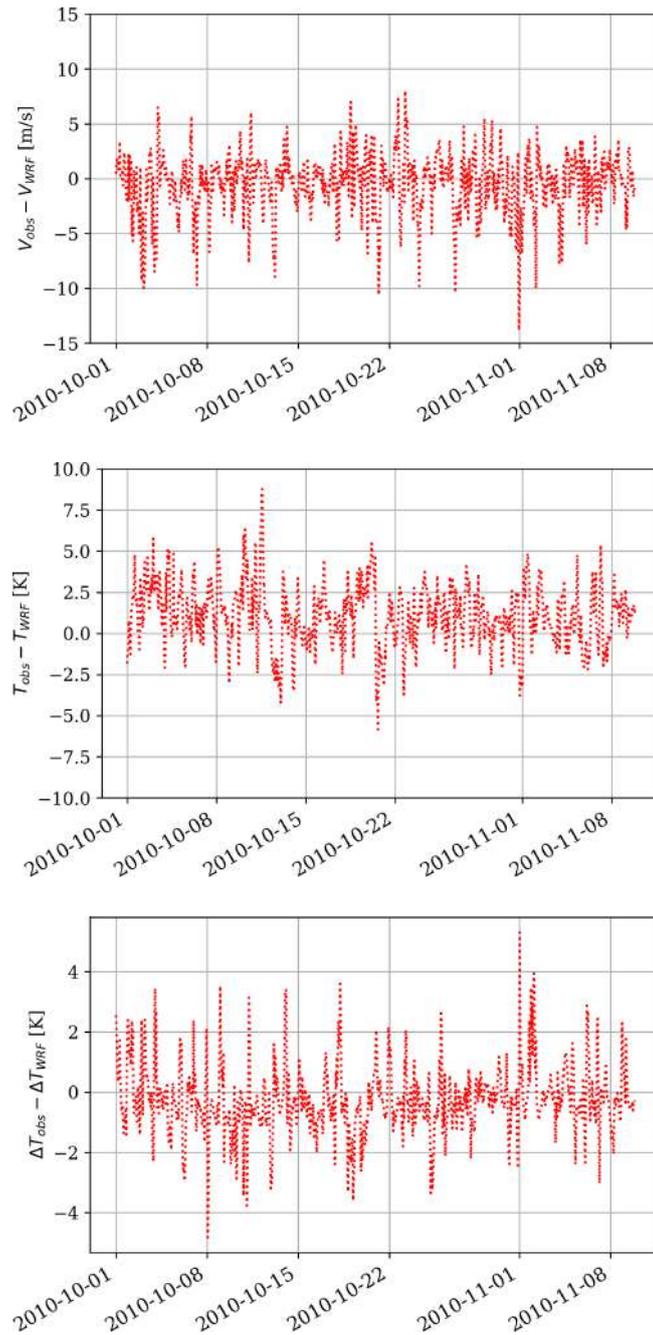


Figura 2.18: Series temporales de las diferencias entre las variables observadas (Obs) y simuladas (WRF) de velocidad del viento a 80 m (V_{80m}), temperatura en superficie (T_{sup}) y diferencia de temperatura entre los niveles de altura de góndola y superficie (ΔT).

Luego del análisis de las variables involucradas en cálculo del Rib , se realizó un análisis estadístico comparativo del comportamiento de los distintos regímenes de estabilidad estimados a través del valor de Rib resultante de las simulaciones de WRF y de las mediciones. La clasificación de las distintas condiciones de estabilidad se efectuó, siguiendo los límites definidos en la Tabla 2.2. La Figura 2.19

muestra, tanto para las observaciones como para las simulaciones, las frecuencia de ocurrencia de los distintos regímenes de estabilidad para las distintas horas del día, los diferentes meses del año y según distintas intensidades de viento en altura (80 m).

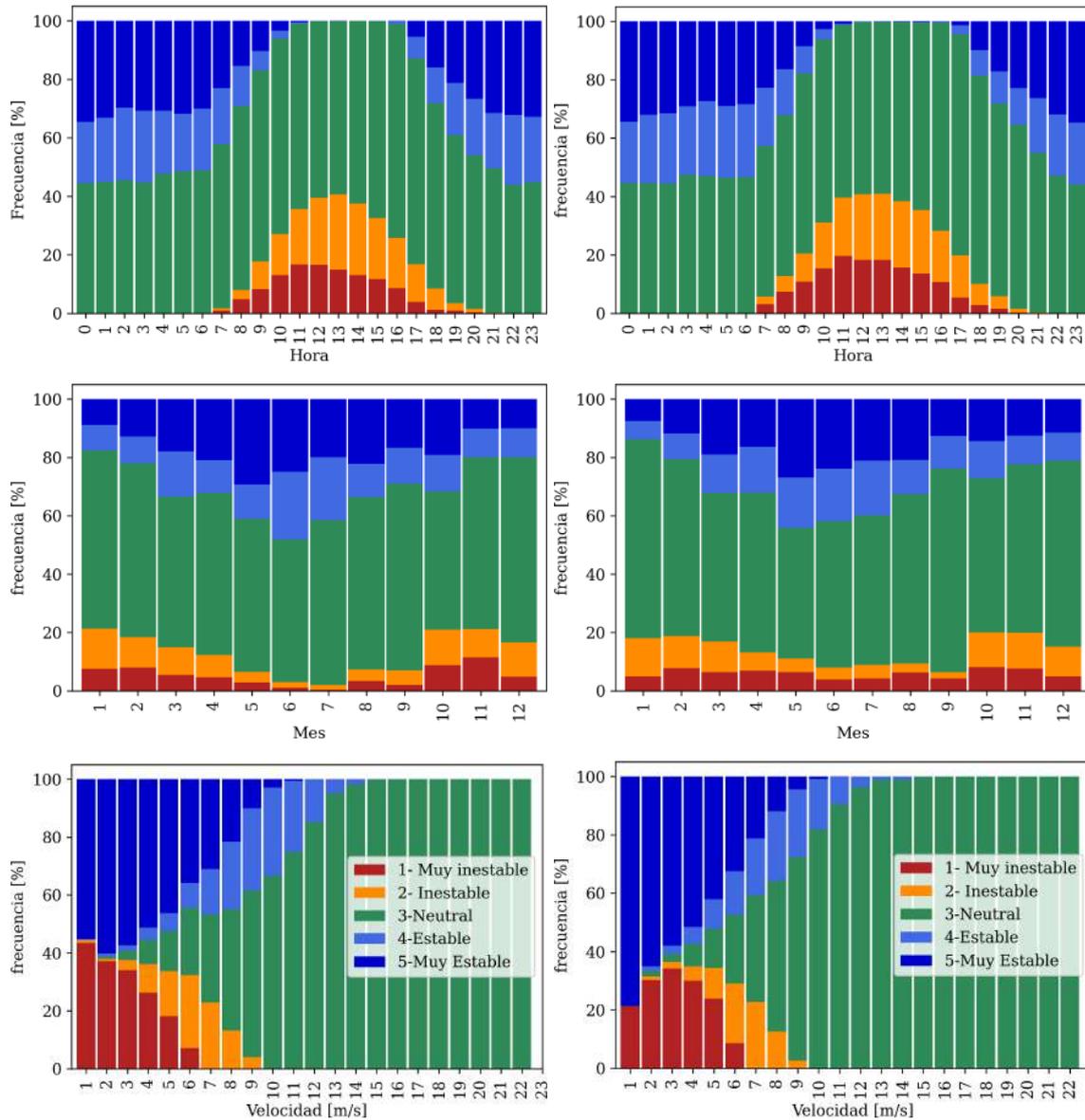


Figura 2.19: Frecuencia de ocurrencia de las distintas clases de estabilidad basadas en el Rib estimado de las simulaciones con WRF (izquierda) y de las observaciones (derecha). Por hora (arriba), por mes (centro) y por velocidad del viento a 80 m de altura (abajo).

Al analizar la Figura 2.19 se observa que las distribuciones de frecuencia resultantes de las simulaciones son muy similares a las estimadas a partir de las observaciones. En la parte superior se muestra la frecuencia de las diferentes condiciones

de estabilidad para las distintas horas del día. En ambas imágenes se evidencia un marcado ciclo diurno con predominio de condiciones neutrales y estables durante la noche y aumento en la frecuencia de regímenes inestables en horas diurnas, alcanzando alrededor de un 40% de ocurrencia en horas del mediodía. En lo que respecta a la variación a lo largo del año (Figura 2.19 centro) puede observarse también, en ambas figuras, una variación intra-anual en el comportamiento de la estabilidad. Si bien a lo largo del año la cantidad de casos neutrales pareciera mantenerse aproximadamente constante, se evidencia un marcado aumento de estratificaciones estables para los meses correspondientes al invierno. De forma no tan marcada también pareciera observarse un aumento de las condiciones inestables en los meses de verano. Hay que tener en cuenta que el período evaluado fue de sólo un año, es de esperar que de extenderse el período de análisis estadístico esta intra-anualidad se evidenciaría más claramente. Por otro lado, cabe destacar que a diferencia de la distribución resultante de las observaciones, en los casos simulados se ve una menor frecuencia de ocurrencia de condiciones inestables para los meses de junio y julio. En relación a la distribución de frecuencias para distintas velocidades del viento a la altura de góndola, Figura 2.19 (abajo), se observa, en ambos gráficos, un marcado aumento de las condiciones neutrales con la intensidad del viento, evidenciando el dominio de la turbulencia de origen mecánico por sobre la de origen térmico en situaciones de viento intenso. Asimismo, para velocidades de viento entre 4 y 9 m/s , donde se encuentra la velocidad media del viento en el PER, se advierte la posibilidad de ocurrencia de cualquiera de las tres condiciones de estabilidad. La principal diferencia entre los resultados de las observaciones y los simulados se encuentra para velocidades de alrededor de 1 m/s , donde de lo simulado surge aproximadamente la misma posibilidad de ocurrencia de casos extremadamente estables e inestables, mientras que en las observaciones existe un marcado predominio de las condiciones muy estables. En busca de una visión general, la Figura 2.20 muestra la proporción de ocurrencia de cada una de las condiciones de estabilidad. En ella puede observarse nuevamente una gran similitud en los valores resultantes de las simulaciones y los estimados a través de las observaciones. Más de la mitad del tiempo se registran condiciones neutrales, seguidas por una mayor cantidad de casos con estratificaciones estables con un porcentaje de ocurrencia de alrededor de un 30% y por último las condiciones inestables representan aproximadamente sólo un 13% de los casos. El predominio de las condiciones estables por sobre las inestables podría asociarse a las altas latitudes donde se encuentra emplazado el PER con bajas temperaturas medias y radiaciones solares incidentes entre moderadas y débiles.

Por último, con el objetivo de evaluar la correcta categorización de los valores

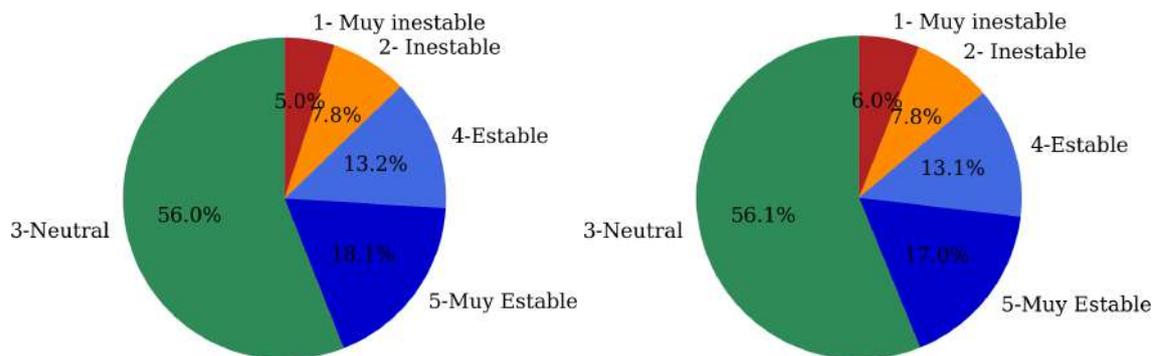


Figura 2.20: Porcentaje de ocurrencia de cada uno de los 5 regímenes de estabildades para las simulaciones (izquierda) y para las observaciones (derecha)

simulados respecto de los observados, se elaboró una tabla de contingencia o matriz de “probabilidad de detección”(Figura 2.21). Cada columna de la matriz representa el número de casos de cada condición de estabilidad según las simulaciones con WRF, mientras que cada fila representa a las distintas estabildades según las observaciones. En términos prácticos esta tabla permite ver qué tipos de aciertos y errores están teniendo las simulaciones a la hora de clasificar los distintos tipos de estabilidad.

Rib_{obs}	1- Muy inestable	221	128	120	5	13
	2- Inestable	105	273	237	7	3
	3-Neutral	31	182	3571	351	206
	4-Estable	1	1	313	399	320
	5-Muy Estable	1	0	173	302	895
		1- Muy inestable	2- Inestable	3-Neutral	4-Estable	5-Muy Estable
		Rib_{wrf}				

Figura 2.21: Tabla de contingencia de clasificaciones de estabilidad según el Rib resultante de las simulaciones (Rib_{wrf}) vs. el estimado de las observaciones (Rib_{obs}).

La Figura 2.21 evidencia un buen desempeño de las simulaciones al estimar

la estabilidad de los primeros cientos de metros de la atmósfera. En ella se observa que la mayor cantidad de casos caen dentro de la diagonal, lo que indica que la clasificación de las simulaciones coincide con la estimada de las observaciones. Si bien también se observa un número menor de casos que caen por fuera de la diagonal, en su mayoría estos se encuentran concentrados en los cuadrantes superior izquierdo e inferior derecho. Estas regiones se corresponden con casos donde las simulaciones y las observaciones coincidieron en categorizar la situación como estable o inestable pero no coincidieron en el tipo de estabilidad o inestabilidad. Finalmente, se observa un porcentaje muy bajo de casos en los extremos opuestos de la matriz lo que se interpreta como un bajo porcentaje de error por parte de las simulaciones al clasificar un caso inestable como estable o viceversa. Es por ello, que en las simulaciones de impacto de estela de los próximos capítulos, la condición de estabilidad de la capa de aire en la que se encuentran inmersos los aerogeneradores será categorizada, según el valor de R_{ib} resultante, en estable, inestable o neutral por ser bajo esta clasificación donde las simulaciones casi no presentan discrepancia respecto de las observaciones.

2.6. Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se analizaron distintas bases de datos de reanálisis y la capacidad del modelo de mesoescala WRF para representar el recurso eólico y caracterizar la estabilidad de la capa límite atmosférica, en particular en los primeros cientos de metros de ésta, en el Parque Eólico Rawson emplazado en la región Noreste de la Patagonia Argentina, una de las regiones con mejor recurso eólico del mundo. Se evaluaron tres de los principales y más utilizados reanálisis globales, de calidad probada: ERA5, MERRA2 y R1. Con diferentes resoluciones de cobertura y distintos niveles para el reporte de viento en capas bajas, estas bases de datos de reanálisis se compararon con las mediciones de dirección e intensidad del viento de la torre meteorológica instalada en el PER. Al igual que en el trabajo de Ramon *et al.* [94], la serie que mejor correspondencia mostró con las observaciones fue la del reanálisis ERA5. Esta serie fue la que presentó mayor similitud en la distribución de frecuencia de vientos y parámetros de ajuste de la función de distribución de Weibull, así como en velocidad media y rangos intercuartiles. Del análisis de distintas métricas de error, el reanálisis ERA5 fue también el que presentó menor discrepancia con las observaciones al presentar los valores de RMSE y MAE más bajos y el coeficiente de correlación más alto de 0,74.

Luego de haber seleccionado al reanálisis global ERA5, éste se utilizó para

dar condiciones iniciales y de borde a simulaciones con el modelo regional WRF en las inmediaciones del PER. Esta metodología de downscaling dinámico permite de alguna forma aumentar la resolución tanto espacial como temporalmente utilizando toda la física del modelo de mesoescala y generando incluso nuevas variables de interés. De esta forma, a través de un triple anidado, con una resolución de 1 *km* en el dominio interno, se evaluó la capacidad del modelo WRF para identificar las distintas condiciones de estabilidad en el PER. Utilizando como parámetro de estabilidad al número de Richardson bulk, por ser este el único plausible de ser calculado con las mediciones disponibles, se realizó un análisis comparativo de los distintos regímenes de estabilidad resultantes de las simulaciones y los estimados a través de las observaciones. De este análisis surgió una gran similitud entre lo simulado y lo observado, al presentar las simulaciones distribuciones de frecuencia y porcentajes de ocurrencia de las distintas condiciones de estabilidad casi análogos a los resultantes de las observaciones.

Entonces, del buen desempeño mostrado por el modelo numérico WRF al estimar las distintas variables, incluido el parámetro de estabilidad *Rib* y habiendo sido éste alimentado con condiciones iniciales y de borde provistas por el reanálisis ERA5, es que serán éste reanálisis y esta metodología de downscaling dinámico los que se utilizarán en las sucesivas simulaciones reales con el modelo WRF en este trabajo de tesis.

3

Representación de parques eólicos en modelos de mesoescala

Este capítulo comienza describiendo brevemente las generalidades de un aerogenerador y su funcionamiento. Luego se hace referencia a distintos modos de representar las turbinas en modelos numéricos, haciendo énfasis en los modelos de actuador discal y lineal, en los que se representa la interacción aerodinámica en la escala de los detalles de las aspas. Estos modelos resultan aptos para representar el efecto de las turbinas en simulaciones de muy alta resolución. Se incluye también una breve descripción de la implementación del modelo de actuador lineal en el modelo de pronóstico numérico del tiempo Meso-NH, que ofrece una solución más detallada del fenómeno pero también de mucho mayor costo computacional. A continuación se describen dos parametrizaciones de parques eólicos implementadas en el modelo WRF y ampliamente utilizadas por la comunidad científica, y se explica cómo se simula y se representa la presencia de los aerogeneradores en las variables resueltas por el modelo. Posteriormente se presenta el desarrollo de una nueva parametrización basada en una de las anteriores pero que tiene en cuenta el fenómeno de inducción producido por las turbinas. Esta parametrización es contrastada con las anteriores en simulaciones en presencia de una única turbina y su desempeño es evaluado también simulando versiones idealizadas de parques eólicos *onshore* y *offshore*.

3.1. Aerogeneradores: generalidades

El trabajo de esta tesis se centra en turbinas eólicas de eje horizontal. Éste tipo de aerogeneradores son los más utilizados en la actualidad y basan su funcionamiento en el principio de sustentación donde la componente de la fuerza aerodinámica, que es perpendicular a la dirección del flujo del viento aparente, es la responsable de impulsar las aspas. Estas turbinas, como se muestra en la Figura 3.1, están compuestas por una torre donde en la parte superior se encuentra la góndola que soporta al rotor con su eje de rotación dispuesto de forma horizontal y con

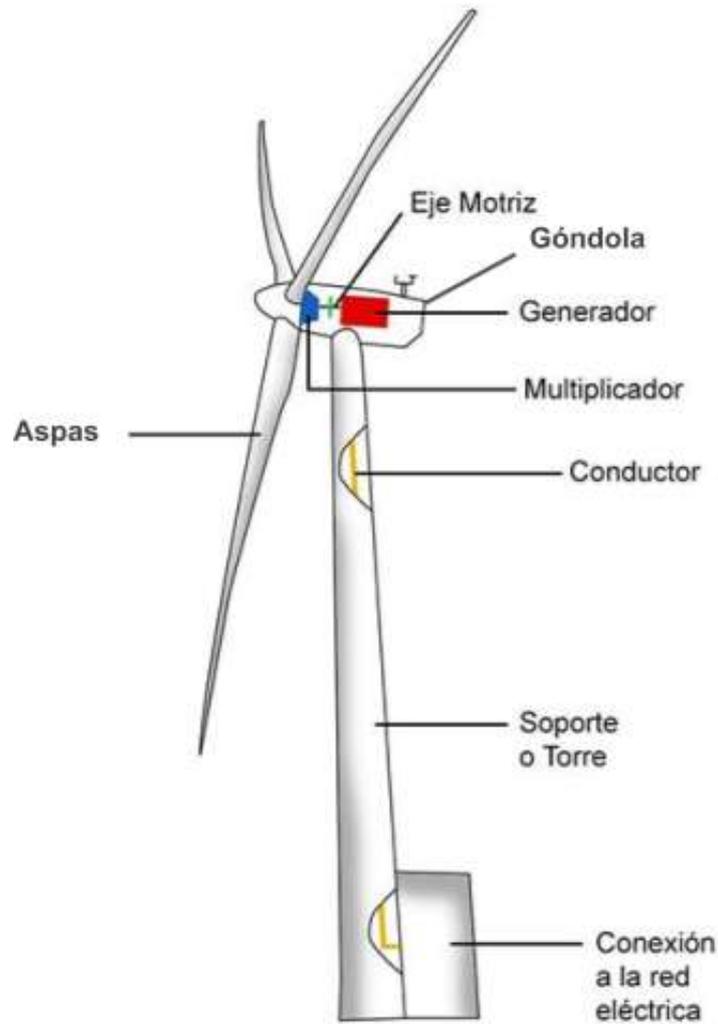


Figura 3.1: Modelo conceptual de un aerogenerador extraído de SENER [103].

múltiples aspas (normalmente tres). Estos rotores impulsan un generador eléctrico, a través de un sistema de transmisión mecánica, que permite generar energía eléctrica.

Existen dos características claves asociadas con una turbina eólica, una es la altura de góndola y la otra es el diámetro del rotor. La góndola se ubica en la parte superior de la torre, aloja parte de los componentes mecánicos y eléctricos y determina la altura del eje de la turbina eólica, mientras que el diámetro estará relacionado con el área de barrido de las aspas de la turbina. Asimismo, la góndola contiene un mecanismo de control que hace girar el rotor sobre el eje vertical, manteniéndolo así enfrenteado a la dirección del viento medio y aguas arriba de la torre, disminuyendo las cargas alternantes que reducen la eficiencia y aumentan la fatiga de la turbina.

La potencia que entrega un aerogenerador en cada instante está relacionada

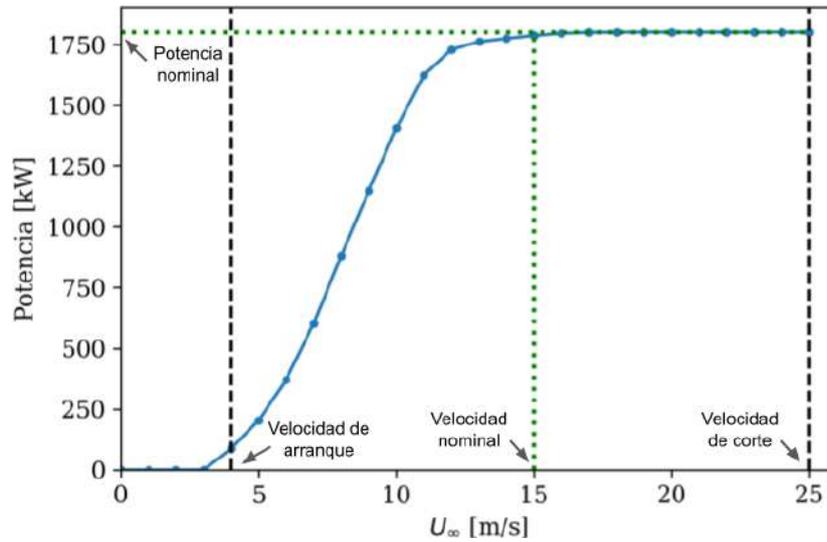


Figura 3.2: Curva de potencia correspondiente al modelo Vestas V90 con la velocidad de arranque, de corte y la velocidad nominal resaltadas junto con la potencia nominal.

con el diseño del mismo y la velocidad media del viento. La Figura 3.2 muestra un esquema de la curva de potencia de un aerogenerador Vestas V90. Las aspas requieren de una velocidad de viento mínima para iniciar la rotación, a esta velocidad se la denomina velocidad de arranque o *cut-in*. Por debajo de esta velocidad la máquina no produce energía. Para velocidades mayores, las aspas, la transmisión mecánica y el generador eléctrico convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica utilizable, entregando una potencia que varía aproximadamente con el cubo de la velocidad. Esta potencia aumenta con la velocidad hasta alcanzar la velocidad nominal de la turbina. Esta es la velocidad del viento donde la potencia nominal de la turbina, es decir, la potencia máxima de diseño que puede entregar la turbina, es alcanzada. Por encima de esta velocidad, la potencia se mantiene constante e igual a la nominal. Finalmente, para velocidades de viento muy elevadas el aerogenerador presenta un valor de corte o *cut-out*. Esta es la velocidad del viento donde se detiene la rotación de la turbina por medio de sus sistemas de control. Esto ocurre para proteger a la turbina, ya que para estas velocidades mayores podrían ocurrir cargas estructurales y mecánicas en la turbina que están por encima de la tolerancia de diseño de ésta.

Los detalles de estos valores difieren para cada tipo de turbina. Si bien se sabe que la eficiencia de una turbina cambia con la velocidad del viento, los detalles (como la curva de potencia y otras características de diseño) son comercialmente sensibles. Esto dificulta el modelado de turbinas reales, ya que se requiere informa-

ción de los fabricantes de aerogeneradores y ésta no suele estar siempre disponible.

3.2. Representación de aerogeneradores en modelos numéricos

Existen diferentes metodologías para simular la interacción entre aerogeneradores y el flujo atmosférico. Estos diferentes enfoques responden a distintos grados de detalle en la descripción de los fenómenos físicos involucrados y por lo tanto, en la precisión de la solución. Una descripción más detallada requerirá de mayor información sobre las características de la turbina y su funcionamiento, así como también de una mejor representación de la interacción entre el fluido y las estructuras aerodinámicas de los aerogeneradores. Ciertamente, el aumento en el nivel descriptivo del problema trae aparejado un aumento en el costo computacional, y es por esto que según sea el objetivo del estudio convendrá optar por un enfoque u otro. Como una primera aproximación, las técnicas empleadas para simular aerogeneradores pueden clasificarse entre modelos analíticos y modelos físicos que aproximan la solución a la física del problema. Los modelos analíticos evitan la resolución de las ecuaciones de la fluidodinámica. Explican la distribución de la velocidad del fluido en la estela a través de argumentos sencillos de conservación de masa y cantidad de movimiento lineal [51]. Existen diversas propuestas para este tipo de modelos con distintos grados de complejidad [14]. Dentro de los modelos físicos, que aproximan la solución de las ecuaciones de la fluidodinámica, existen varias alternativas para la representación de turbinas. La misma puede ser representada explícitamente utilizando lo que se conoce como modelos *full rotor* donde las superficies aerodinámicas se describen precisamente, o a través de un enfoque simplificado, donde el rotor es reemplazado por fuerzas equivalentes aplicadas sobre el fluido. En este caso, el artificio que representa la acción de las aspas se denomina *actuador*. Dentro de los actuadores más utilizados se encuentran el actuador discal y el actuador lineal, cuyos esquemas se muestran en la Figura 3.3. Estos dos modelos de actuador serán descriptos a continuación.

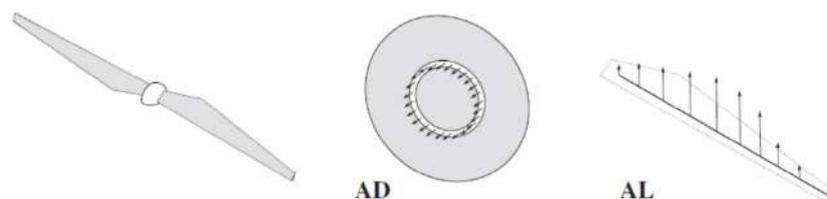


Figura 3.3: Representación esquemática de la distribución de fuerzas por los modelos de actuador discal (AD) y actuador lineal (AL) [99].

Actuador discal

El análisis de un aerogenerador puede ser simplificado utilizando la Teoría de cantidad de movimiento unidimensional, reemplazando la turbina por un disco sin rotación, denominado actuador discal, sobre el que se produce un salto de presión y un déficit de velocidad [10] (Figura 3.4).

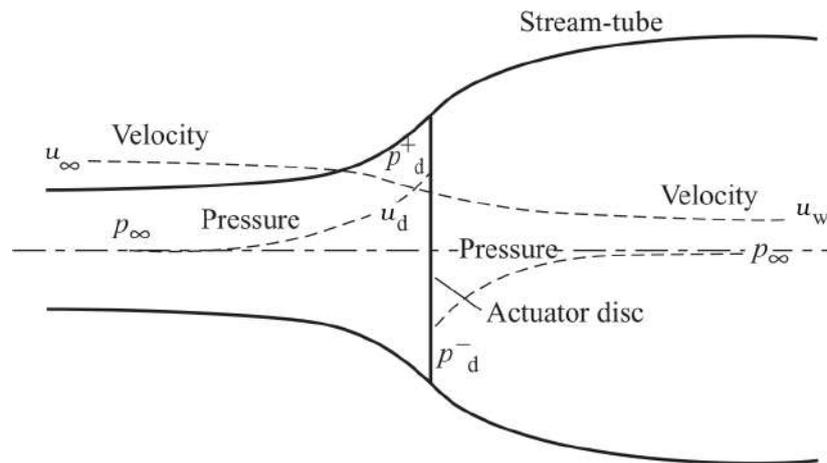


Figura 3.4: Esquema de un actuador discal interactuando con el flujo según la teoría unidimensional (Extraído de [10]).

La velocidad del viento se reduce a medida que se extrae la energía del aire a través del área del rotor. La reducción es representada con el coeficiente de inducción axial, $a = \frac{U_\infty - U_d}{U_\infty}$, que relaciona la velocidad en el disco U_d con la velocidad del flujo libre aguas arriba U_∞ . Asimismo, a partir de la teoría de cantidad de movimiento lineal se pueden definir también la fuerza de empuje total (T) con la cuál el aerogenerador extrae la energía del flujo entrante y la potencia extraída del mismo (P):

$$T = \frac{1}{2} \rho C_T U_\infty^2 A_d, \quad (3.1)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho C_P U_\infty^3 A_d. \quad (3.2)$$

donde ρ es la densidad del aire, C_T y C_P son los coeficientes de empuje y potencia y A_d es el área de barrido del rotor.

Teniendo en cuenta la teoría de Betz [10] los coeficientes C_T y C_P se encuentran relacionados con el factor de inducción axial a a través de las expresiones:

$$C_T = 4a(1 - a), \quad (3.3)$$

$$C_P = 4a(1 - a)^2. \quad (3.4)$$

De acuerdo a esto, la óptima conversión de energía posible se obtiene maximizando C_P en función de a , y esto ocurre para a igual a $1/3$. Para este valor de a el coeficiente

de potencia C_P alcanza su valor máximo de $16/27$ ó $59,3\%$, conocido como límite de Betz.

Actuador lineal

El método del actuador lineal consiste en modelar cada aspa como una línea rotante dividida en elementos de aspa representados por puntos [112]. Estos puntos aplican las fuerzas aerodinámicas en el flujo. Cada punto presenta un perfil aerodinámico bidimensional como se muestra en la Figura 3.5, donde c denota la cuerda y \mathbf{U}_{rel} la velocidad relativa del viento.

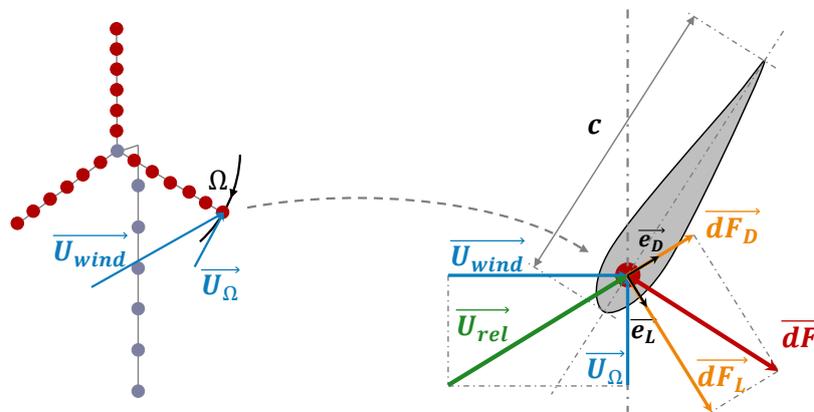


Figura 3.5: Esquema actuador lineal [54].

La velocidad relativa es una combinación de la velocidad del viento \mathbf{U}_{wind} y la opuesta a la velocidad tangencial del elemento de aspa \mathbf{U}_Ω , como se ve en el perfil aerodinámico. La velocidad local de viento \mathbf{U}_{wind} se relaciona con la velocidad del viento atmosférico U_∞ a través del factor de inducción a descrito en el caso anterior. Por cada punto elemento de aspa, la fuerza \mathbf{dF} es la composición de la componente de arrastre \vec{dF}_D actuando en la dirección de \mathbf{U}_{rel} y la componente de sustentación \mathbf{dF}_L perpendicular a \mathbf{U}_{rel} .

Las fuerzas aerodinámicas \mathbf{dF} son evaluadas utilizando los coeficientes de sustentación y de arrastre C_L y C_D del perfil alar correspondiente a cada elemento de aspa, respectivamente:

$$\mathbf{dF} = \frac{1}{2} \rho c \|\mathbf{U}_{rel}\|^2 (C_L \mathbf{e}_L + C_D \mathbf{e}_D) dr \quad (3.5)$$

donde dr es la longitud del elemento de aspa. Los coeficientes de empuje y arrastre dependen de las características de la superficie aerodinámica.

Este modelo de actuador lineal (ALM por su sigla en inglés) se encuentra implementado en el modelo de pronóstico numérico del tiempo Meso-NH, descrito en la sección A.3 del apéndice A. Esta herramienta, utilizada para estudiar impac-

tos de parques eólicos sobre la meteorología local, fue obtenida acoplando el ALM con el modelo de mesoescala Meso-NH en su enfoque de *Large Eddy Simulation* (LES por su sigla en inglés). Este enfoque permite trabajar con resoluciones horizontales y verticales del orden de los metros. En esta herramienta a cada paso de tiempo ($\approx 0,25s$) la posición, la velocidad y la matriz de orientación de los puntos de los elementos del aspa son evaluados. Luego, el ALM puede usar propiedades del aire (como ρ y \mathbf{U}_{wind}) de los campos tridimensionales (3D) de Meso-NH en el paso de tiempo actual para calcular la fuerza aerodinámica \mathbf{dF} (3.5). La velocidad del viento \mathbf{U}_{wind} se obtiene utilizando una interpolación trilineal de las ocho celdas vecinas de Meso-NH, que rodean el punto del elemento de la aspa. Luego, la fuerza aerodinámica se suma a la ecuación de cantidad de movimiento de Meso-NH:

$$m \frac{\partial \mathbf{U}_{wind}}{\partial t} = \mathbf{Adv} + \mathbf{Cor} + \mathbf{Pres} + \mathbf{Turb}(\mathbf{U}_{wind}) - \mathbf{dF} \quad (3.6)$$

donde **Adv**, **Cor**, **Pres** y **Turb** son los términos advectivos, de Coriolis, de gradiente de presión y de turbulencia, respectivamente.

Dado que el objetivo de esta herramienta es resolver la interacción entre las turbinas y la CLA en muy alta resolución (en el orden de los metros), para evitar inestabilidades numéricas y reducir costo computacional este esquema incluye un método de *time-splitting*, también conocido como Método de Actuador Sectorial. Esto implica que si el modelo regional requiere un determinado paso de tiempo el ALM requerirá un paso de tiempo menor para garantizar que el punto de elemento del aspa no salte celdas de Meso-NH, perdiendo la información de su paso. Más detalles sobre esta herramienta y su validación pueden encontrarse en Joulin *et al.* [53].

El nivel descriptivo de esta herramienta impone la necesidad de información detallada del diseño del aspa y del funcionamiento de la turbina que no suele estar disponible por cuestiones comerciales. Por otro lado, debido a que este modelo considera la rotación de las aspas requiere conocer la ubicación de éstas en todo momento, lo que impone también la necesidad de ser simulado en muy alta resolución, tanto espacial (del orden de los metros) como temporal. Entonces, es debido a la complejidad de la falta de disponibilidad de información de diseño de los distintos aerogeneradores pero sobre todo al mayor costo computacional requerido, que estos modelos se emplean sólo para estudiar situaciones idealizadas particulares o eventos reales de muy corta duración. En particular, en este trabajo de tesis esta herramienta fue utilizada para evaluar un caso particular de interacción de turbinas con su entorno en el parque eólico Horns Rev I que se encuentra presentado en el Capítulo 4. Para evaluar situaciones en períodos más prolongados y con extensiones

del orden de los kilómetros se suele adoptar un enfoque diferente basado en parametrizar la interacción de los aerogeneradores con el flujo según se describe en la sección siguiente.

3.3. Parametrizaciones de parques eólicos

Los parques eólicos, como fuera discutido en el Capítulo 2, se encuentran afectados por un flujo atmosférico que atraviesa un amplio rango de escalas. La Figura 3.6 ilustra las distintas escalas relevantes para la energía eólica y de alguna manera da cuenta de los distintos enfoques a la hora de estudiar su interacción con el flujo atmosférico. Desde las circulaciones de macro y meso escala en la atmósfera libre hasta la dinámica del flujo alrededor de las aspas pasando por los procesos locales dentro de un parque eólico. En consecuencia, un amplio rango de escalas turbulentas se encuentran involucradas en la interacción de turbinas eólicas y parques con el flujo atmosférico de capas bajas. Y es esta naturaleza multi-escala la que hace particularmente desafiante su modelado.

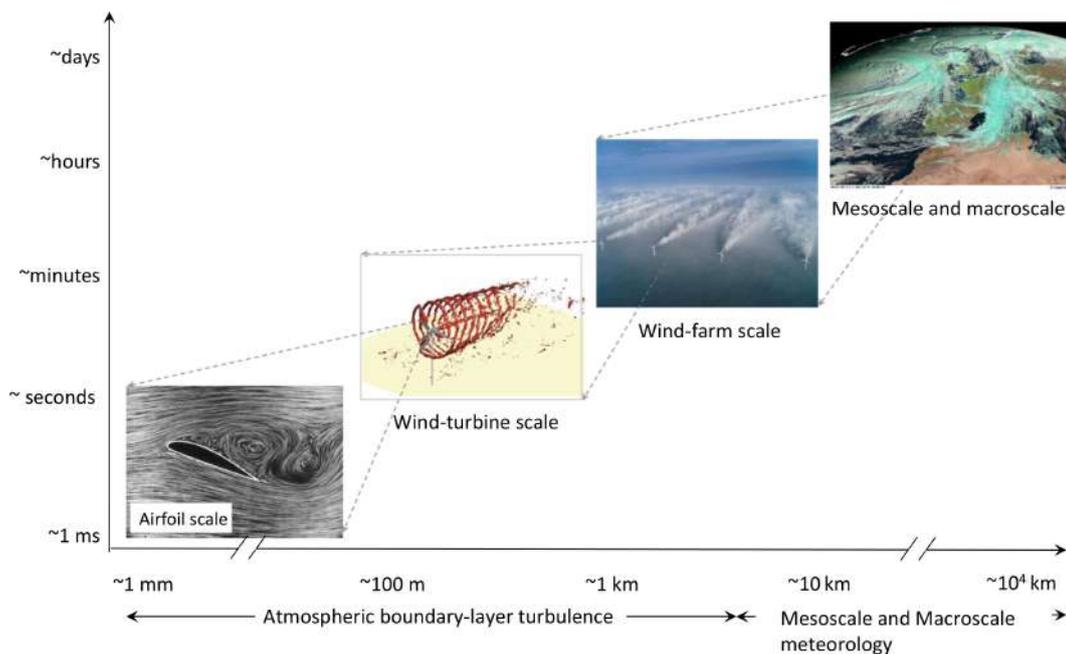


Figura 3.6: Esquema que ilustra la amplia gama de escalas de flujo relevantes para la energía eólica extraído de [86].

Existen distintos enfoques para estudiar el efecto de la estela detrás de los aerogeneradores y su división se reduce al tratamiento que se le da a la turbulencia en cada uno de ellos. Dentro de los más utilizados se encuentran los modelos que utilizan las ecuaciones de Navier-Stokes con el promedio de Reynolds (RANS

por su sigla en inglés) y los modelos que utilizan simulación de grandes vórtices o Large eddy simulations (LES). En los primeros todas las escalas de la turbulencia se encuentran parametrizadas mientras que en los segundos las escalas mayores a la resolución de la grilla se resuelven explícitamente y las menores se modelan. Por ello, éstos últimos suelen ser más precisos pero a expensas de un mayor costo computacional.

En cuanto a la representación de los parques eólicos en los modelos atmosféricos de gran escala y regionales, la resolución horizontal en la que éstos trabajan impide una representación muy detallada de las turbinas. Es por esto, que la influencia de las turbinas eólicas sobre la CLA, y viceversa, debe ser parametrizada. Existen, en principio, tres métodos diferentes para representar numéricamente los parques eólicos en modelos atmosféricos según la escala de interés. En escalas globales, los parques eólicos han sido usualmente representados como un aumento en la longitud de rugosidad de la superficie dentro de los puntos de retícula que contenían turbinas [57, 127].

El principal desafío de este método es la elección de un valor adecuado de la longitud rugosidad para un parque eólico. Por otro lado, en este enfoque de parametrización implícita el mayor déficit de velocidad del viento se produce cerca de la superficie [33], mientras que el efecto real tiene lugar a la altura de góndola. En el lado opuesto del rango de la escala, métodos basados en LES han sido implementados en modelos atmosféricos para describir los detalles de las interacciones fluido-estructura que ocurren en los parques eólicos y resolver fenómenos de estela de escala fina [13, 53]. A pesar de que LES es más realista al simular la interacción entre aerogeneradores individuales y la CLA, tal grado de detalle, debido a la alta resolución espacial y temporal requeridas por este enfoque, se logra a un alto costo computacional. Por lo tanto, modelar un gran parque eólico y su consiguiente impacto aguas abajo resulta demasiado costoso con esta metodología [22]. A escalas regionales, un enfoque común ha sido parametrizar los parques eólicos como un sumidero elevado de cantidad de movimiento y una fuente de energía cinética turbulenta (TKE por su sigla en inglés), como se presenta en Baidya Roy *et al.* [5], Blahak *et al.* [8] y Fitch *et al.* [34], entre otros.

Este último enfoque será descrito más detalladamente a continuación, por ser la metodología adoptada en la parametrización de parques eólicos que se distribuye junto con el modelo WRF.

3.3.1. Parametrización de parques eólicos de Fitch *et al.* [34]

Desde su versión 3.3 el modelo WRF es distribuido con una parametrización para parques eólicos desarrollada e implementada por Fitch *et al.* [34], denominada *Wind Farm Parameterization (WFP)*. En Blahak *et al.* [8] se presentó un modelo de parametrización de turbina simple, basada en el modelo del actuador discal, para modelos de pronóstico numérico del tiempo, con el fin de calcular los déficits de velocidad y los cambios de energía dentro de la CLA local. En este modelo, los aerogeneradores se distribuyen en una grilla y el eje vertical se denota como niveles de altura en la dirección z . Sólo la zona de barrido del rotor, C_T y C_P son relevantes para esta parametrización. Una vez que se distribuyen las turbinas, cada sección vertical del área del rotor que se cruza con una celda de la grilla, Figura 3.7, se considera una fuente de energía cinética turbulenta y una región donde la energía cinética disminuye debido a la extracción de energía.

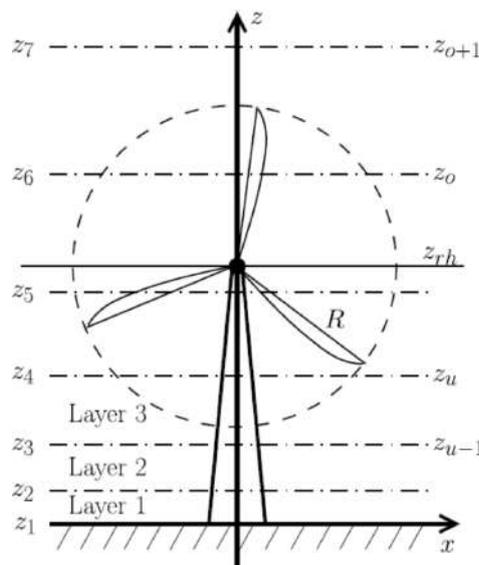


Figura 3.7: Representación esquemática de un aerogenerador y una configuración de grilla vertical típica; extraída de [8].

En su trabajo, Fitch *et al.* [34] ampliaron el método de Blahak *et al.* [8] modelando las fuerzas de arrastre producidas por las turbinas en función de la fracción total de energía cinética extraída de la atmósfera cuantificada por el coeficiente de empuje C_T . Donde el C_T es función de la velocidad del viento y depende del tipo de turbina. Luego, del total de energía cinética extraída de la atmósfera una fracción, dada por el coeficiente de C_P , se convierte en energía eléctrica. A modo de ejemplo, la Figura 3.8 muestra las curvas de C_T y C_P en función de la velocidad del viento para la turbina Vestas V90, pero cada turbina cuenta con sus curvas características

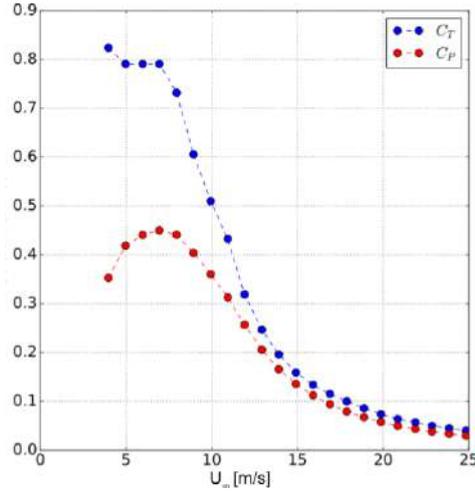


Figura 3.8: Vestas V90: coeficientes de empuje (C_T) y potencia (C_P) proporcionados por el fabricante.

de fábrica.

La energía restante extraída de la atmósfera que no se convierte en energía eléctrica útil es consumida por mecanismos y pérdidas eléctricas, así como arrastre improductivo. La WFP asume como despreciables a las pérdidas mecánicas y eléctricas, y que todo el arrastre no productivo de las aspas de la turbina produce turbulencia (TKE). La fracción de energía convertida en TKE estará dada entonces por $C_{TKE} = C_T - C_P$.

Todas estas magnitudes, derivadas de la fuerza de arrastre inducida por un aerogenerador, como la tendencia de cantidad de movimiento, la fuente de TKE y la potencia convertida en energía eléctrica útil están representadas en esta parametrización de acuerdo a las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9, respectivamente.

$$\frac{\partial |\mathbf{V}|_{ijk}}{\partial t} = -\frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_T (|\mathbf{V}|_{ijk}) |\mathbf{V}|_{ijk}^2 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)}, \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial TKE_{ijk}}{\partial t} = \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_{TKE} (|\mathbf{V}|_{ijk}) |\mathbf{V}|_{ijk}^3 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)}, \quad (3.8)$$

$$P_{ijk} = \frac{1}{2} N_t^{ij} \rho_{ijk} \Delta x \Delta y C_P (|\mathbf{V}|_{ijk}) |\mathbf{V}|_{ijk}^3 A_{ijk}, \quad (3.9)$$

donde $|\mathbf{V}|_{ijk}$ es el módulo de velocidad del viento horizontal en la celda (i, j) en el nivel k , N_t^{ij} es el número de turbinas en esa celda, ρ_{ijk} es la densidad del aire y A_{ijk} es la sección transversal del área del rotor de la turbina eólica limitada por los niveles del modelo $k, k + 1$.

Con este enfoque, se supone que la fuente de TKE representa el aumento de la turbulencia del flujo ambiental debido a las turbinas, pero no la mezcla que

resulta del gradiente vertical del viento inducido por la disminución de la cantidad de movimiento. Esta mezcla es producida por el esquema de CLA en el que está implementada esta parametrización.

La WFP se implementa dentro del esquema de capa límite de Mellor-Yamada-Nakanishi-Niino (MYNN) 2.5 [78], donde los efectos del parque eólico se parametrizan en el flujo RANS. Pero este esquema cuenta también con una ecuación de pronóstico para la energía cinética turbulenta, siendo $q^2/2$ la TKE por unidad de masa:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q^2}{\partial t} = & -\frac{\partial}{\partial t} \langle w'(u'^2 + v'^2 + w'^2 + 2p/\rho_0) \rangle \\ & - 2 \left(\langle u'w' \rangle \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} + \langle v'w' \rangle \frac{\partial \bar{v}}{\partial z} \right) + 2 \frac{g}{\theta_0} \langle w'\theta' \rangle - 2\epsilon \end{aligned} \quad (3.10)$$

donde u', v', w' y θ' son los componentes turbulentas de la velocidad y la temperatura potencial, $\bar{u}, \bar{v}, \bar{w}$ y $\bar{\theta}$ denotan las componentes medios y los paréntesis angulares denotan un promedio de conjunto. p es la presión, ρ es la densidad del aire, g es la aceleración de la gravedad y ϵ es la tasa de disipación que depende de la longitud de mezcla L .

En el segundo y tercer término de la ecuación 3.10 los términos de cortante y empuje vertical, contienen flujos turbulentos de segundo orden como $\langle u'w' \rangle$, que pueden ser expresados en términos de difusión gradiente:

$$\langle u'w' \rangle = -LqS_M \frac{\partial \bar{u}}{\partial z}, \quad (3.11)$$

$$\langle v'w' \rangle = -LqS_M \frac{\partial \bar{v}}{\partial z}, \quad (3.12)$$

$$\langle w'\theta' \rangle = -LqS_H \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial z}, \quad (3.13)$$

donde S_M y S_H son las funciones de estabilidad para la cantidad de movimiento y el calor, respectivamente.

Finalmente la parametrización de Fitch interactúa con este esquema de capa límite planetaria agregando una fuente de TKE (incrementando q) y un sumidero de cantidad de movimiento (cambiando $\frac{\partial \bar{u}}{\partial z}$ y $\frac{\partial \bar{v}}{\partial z}$); y por lo tanto alterando los flujos turbulentos (Ecuaciones 3.11 a 3.13) que inducen la mezcla por cortante del viento.

3.3.2. Parametrización de parques eólicos de Volker *et al.* [124]

Otra parametrización frecuentemente utilizada e implementada en el WRF, pero que no se distribuye en la versión estándar del modelo, es la desarrollada por Volker *et al.* [124], denominada *Explicit Wake Parameterization (EWP)*.

Al igual que en la WFP, en la EWP la fuerza de arrastre inducida por la turbina eólica en las celdas que intersecan el plano del rotor se determina a partir del

coeficiente de empuje y el perfil de velocidad del viento incidente. Asimismo, la potencia producida por los aerogeradores en cada celda y paso de tiempo del modelo se estima utilizando la curva de potencia de la turbina y el perfil del viento incidente promediado en la grilla.

En este esquema, de la misma forma que en el de la WFP, se utilizan las ecuaciones de Navier–Stokes con promedios de Reynolds para describir la evolución del flujo. A estas ecuaciones se les suma un forzante horizontal medio debido a la acción de las turbinas, \bar{f}_{d_i} :

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} - 2\epsilon_{ijk} \Omega_j \bar{u}_k - \delta_{i3} g + \bar{f}_{d_i}. \quad (3.14)$$

En esta ecuación $\bar{u}_i(x, t)$ y $\bar{p}(x, t)$ representan las componentes medias de la velocidad y la presión, mientras que Ω_j y g representan el vector de rotación terrestre y la aceleración de la gravedad. Finalmente se asume que las turbinas sólo imponen forzantes en el plano horizontal por lo que $\bar{f}_{d_3} = 0$.

Una de las diferencias principales de este modelo, respecto de la WFP, es cómo se parametrizan estos forzantes horizontales. El esquema de la EWP propone una expansión de estela de subgrilla, basada en la teoría clásica de estela [116] y similar a la de los modelos analíticos de turbinas. En este caso, la estructura vertical del déficit de velocidad se define como $\bar{u}_d = \bar{u}_s \xi$, con $\bar{u}_s(x)$ el déficit de velocidad máximo en el centro de la estela y $\xi(x, y, z)$ una función que determina la expansión de la estela, con (x, y, z) las coordenadas en la dirección del flujo, transversal y vertical, respectivamente. Luego, de Tennekes y Lumley [116], el perfil de déficit de velocidad alrededor de la altura de góndola y a una determinada distancia en la estela lejana queda:

$$\bar{u}_d = \bar{u}_s \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{z-h}{\sigma} \right)^2 - \frac{1}{2} \left(\frac{y}{\sigma} \right)^2 \right] \quad (3.15)$$

donde la longitud de escala σ , que determina la expansión de la estela viene dada por:

$$\sigma^2 = \frac{2K}{\bar{u}_0} x + \sigma_0^2 \quad (3.16)$$

y representa la extensión vertical de la difusión turbulenta de cantidad de movimiento y es similar a la solución de Wyngaard [132] para la dispersión de plumas de contaminantes. En esta ecuación K es el coeficiente de dispersión turbulenta que provee el esquema de CLA, \bar{u}_0 es la velocidad advectada a la altura de góndola y σ_0 es la longitud de escala inicial que representa la expansión de estela cercana.

Luego igualando el empuje total a la cantidad de movimiento removida por la acción de las turbinas, se obtiene el perfil de déficit de velocidad para una fuerza

de empuje específica correspondiente al coeficiente de empuje C_t ,

$$\bar{u}_d = \frac{C_T r_0^2 \bar{u}_0}{4\sigma^2} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-h}{\sigma}\right)^2 - \frac{1}{2}\left(\frac{y}{\sigma}\right)^2\right] \quad (3.17)$$

con r_0 el radio del rotor.

Finalmente, si se escribe \bar{f}_d como $\bar{f}_d = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \rho \bar{u}_0 \bar{u}_d dz dy$, al integrar para hallar la fuerza de empuje efectiva que describe la expansión de la estela en una celda del modelo de mesoescala, se llega a que las componentes en x e y de \bar{f}_d en el nivel k del modelo resultan:

$$\langle \bar{f}_{d_1}(k) \rangle = \sqrt{\frac{\pi}{8}} \frac{C_T r_0^2 \bar{u}_0^2}{\Delta x \Delta y \sigma_e} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-h}{\sigma_e}\right)^2\right] \cos[\varphi(k)] \quad (3.18)$$

$$\langle \bar{f}_{d_2}(k) \rangle = \sqrt{\frac{\pi}{8}} \frac{C_T r_0^2 \bar{u}_0^2}{\Delta x \Delta y \sigma_e} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-h}{\sigma_e}\right)^2\right] \text{sen}[\varphi(k)] \quad (3.19)$$

con Δx y Δy la resolución horizontal en x e y , $\varphi(k)$ la dirección del viento y σ_e la longitud de escala efectiva que está relacionada con el tamaño de grilla del modelo,

$$\sigma_e = \frac{1}{L} \int_0^L \sigma dx = \frac{\bar{u}_0}{3KL} \left[\left(\frac{2K}{\bar{u}_0} L + \sigma_0^2 \right)^{\frac{3}{2}} - \sigma_0^3 \right]. \quad (3.20)$$

En relación a la fuente de TKE debido a la acción de las turbinas eólicas, la EWP, a diferencia de la WFP, considera únicamente el aporte que se deriva de la cortante inducida en el perfil de velocidad del viento vertical debido al déficit de velocidad. Dadas estas diferencias en las parametrizaciones de parques eólicos, es razonable esperar que conduzcan a diferentes perfiles y recuperaciones de estela, así como a distintos impactos de los parques eólicos sobre la eficiencia de producción y sobre las condiciones atmosféricas locales cercanas a la superficie.

3.3.3. Desarrollo de nuevas parametrizaciones

En relación a las diferencias entre las distintas parametrizaciones, uno de los primeros hallazgos en este trabajo de tesis, fue evidenciar que al aumentar la resolución de las simulaciones en WRF la eficiencia en la producción que reportaban las parametrizaciones anteriores se reducía. En un primer análisis exploratorio de las parametrizaciones arriba descritas, se evaluó la eficiencia en la producción resultante de simulaciones idealizadas en WRF utilizando tanto la WFP como la EWP sobre el PER. Imponiendo las mismas condiciones iniciales, con un viento oeste de 8 m/s a la altura de góndola, pero empleando tres resoluciones horizontales distintas, se estimó la eficiencia en potencia de cada celda del modelo con presencia de al menos una turbina eólica, Figura 3.9. Se define eficiencia en potencia al cociente en-

tre la potencia resultante de la simulación para esa celda y la potencia que debería producir, según la curva de fabrica del aerogenerador, para una velocidad de viento incidente dada (en este caso 8 m/s) por la cantidad de turbinas emplazadas en esa celda.

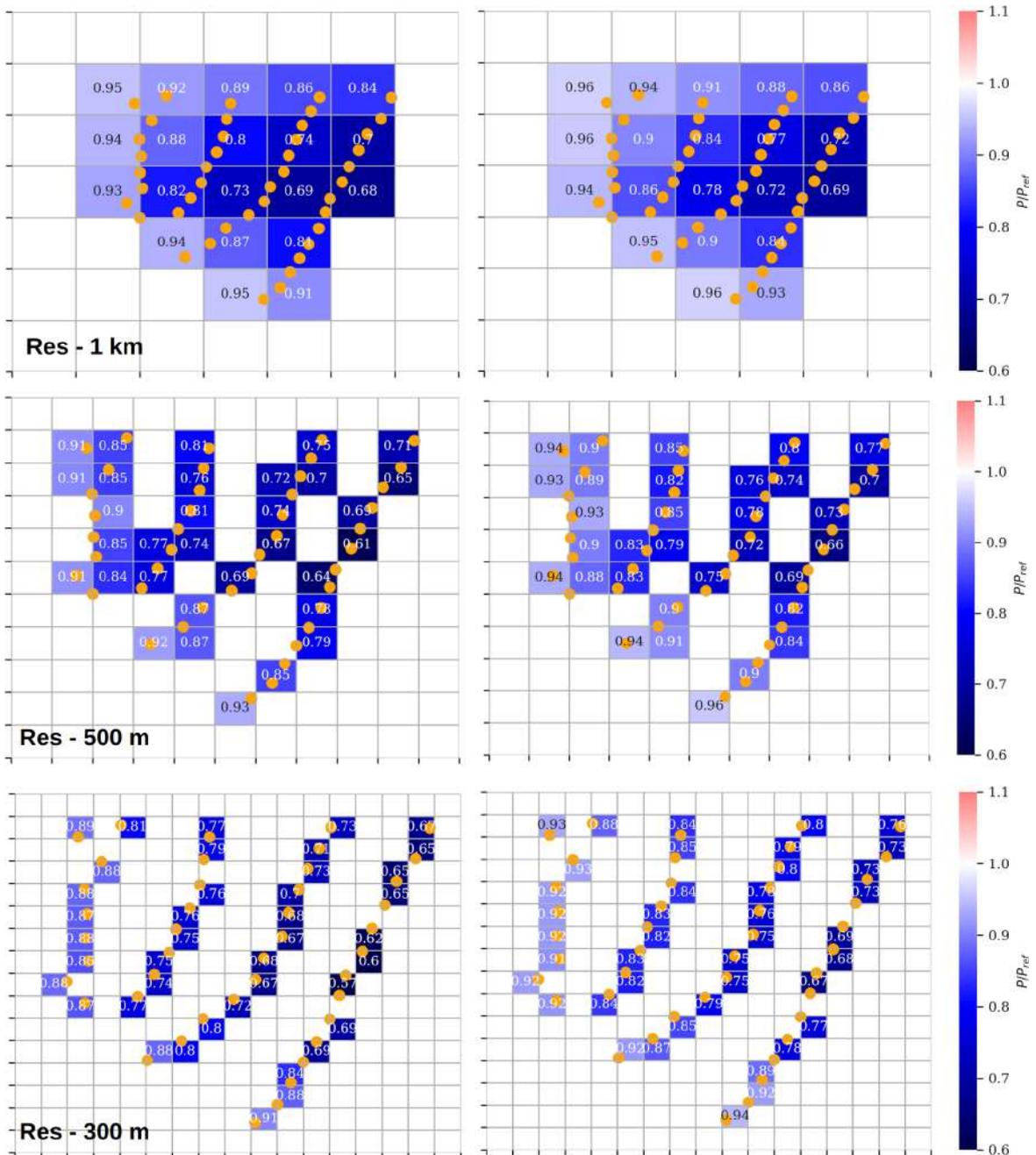


Figura 3.9: Eficiencia en potencia en el PER, utilizando la WFP (izquierda) y la EWP (derecha) y tres resoluciones horizontales distintas, 1 km, 500 m y 300 m .

Si se analiza entonces en la Figura 3.9, por ejemplo, la primera celda del extremo noroeste del parque, puede observarse, para las simulaciones con la WFP, que

al aumentar la resolución de 1 km, a 500 m y 300 m, la eficiencia en potencia se reduce tomando valores de 0,95; 0,91 y 0,89, respectivamente. Algo análogo, pero con una diferencia porcentual menor, ocurre para la EWP.

Entonces, debido a que no es deseable que la potencia estimada por la parametrización se vea reducida al aumentar la resolución y dado que la EWP pareciera mostrarse menos sensible a la resolución que la WFP; y si además se tiene en cuenta que la WFP es la más utilizada de las dos parametrizaciones, por ser la que se distribuye junto con la versión estándar del modelo WRF, es que se propone a continuación una versión modificada de la WFP donde la potencia, entre otras variables, resulta más independiente de la resolución horizontal utilizada.

Parametrización de parques eólicos corregida por inducción

Al analizar la formulación de la WFP, ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9, se encuentra que todas estas magnitudes, derivadas de la fuerza de arrastre inducida por un aerogenerador, como el sumidero de cantidad de movimiento, la fuente de energía cinética turbulenta y la potencia convertida en energía eléctrica útil, se calculan en términos del módulo de velocidad del viento horizontal en la celda que contiene a la turbina, $|\mathbf{V}|_{ijk}$. Pero en el modelo estándar de actuador discal (AD) [10] la fuerza ejercida por un aerogenerador sobre el flujo, ecuación 3.1, que se distribuye uniformemente en el área del disco (representada en rojo en la Figura 3.10), depende de la velocidad no perturbada a la altura de góndola muy aguas arriba del disco U_∞ y del coeficiente de empuje C_T que a su vez también depende de U_∞ , Fig. 3.8. Y es debido a la presencia de la turbina que la velocidad del viento se reduce a medida que se acerca al disco y más allá del mismo en la dirección del viento.

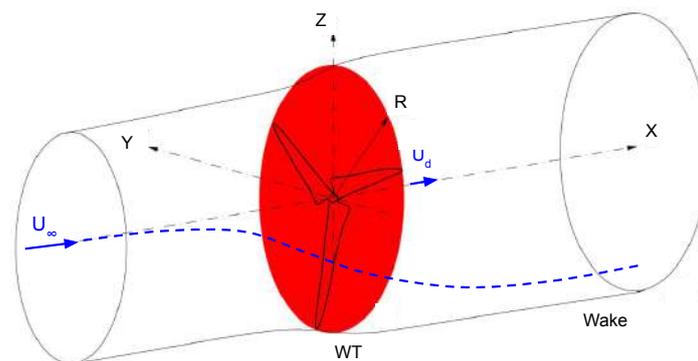


Figura 3.10: Modelo de actuador discal: campo de velocidad alrededor de la ubicación del disco (rojo).

Por lo tanto, con el fin de desarrollar una parametrización que, en base a la

teoría del actuador discal, considere la zona de inducción producida por la turbina eólica parametrizada, se modifica la WFP. Esta nueva Parametrización de Parques Eólicos Corregida por Inducción (IAWFP por su sigla en inglés) se obtiene trabajando con la velocidad no perturbada U_∞ en lugar de la velocidad en la celda que contiene al aerogenerador $|\mathbf{V}|_{ijk}$. Entonces, tanto los coeficientes como las ecuaciones 3.7 a 3.9 se calculan en función de esta velocidad no perturbada. Para relacionar la velocidad no perturbada o de referencia, U_∞ , con la velocidad local de la celda de la turbina, $|\mathbf{V}|_{ijk}$, se diseñó un proceso de calibración, equivalente al realizado en [80]. En este procedimiento, se simula un solo aerogenerador en el modelo WRF, imponiendo un empuje correspondiente a la velocidad de referencia seleccionada y de acuerdo con las especificaciones de la turbina. Para ello, se desarrolló una primera versión modificada de la WFP en la que el empuje exacto se aplica a la celda que contiene a la turbina. El WRF se compiló luego para un caso idealizado con terreno plano y una longitud de rugosidad fija, incluyendo el efecto de Coriolis y sin tener en cuenta los flujos de calor de la superficie. Las simulaciones se iniciaron con un viento geostrófico constante, impuesto de acuerdo con la velocidad de referencia deseada a la altura de góndola y una atmósfera ligeramente estable. La configuración del modelo y las velocidades de referencia objetivo se encuentran resumidas en la Tabla 3.1. Después de una simulación de *spin-up* de 4 días, el viento converge a un perfil neutral logarítmico con la velocidad de referencia deseada a la altura de góndola. Una vez logrado el campo inicial, se realiza una simulación de 1 día colocando una turbina eólica en el centro del dominio (Figura 3.11) y activando la WFP modificada que impone el empuje exacto correspondiente a la velocidad no perturbada. Este procedimiento se repite para diferentes velocidades y distintas resoluciones horizontales (ver Tabla 3.1).

Tabla 3.1: Configuración del modelo.

Tamaño del dominio (km):	20 x 20
Niveles verticales:	40, con 15 niveles debajo de los 200 m
Longitud de rugosidad:	0.01 m
Parámetro de Coriolis (s^{-1}):	-1×10^{-4}
Condiciones de borde:	Abiertas
Esquema de CLA:	MYNN 2.5 [78]
Esquema de capa de superficie:	MM5 Monin–Obukhov scheme [20]
U_∞ simuladas (m/s):	6, 8, 10 y 12
Resoluciones horizontales simuladas (D):	1, 2, 4, 8, 16 y 24



Figura 3.11: Esquema de simulaciones WRF con una única turbina en el centro del dominio.

A modo de ejemplo del comportamiento del flujo resultante, la Figura 3.12 muestra el déficit de velocidad en la dirección axial a la altura de góndola, para las distintas simulaciones en WRF imponiendo un empuje total consistente con una velocidad no perturbada de 8 m/s . En ella puede observarse que el déficit varía con la resolución horizontal, debido a que el sumidero de cantidad de movimiento se distribuye en celdas más grandes a medida que disminuye la resolución, resultando en un impacto menor. Es evidente que la velocidad en la posición de la turbina ($x/D=0$) depende en gran medida de la resolución elegida que, por lo tanto, se hace explícita en la relación de U_∞ vs $|\mathbf{V}|_{ijk}$. De esta forma se captura la inducción de la WFP dentro del modelo WRF.

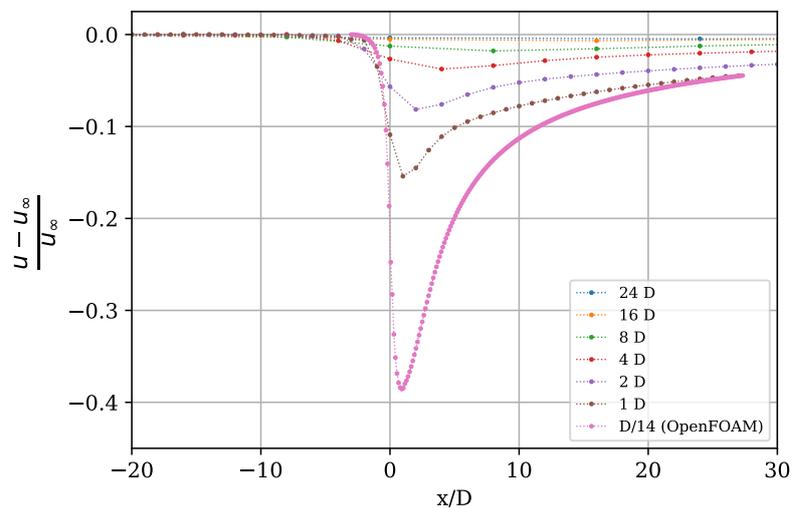


Figura 3.12: Déficit de velocidad del viento en la dirección del viento para diferentes resoluciones horizontales.

Con el objetivo de obtener una aproximación del campo de velocidad alrededor de una turbina eólica lo más cercano a la realidad posible, para comparar con los

resultados de WRF, la Figura 3.12 incluye el resultado de una simulación estacionaria de alta resolución. Esta solución del flujo fue obtenida utilizando el método del actuador discal en el modelo OpenFOAM, con resoluciones horizontales de $D/14$ en los alrededores de la turbina y $D/7$ en el resto del dominio para representar con mayor precisión los fenómenos. Una descripción más detallada del modelo OpenFOAM y de los detalles de su implementación pueden encontrarse en el Apéndice A, sección A.2. Si bien este modelo no es directamente comparable con el WRF, sus resultados proporcionan información complementaria sobre el proceso de interacción, y por lo tanto, la simulación estacionaria RANS con el modelo del actuador discal puede ser considerada como un caso límite de alta resolución. Como puede observarse en la Figura 3.12, al incrementar la resolución en las simulaciones de WRF los resultados tienden a los obtenidos con resoluciones mucho mayores en OpenFOAM.

En resumen, el proceso de calibración consiste en simular una sola turbina eólica para una amplia gama de U_∞ y diferentes tamaños de grilla, imponiendo el empuje respectivo y registrando la velocidad resultante en la celda que contiene a la turbina. Este proceso de calibración produce la relación que tiene en cuenta la inducción para $|\mathbf{V}|_{ijk}$ en función de U_∞ y la resolución (Res).

La Figura 3.13 muestra las relaciones entre los déficit de velocidad normalizados y las resoluciones para las cuatro velocidades de referencia evaluadas resultantes de las simulaciones (líneas de trazos). En vista de la relación casi lineal mostrada en el gráfico logarítmico (Figura 3.13 (derecha)) se adoptó un ajuste de los resultados a una expresión exponencial de la forma

$$\frac{U_\infty - |\mathbf{V}|_{ijk}}{U_\infty} = a \left(\frac{Res}{D} \right)^b \quad (3.21)$$

donde, además, a se propone como una función lineal de C_T ($a = d C_T + e$) y así, b , d y e serán los coeficientes de ajuste. De esta forma, la expresión ajustada resulta:

$$|\mathbf{V}|_{ijk} = U_\infty \left[1 - \left(0,16 C_T(U_\infty) + 0,016 \right) \left(\frac{Res}{D} \right)^{-1,1} \right]. \quad (3.22)$$

En la Figura 3.13 se muestran también las relaciones resultantes de los ajustes siguiendo la expresión 3.22 (líneas punteadas). En ella puede verse que el ajuste representa considerablemente bien a los resultados anteriores. Sólo se observan pequeñas diferencias, en la imagen representada en escala logarítmica (derecha), para las velocidades de 6 y 8 m/s al trabajar en resoluciones de 16 y 24 diámetros, pero al tratarse de diferencias del orden de 10^{-4} puede considerarse que no afectarán el resultado final.

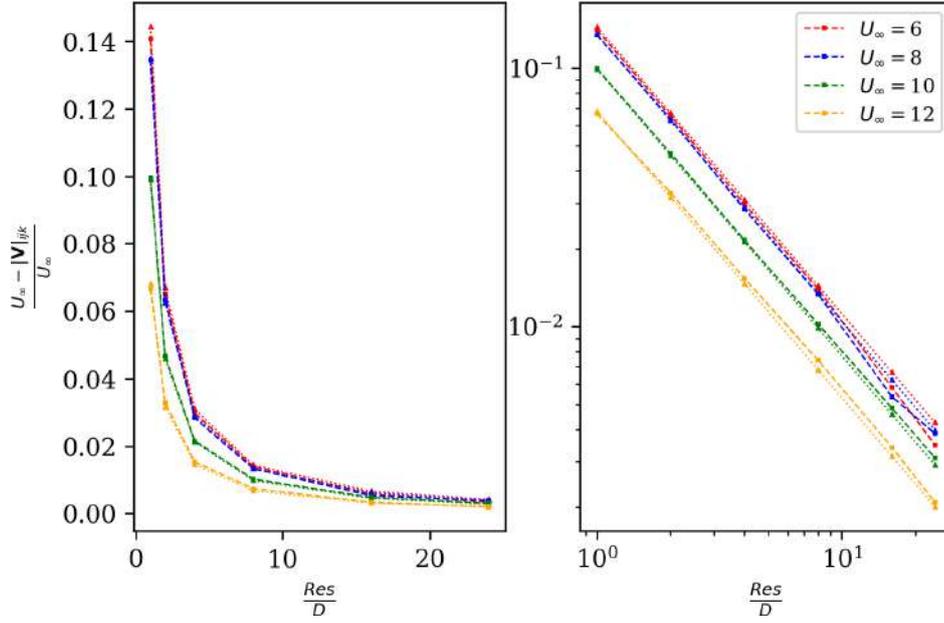


Figura 3.13: Potencia resultante para una única turbina con diferentes resoluciones horizontales.

Luego de llevar a cabo este proceso de calibración, se modificó la WFP para dar cuenta de esta relación, haciendo las ecuaciones 3.7 a 3.9 y sus respectivos coeficientes dependientes de U_∞ , a través del coeficiente $\xi = \frac{U_\infty}{|\mathbf{V}|_{ijk}}$ obtenido de la ecuación 3.22 según

$$\frac{\partial |\mathbf{V}|_{ijk}}{\partial t} = -\frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_T(U_\infty) (\xi |\mathbf{V}|_{ijk})^2 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)}, \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial TKE_{ijk}}{\partial t} = \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_{TKE}(U_\infty) (\xi |\mathbf{V}|_{ijk})^3 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)}, \quad (3.24)$$

$$P_{ijk} = \frac{1}{2} N_t^{ij} \rho_{ijk} \Delta x \Delta y C_P(U_\infty) (\xi |\mathbf{V}|_{ijk})^3 A_{ijk}. \quad (3.25)$$

Finalmente, se llevó a cabo la implementación de la IAWFP en el modelo WRF.

Por otro lado, ha sido mencionado por Abkar y Porté-Agel [3], Eriksson *et al.* [30] y Vanderwende *et al.* [121], que la parametrización estándar de parques eólicos, la WFP, tiende a sobreestimar la fuente de energía cinética turbulenta. En Siedersleben *et al.* [108] también se observa que la WFP agrega demasiada TKE en la región aguas arriba de un parque eólico. Es por esto, que en esta tesis se propuso desarrollar también otra parametrización de parque eólicos basada en la IAWFP pero modificando la forma en cómo ésta estima la fuente de TKE. En su trabajo Abkar y Porté-Agel [3] plantean un nuevo enfoque analítico para calcular la fuente de TKE en modelos numéricos de mesoescala, que de alguna forma tiene en cuenta el fenómeno de inducción dado que su formulación depende del parámetro ξ mencionado más arriba.

Luego la fuente de TKE queda definida como

$$\frac{\partial TKE_{ijk}}{\partial t} = \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_T \xi^2 |\mathbf{V}|_{ijk}^3 A_{ijk} (1 - (1 - a)\xi)}{(z_{k+1} - z_k)}, \quad (3.26)$$

donde $a = 1 - \frac{U_d}{U_\infty}$ es el factor de inducción que relaciona la velocidad no perturbada con la velocidad en el disco de la turbina y se aproxima a partir de la teoría clásica del AD como $a = 0,5(1 - \sqrt{1 - C_T})$. Entonces, utilizando el enfoque de Abkar y Porté-Agel [3] y sobre las bases de la IAWFP, se implementa en el modelo WRF esta nueva formulación para la estimación de la fuente energía cinética turbulenta. A esta nueva parametrización de parque eólicos se la denomina IAWFPv2.

3.4. Evaluación de las parametrizaciones

Con el propósito de evaluar el desempeño de las dos nuevas parametrizaciones, IAWFP e IAWFPv2, por un lado éstas son verificadas a través de simulaciones de una única turbina y por el otro, se explora su comportamiento sobre dos parques eólicos de gran escala. Para este último punto se trabaja con versiones idealizadas de un parque eólico *onshore*, el PER y uno de los parques eólicos *offshore* más importantes, Horns Rev en el Mar del Norte Danés.

3.4.1. Análisis de las parametrizaciones representando un único aerogenerador

Con el objetivo de corroborar que tanto la IAWFP como la IAWFPv2 no eran efectivamente afectadas por los cambios en la resolución horizontal, se realizaron simulaciones de WRF con un única turbina eólica en el centro del dominio bajo distintas resoluciones. Para ello, el WRF con ambas parametrizaciones, se configuró como se describe en la Tabla 3.1 pero seleccionando resoluciones horizontales diferentes a las utilizadas en el proceso de calibración. En este caso, se exploró el comportamiento de las parametrizaciones para resoluciones de 2000 m, 1000 m, 500 m y 250 m. Los resultados se comparan con los de otras dos parametrizaciones ejecutadas con la misma configuración de modelo: la estándar WFP y la EWP. Para esta última, se adoptó un factor de escala inicial, σ_0 , igual a $1.7r_0$. Se eligió este valor en concordancia con Volker *et al.* [125] y Shepherd *et al.* [105], por utilizar turbinas similares a la elegida para esta verificación. Asimismo, en el análisis de sensibilidad de Volker *et al.* [124] se indicó solo una débil dependencia de la recuperación de estela aguas abajo con el valor de σ_0 .

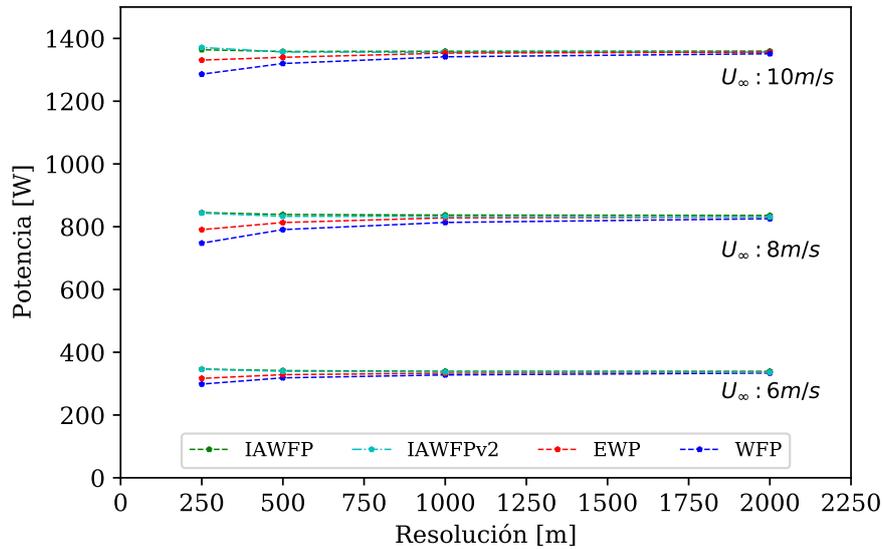


Figura 3.14: Potencia resultante para una única turbina con diferentes resoluciones horizontales.

La Figura 3.14 muestra los resultados de producción de potencia para una turbina individual Vestas V90 (cuya curva de C_T y C_P se encuentran en la Figura 3.8) obtenidos de las cuatro parametrizaciones con diferentes resoluciones horizontales y para tres velocidades de referencia del viento (6 m/s, 8 m/s y 10 m/s). Esta magnitud se presenta como indicador, por ser una de las variables producidas como *output* por las parametrizaciones. No obstante el mismo comportamiento se observa para el sumidero de cantidad de movimiento y la fuente de turbulencia, que no se exponen directamente sino que se calculan en función de ecuaciones similares. En esta figura puede observarse que las únicas parametrizaciones que consistentemente computan la potencia de acuerdo a la velocidad de referencia e independientemente de la resolución son la IAWFP y la IAWFPv2.

El efecto de las parametrizaciones sobre el flujo es mostrado en la Figura 3.15 (izquierda) para diferentes resoluciones. Como se esperaba, el déficit de velocidad de viento a la altura de góndola depende de la resolución. Esto es debido a que el sumidero de cantidad de movimiento, al disminuir la resolución, es distribuido sobre un área de mayor tamaño y por lo tanto, representa un menor impacto. Por otro lado, los déficits para la WFP y la IAWFP se muestran bastante similares, pero como se observa en la Figura 3.14 estas pequeñas diferencias y sobretodo la forma en como cada uno de estos esquemas computa la potencia, el empuje y la TKE, produce diferencias significativas en esas magnitudes agregadas. En relación a la IAWFPv2 ésta produce un déficit levemente mayor a la IAWFP, que podría estar relacionado a

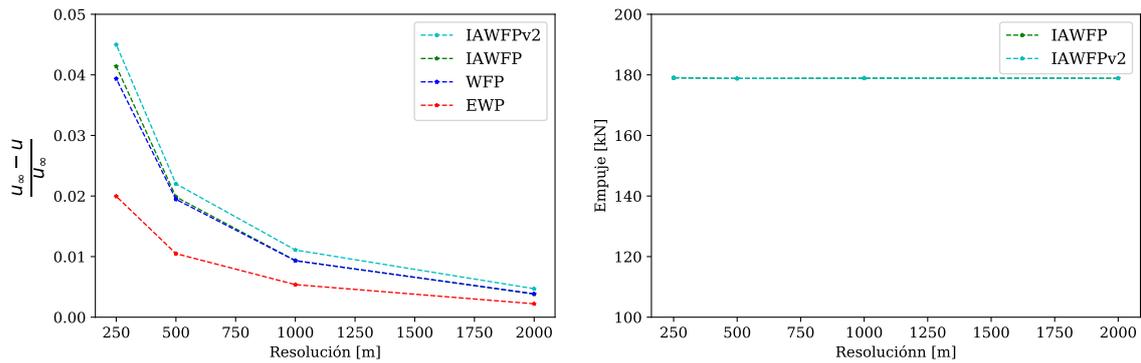


Figura 3.15: Deficit de velocidad a la altura de góndola (izquierda) y empuje total (derecha) para diferentes resoluciones horizontales. Velocidad de referencia $U_\infty \approx 8m/s$

la menor intensidad de la fuente de TKE que impone esta parametrización respecto de la IAWFP.

Para confirmar que las premisas de las nuevas parametrizaciones se cumplieran para otras variables como el empuje, éstas fueron implementadas con la capacidad de calcular el empuje total en cada celda. Al evaluar su valor, Figura 3.15 (derecha), se verifica que se mantiene constante para todas las resoluciones, evidenciando que el empuje total está efectivamente relacionado con la velocidad de referencia y es por lo tanto independiente de la resolución elegida. Las otras dos parametrizaciones no pudieron ser comparadas en este sentido por no contar con el empuje total como *output*.

3.4.2. Análisis de las parametrizaciones representando parques eólicos de gran escala

En esta sección, tanto la IAWFP como la IAWFPv2 son utilizadas sobre versiones idealizadas de dos parques eólicos de gran escala para explorar su capacidad de representar estelas. Para ello se estudia la eficiencia de cada uno de estos parques ante diferentes direcciones de viento. El primero de los parques eólicos analizados, cuya descripción se encuentra en la Sección 2.2, es el PER. Para la versión idealizada de este parque *onshore* se asume que el PER se encuentra localizado sobre terreno plano con una longitud de rugosidad de $0,01 m$. Por otro lado, el segundo parque considerado es Horns Rev I (HR I). Este parque eólico es conocido por ser el primer parque eólico *offshore* a gran escala en el mundo. Se encuentra ubicado en el Mar del Norte, a $18 km$ al oeste de la costa con Dinamarca (Figura 3.16 izquierda) y esta compuesto por 80 turbinas eólicas Vestas V80, de $70 m$ de altura de góndola, $80 m$ de

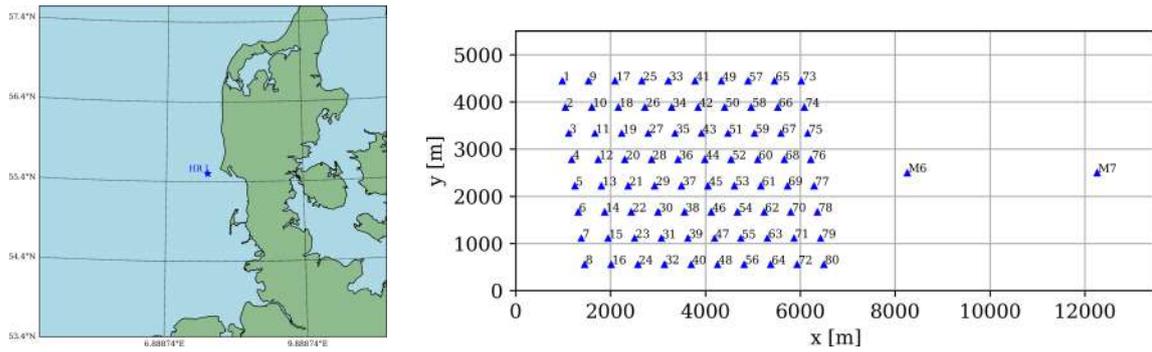


Figura 3.16: Localización del parque eólico Horns Rev I (HR I) (izquierda) y ubicación de sus aerogeneradores (1-80) y torres meteorológicas (M6 y M7) (derecha).

diámetro y una potencia nominal de 2.0 MW . El diseño en forma de paralelepípedo de este parque eólico está configurado en 8 filas y 10 columnas (Figura 3.16 derecha), con una distancia mínima de separación entre turbinas de 7 diámetros (560 m). Para la versión idealizada de este parque se asume que se encuentra localizado sobre una superficie con una longitud de rugosidad de $0,005\text{ m}$.

Si bien todos los parques eólicos tienen un *layout* definido, las parametrizaciones de parques eólicos, dado un determinado tamaño de grilla, reorganizan esa disposición ubicando una o más turbinas eólicas en el centro de la grilla de acuerdo a su posición. La Figura 3.17 muestra como la WFP reorganiza o interpreta el *layout* del PER para tres resoluciones horizontales distintas. Es claro que la disposición real de las turbinas está tergiversada para resoluciones más gruesas, paneles izquierdo y central, enmascarando la dependencia direccional del efecto del parque eólico. Las direcciones más desfavorables no son distinguidas bajo estas resoluciones. Incluso, para el tamaño de retícula de 1 km (panel izquierdo), puede apreciarse que demasiadas turbinas son ubicadas en una misma celda. Esta alta densidad de turbinas por celda tiende a sobreestimar la potencia producida en la grilla, debido a que la interferencia entre ellas no es contemplada por ninguna de estas parametrizaciones. Asimismo, se observa que para la resolución de 300 m , prácticamente todos los aerogeneradores quedan dispuestos uno por celda, a excepción de dos celdas de la última fila que ubican dos turbinas en su interior.

La Figura 3.18 muestra también la re-interpretación del diseño de un parque por parte de la WFP, pero ahora del parque eólico Horns Rev I. En ella puede observarse que si bien ya para la resolución horizontal de 500 m (panel central) cada turbina es ubicada sola en una única celda, una versión más aproximada al correcto *layout* del parque es capturada por la parametrización para resoluciones de 300 m . Esto se debe a que bajo esta resolución no solo cada turbina se encuentra emplaza-

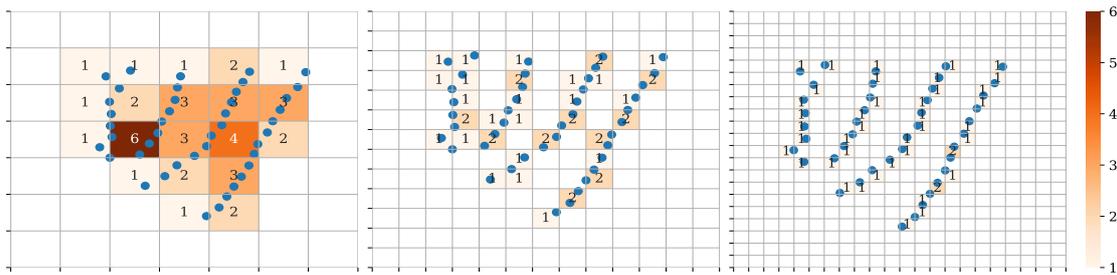


Figura 3.17: *Layout* del Parque Eólico Rawson (puntos azules). Reorganización del *layout* por la parametrización de acuerdo a tres resoluciones horizontales, 1 km (izquierda), 500 m (centro), 300 m (derecha). Número de aerogeneradores por celda en naranjas.

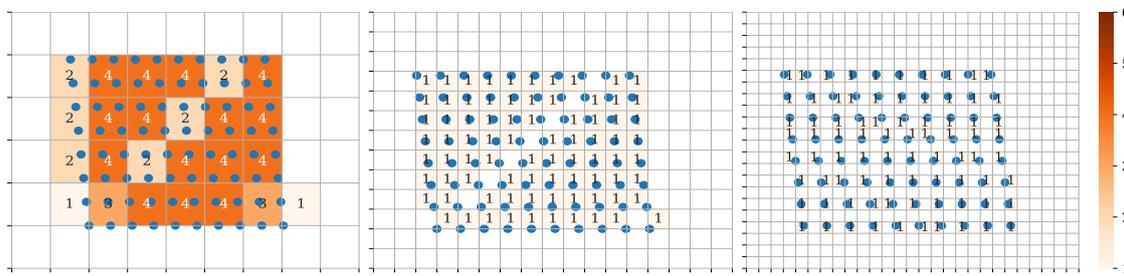


Figura 3.18: *Layout* del Parque Eólico Horns Rev I (puntos azules). Reorganización del *layout* por la parametrización de acuerdo a tres resoluciones horizontales, 1 km (izquierda), 500 m (centro), 300 m (derecha). Número de aerogeneradores por celda en naranjas.

da sola en una única celda, sino que además entre turbinas aparecen celdas libres de ellas que permitirán representar la dinámica del flujo con mayor precisión. Esto muestra la mejora potencial que podría producirse al trabajar con resoluciones horizontales que describan correctamente la distribución de las turbinas y es por esto que se decide evaluar el comportamiento de las parametrizaciones sobre versiones idealizadas de parques eólicos de gran escala para distintas resoluciones.

Existen numerosos trabajos en los que la WFP es utilizada con altas resoluciones, incluso alcanzando la frontera entre la mesoescala y LES, la llamada *terra incognita* o *grey zone* [131]. En Mangara *et al.* [69], donde se evalúa el desempeño de la WFP para diferentes resoluciones verticales y horizontales, alcanzando resoluciones horizontales de 500 m, se concluye que resoluciones más finas tienen grandes impactos en la dinámica del flujo de la estela simulada. Asimismo, tanto en Prósper *et al.* [87] como en Jiménez *et al.* [52], la WFP es utilizada con altas resoluciones (333 m) sobre parques eólicos *onshore* y *offshore*, respectivamente. En ambos traba-

jos se destaca la importancia de realizar simulaciones con WRF en alta resolución. Por otro lado, los efectos de representar arreglos de turbinas eólicas utilizando actuadores discales en LES y RANS en WRF es analizado en Vanderwende *et al.* [121]. A pesar de encontrar que la WFP sobreestima la generación de TKE, el trabajo concluye que ésta puede replicar cualitativamente la mayoría de los impactos sobre la velocidad del viento y la TKE de la simulación LES. Sin embargo, como se mostró en la Sección 3.4.1, las parametrizaciones clásicas presentan problemas en el cálculo de las magnitudes que dependen de la velocidad, particularmente el empuje y la potencia, cuando la resolución aumenta. Es por todo esto que, a continuación, se explora el desempeño de las parametrizaciones de parques eólicos para diferentes resoluciones horizontales, para tamaños de cuadrícula que van desde un kilómetro hasta 300 metros.

La eficiencia del PER para todas las direcciones de viento, calculadas cada $11,25^\circ$ y para distintas resoluciones horizontales, es presentada en la Figura 3.19. Para calcular la eficiencia del parque, la producción del parque eólico es normalizada por 43 veces la producción esperada para una única turbina. Estas simulaciones idealizadas fueron conducidas siguiendo la configuración de la Tabla 3.1 pero sólo para $U_\infty = 8 \text{ m/s}$ (la velocidad del viento media para la ubicación del parque), utilizando cuatro parametrizaciones de parques eólicos: EWP, WFP, IAWFP y IAWFPv2, y tres resoluciones horizontales: 1 km , 500 m y 300 m . Nuevamente, los perfiles de viento neutrales y las vientos deseados a altura de góndola son obtenidos luego de simulaciones *spin-up* de 4 días inicializadas con un viento geostrófico específico constante y una atmósfera ligeramente estable. Como éstas son simulaciones idealizadas con condiciones neutrales y sin terreno, las mediciones de potencia del PER no pueden ser utilizadas como validación, es por esto que la Figura 3.19 incluye los resultados obtenidos de simulaciones en OpenFOAM, trabajando con 7 m de resolución, consideradas como referencia del “real” comportamiento del parque, para comparación.

Los resultados revelan una clara reducción de la producción de potencia para las direcciones de $22,5^\circ$ y $202,5^\circ$. Los mayores déficits de potencia para estas direcciones son consecuencia del diseño del parque eólico, dado que estas direcciones son prácticamente coincidentes con la orientación de las filas del PER. Estas direcciones más desfavorables son detectadas por las cuatro parametrizaciones, pero sólo cuando son forzadas a trabajar con la mayor resolución espacial simulada, 300 m . Esto está claramente explicado en la Figura 3.17, donde el *layout* resulta representado casi perfectamente bajo esta resolución y por lo tanto las direcciones de mínima eficiencia quedan expuestas. No obstante, puede ser observado que cuando la reso-

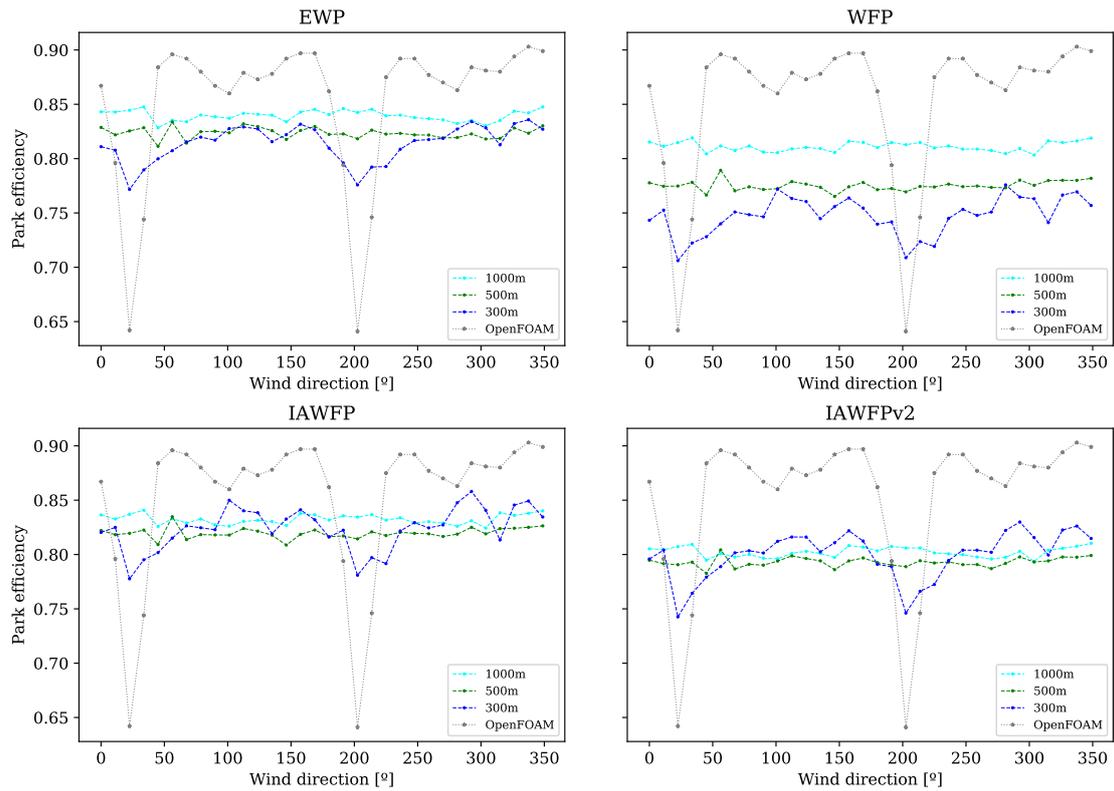


Figura 3.19: Eficiencia del PER versus la dirección del viento para intensidades de 8 m/s y diversas resoluciones espaciales. Resultados de simulaciones para la EWP (superior izquierda), la WFP (superior derecha), la IAWFP (inferior izquierda) y la IAWFPv2 (inferior derecha).

lución aumenta, tanto la WFP como la EWP, tienden a reportar eficiencias medias menores, aunque en el caso de la EWP este comportamiento no es tan marcado, debido quizás a que en esta parametrización la potencia se calcula en términos de \bar{u}_0 , que es la velocidad advectada sobre la celda y por lo tanto menos afectada por la expansión del déficit de velocidad. Las dos parametrizaciones que muestran mayor independencia con la resolución, en términos de eficiencia media son la IAWFP y la IAWFPv2, comportamiento que también fue evidenciado en la verificación para una única turbina eólica de la sección anterior. En relación a la IAWFP, Figura 3.19 (panel inferior izquierdo), puede observarse que al aumentar la resolución, el efecto de la configuración del parque se captura mejor y, por lo tanto, las direcciones para las que la eficiencia del parque alcanza valores extremos se vuelven más evidentes y cercanas a lo que se ve en los resultados de OpenFOAM. Cerca de las direcciones de máxima interferencia, donde se alcanzan los mínimos, promediar el déficit de cantidad de movimiento en una celda tres veces mayor al área de barrido del rotor suaviza este efecto y lo esparce en un rango mayor de direcciones. Mientras que para la IAWFPv2 (panel inferior derecho Figura 3.19), si bien se observa un com-

portamiento similar al de la IAWFP para cada una de las direcciones, la eficiencia media se muestra bastante menor y alejada de los resultados de OpenFOAM. Esto podría deberse al mayor déficit de velocidad que impone esta parametrización, Figura 3.15 izquierda, que produce un mayor impacto en las celdas aguas abajo y por lo tanto una disminución en la producción.

La Figura 3.20 muestra una comparación de las estelas producidas por la IAWFP a 1 km y 300 m de resolución para dos direcciones de viento representativas: la dirección preponderante en la ubicación del PER, 270° y una de las direcciones con la mayor interferencia de acuerdo con el *layout* del parque, 22,5°. En ella se evidencia que las estelas del parque se describen de forma más detallada a altas resoluciones para ambas direcciones del viento. La resolución de 1 km produce prácticamente el mismo efecto de estela en las dos direcciones, mientras que para la resolución de 300 m se revelan más detalles de la estela. Es por esto que, la dirección de viento 22,5° produce un efecto de estela más intenso que la de 270°, con mayor déficit debido al alineamiento casi perfecto de los aerogeneradores.

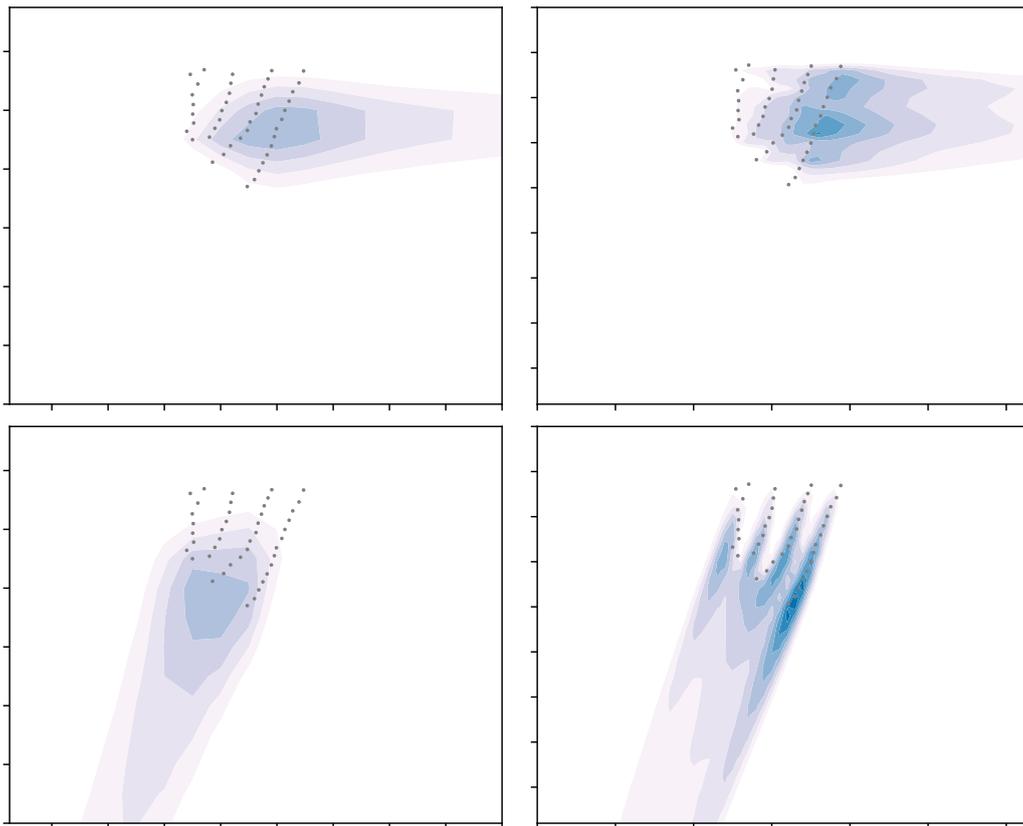


Figura 3.20: Déficit de velocidad ($\frac{U}{U_\infty}$) a la altura de góndola en el PER, simulado con la IAWFP para dos direcciones de viento, 270° (arriba), 22,5° (abajo) y dos resoluciones horizontales, 1 km (izquierda), 300 m (derecha). $U_\infty = 8$ m/s.

Por otro lado, para algunas direcciones de viento (Fig. 3.19), como 101° , los valores de eficiencia del parque resultantes de las parametrizaciones parecieran estar anti-correlacionados con los estimados por OpenFOAM. La Figura 3.21 muestra la estela resultante de la IAWFP, a la altura de góndola para esa dirección y la disposición real de las turbinas en el PER. Como puede observarse si se considera la verdadera ubicación de las turbinas, para esa dirección se produce un alineamiento de las mismas en algunas filas, esto puede ser resuelto correctamente por OpenFOAM debido a la alta resolución que utiliza, pero no por las parametrizaciones dado que éstas no ubican las turbinas en sus lugares exactos sino en el centro de celda correspondiente, y por lo tanto esta alineación puede no ser capturada correctamente en la discretización.

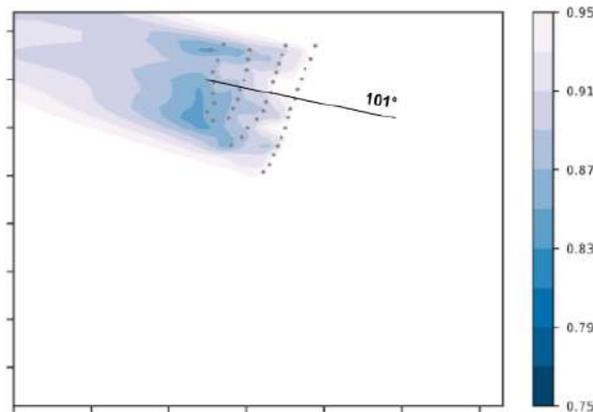


Figura 3.21: Déficit de velocidad ($\frac{U}{U_\infty}$) a la altura de góndola en el PER, simulado con la IAWFP para la dirección de viento 101° .

Las Figuras 3.22 y 3.23 son análogas a las 3.19 y 3.20, pero para el parque eólico Horns Rev I. En la Figura 3.22 los resultados de las cuatro parametrizaciones se encuentran ahora contrastados con eficiencias de parque observadas para condiciones neutrales y con una intensidad de viento a la altura de góndola de 8 m/s . Esta curva de observaciones (línea gris) fue tomada de Jiménez *et al.* [52] y revela una marcada reducción en la producción de potencia para las direcciones de viento 90° , 175° , 270° y 355° . A diferencia de lo que ocurría para el PER, puede observarse para las simulaciones de HR I que las direcciones de viento más desfavorables, principalmente las direcciones 90° y 270° , son capturadas bajo las tres resoluciones simuladas (1 km , 500 m y 300 m) mientras que las direcciones más cercanas al Norte y Sur se revelan al aumentar la resolución. Esto está relacionado con el diseño del parque, donde los mayores déficits se encuentran para el Este y el Oeste por ser ésta la dirección en la que las turbinas presentan menor distancia entre ellas, y debido a que estas direcciones son capturadas incluso por las resoluciones más gruesas es

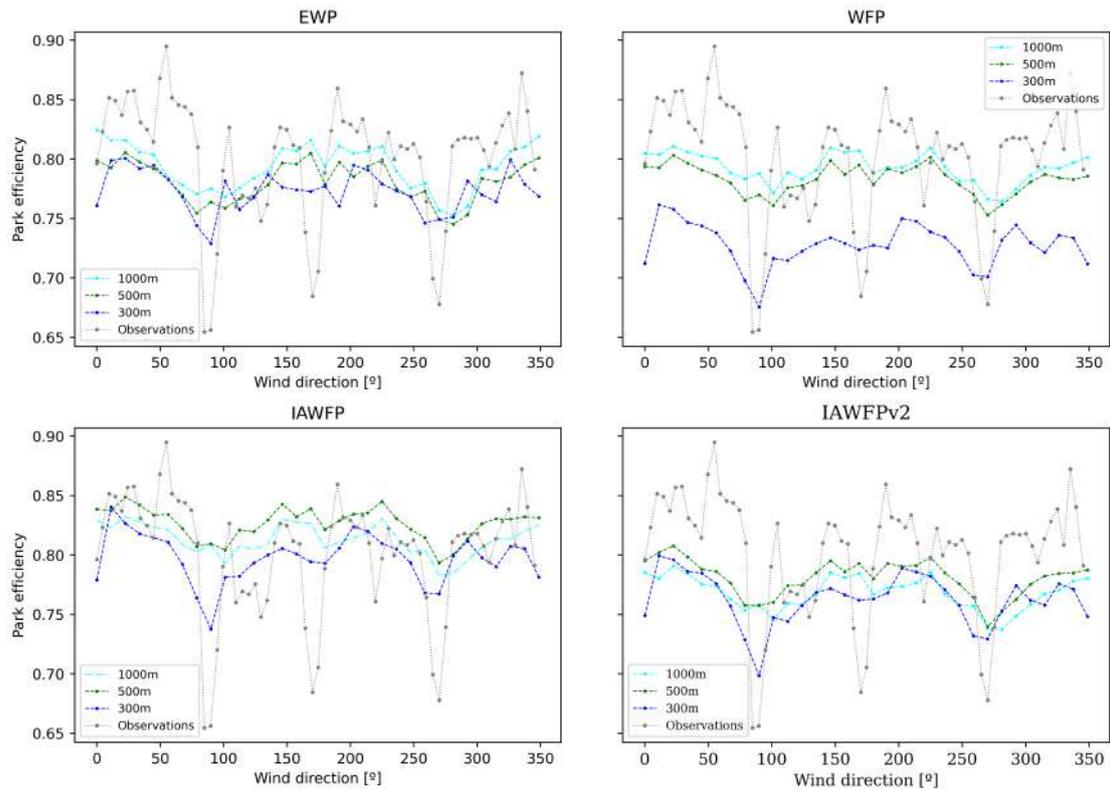


Figura 3.22: Eficiencia de HR I versus la dirección del viento para intensidades de 8 m/s . Resultados de simulaciones para la EWP (superior izquierda), la WFP (superior derecha), la IAWFP (inferior izquierda) y la IAWFPv2 (inferior derecha).

que se evidencia un mínimo de eficiencia para las tres resoluciones horizontales simuladas. No obstante, puede observarse en la WFP, el impacto que tiene el aumento de la resolución en la reducción de la eficiencia media. Esto no se observa para las otras tres parametrizaciones, que se muestran más independientes de la resolución utilizada en términos de eficiencia media. Si bien la EWP presenta menor sensibilidad ante la resolución, por su formulación de expansión de estela tiende a suavizar la solución y es por esto que presenta un rango menor que la IAWFP o la IAWFPv2. Por su parte, la IAWFP es nuevamente la que mejor se corresponde con las observaciones, mientras que la IAWFPv2 de nuevo presenta una reducción en su eficiencia media para todas las resoluciones.

Respecto de la Figura 3.23, en ella se presentan los campos de déficit de velocidad para dos direcciones representativas de HR I: 270° , una de las direcciones más desfavorables y curiosamente una de las más recurrentes en la ubicación del parque y $213,75^\circ$, una de las direcciones de mayor producción. Nuevamente se muestra una descripción más detallada de la estela del parque para la resolución de 300 m respecto de la de 1 km . Asimismo se observa en las simulaciones de alta resolución, la

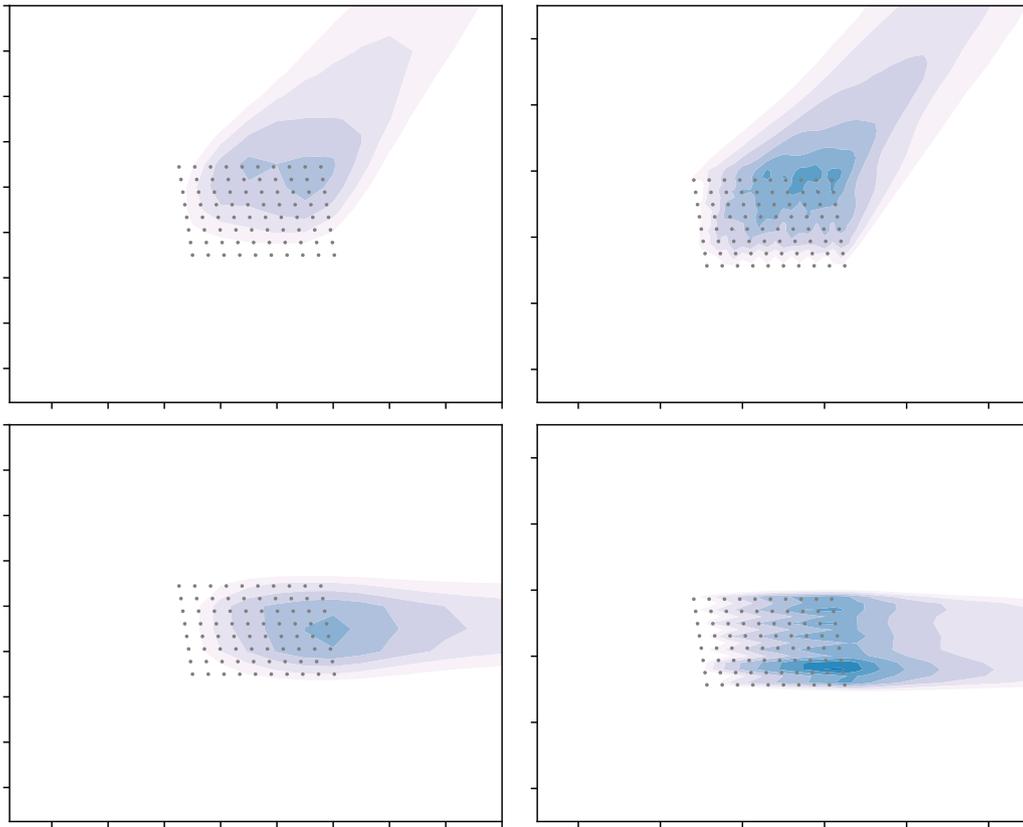


Figura 3.23: Déficit de velocidad ($\frac{U}{U_{\infty}}$) a la altura de góndola en HR I, simulado con la IAWFP para dos direcciones de viento, $213,75^{\circ}$ (arriba), 270° (abajo) y dos resoluciones horizontales, 1 km (izquierda), 300 m (derecha). $U_{\infty} = 8$ m/s.

presencia de mayores déficits de velocidad dentro del parque para la dirección de 270° , lo que conduce a la marcada reducción en la producción que se evidencia en el panel inferior izquierdo de la Figura 3.22.

3.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se describieron distintas metodologías para representar aerogeneradores en modelos numéricos y consecuentemente parques eólicos en modelos atmosféricos de mesoescala o regionales.

Respecto de los aerogeneradores, se presentaron dos modelos físicos, donde el rotor es reemplazado por fuerzas equivalentes que actúan sobre el fluido: los modelos de actuador discal y lineal. En cuanto al modelo de actuador lineal, se presentó una metodología para representar turbinas, acoplando este esquema al modelo regional de pronóstico numérico del tiempo Meso-NH bajo un enfoque LES. Si bien esta metodología permite alcanzar un alto grado de detalle en la descripción del

fenómeno, lo hace a expensas de un alto costo computacional y es debido a esto, que para evaluar impactos en períodos de tiempo y regiones más extensas se requiere optar por una representación de parques eólicos a través de parametrizaciones bajo un enfoque RANS.

En relación a esto último, se presentaron dos de las parametrizaciones de parques eólicos más utilizadas e implementadas en el modelo de mesoescala WRF, la WFP y la EWP. La primera basa su formulación en el modelo de actuador discal y se distribuye junto con la versión estándar del modelo WRF, mientras que la segunda requiere de una nueva compilación y se basa en la teoría clásica de la estela.

Al explorar las parametrizaciones se evidenció que tanto la WFP como la EWP eran dependientes de la resolución, encontrando que al aumentar la resolución horizontal la potencia reportada por las parametrizaciones, así como el empuje y la fuente de TKE calculadas internamente, disminuía. A raíz de esto, se desarrolló una nueva parametrización de parques eólicos basada en la WFP pero teniendo en cuenta la zona de inducción producida por la turbina, la IAWFP. Esta parametrización relaciona la velocidad del viento sin perturbaciones varios diámetros aguas arriba de la turbina, con la velocidad del viento en la celda que contiene la turbina, y utiliza la U_∞ para calcular las fuerzas de arrastre ejercidas sobre el flujo, la producción de energía y el aumento de TKE debido a las turbinas. En relación a esta última variable se propuso una segunda versión de esta parametrización pero modificando la forma en como ésta estima la fuente de TKE, la IAWFPv2. Finalmente, estas dos nuevas parametrizaciones fueron evaluadas junto con las dos anteriores, en simulaciones idealizadas de WRF trabajando con distintas resoluciones, considerando una única turbina y también para versiones idealizadas de dos parques eólicos de gran escala, PER y HR I. El análisis de los resultados de estas simulaciones reveló una menor sensibilidad a la resolución horizontal utilizada, tanto para la IAWFP como para la IAWFPv2. No obstante, la IAWFPv2 mostró, en las simulaciones de parques eólicos, una eficiencia media menor a la de la IAWFP y alejada de los resultados utilizados para comparar, ya sea simulaciones en alta resolución de OpenFOAM para el caso del PER o mediciones para el caso de HR I. Por otro lado, para todas las parametrizaciones se evidenció, que si se deseaba representar la correcta disposición de las turbinas en un parque eólico e identificar las direcciones de viento más desfavorables (en términos de déficit de velocidad), las simulaciones debían ser configuradas en alta resolución, en el orden de los 300 a 500 m. Esto surge del hecho que, a más alta resolución, es más probable que cada molino se localice en una celda distinta.

Entonces, debido al buen desempeño de la IAWFP y a su mayor independen-

cia respecto de la resolución horizontal y dada la necesidad de realizar simulaciones en alta resolución para capturar el efecto del diseño real del parque eólico y en consecuencia detectar las direcciones del viento de mayor y menor impacto, es que la IAWFP resultará una herramienta fundamental en el análisis de impacto de parques eólicos que se realizará en el siguiente capítulo.

4

Impacto de parques eólicos

En este capítulo se aborda la aplicación de las parametrizaciones de parque eólicos en modelos numéricos de mesoescala, expuestas en el capítulo anterior, con el fin de estudiar la interacción de los parques eólicos con el flujo atmosférico de capas bajas y analizar el impacto que tienen éstos sobre su entorno.

Como fuera mencionado en los capítulos previos las turbinas eólicas y los parques eólicos producen una reducción de cantidad de movimiento y un aporte de energía cinética turbulenta sobre su entorno. A esta región del flujo afectada directamente por la presencia de una turbina o parque se la denomina estela. La longitud y extensión horizontal de estas áreas caracterizadas por una menor intensidad de viento que su entorno se encuentran fuertemente relacionadas con el viento incidente y sobre todo con las condiciones de estabilidad presentes en los primeros cientos de metros de la atmósfera (porción de la CLA en la que se encuentran emplazados los aerogeneradores). Por un lado, la presencia de un parque o turbina eólica produce un impacto sobre las variables atmosféricas cercanas a la superficie como temperatura, humedad, flujos de calor y cantidad de movimiento, entre otras y por el otro, las estelas dentro de un parque o aguas abajo del mismo tienen un impacto en la producción del parque o en parques ubicados corriente abajo.

Este capítulo busca analizar estos impactos tanto sobre las variables atmosféricas cercanas a la superficie como sobre la producción a través de diferentes estudios. En una primera parte se buscará evaluar la capacidad de los modelos y las parametrizaciones presentadas en el capítulo anterior para representar un evento documentado de interacción de un parque eólico sobre su entorno, como lo fueron las “calles de nubes” fotografiadas en el parque eólico *offshore* Horns Rev I. Luego se estudiará el impacto que tiene el parque eólico Rawson sobre el clima local, tanto en el plano horizontal como en los distintos niveles verticales, utilizando las distintas parametrizaciones de parques eólicos presentadas para el modelo WRF. Este análisis se desarrolla para un mes de invierno y otro de verano de un año en particular con el objetivo de evaluar el impacto ante diferentes condiciones de estabilidad. Finalmente, se aborda un estudio de interacción entre parques ubicados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, utilizando las

parametrizaciones IAWFP y EWP y se evalúan los impactos sobre la producción.

4.1. Caso fotográfico de Horns Rev I

Como una primera aproximación a la simulación de impactos de parques eólicos se buscó evaluar la capacidad de dos de las herramientas discutidas en el capítulo anterior, la IAWFP implementada en el modelo WRF y el método del actuador lineal implementado en el modelo Meso-NH, para simular el caso de la fotografía de Horn Rev I. Cabe destacar que esta sección está parcialmente basada en dos trabajos realizados en coautoría con el grupo de investigación de procesos de mesoescala del CNRM, [53, 54].

El caso fotográfico del parque eólico Horns Rev I, es un caso emblemático de interacción parque eólico-atmósfera. En la mañana del 12 de Febrero del 2008, alrededor de las 10:10 UTC, el fotógrafo Christian Steiness tomó dos fotografías del parque eólico HR I desde un helicóptero (Figura 4.1) [43]. Estas dos fotografías mostraron una evidencia física de la interacción entre el parque eólico y los niveles más bajos de la atmósfera, a través de la formación de nubes inducida por las turbinas eólicas aguas abajo del parque.

Una descripción detallada de las condiciones meteorológicas en la hora en que se tomaron las fotos y el proceso que condujo a la formación de nubes se puede encontrar en Hasager *et al.* [43]. En este trabajo se indica que el fenómeno se produjo como consecuencia de la combinación de condiciones muy específicas, que involucraron una capa de aire frío y húmedo sobre una superficie marina más cálida que condensó formando niebla en las estelas de las turbinas. El torque generado por el flujo sobre las aspas del aerogenerador indujo la rotación en la estela, provocando movimientos ascendentes de aire húmedo y cálido desde cerca de la superficie del mar y movimientos descendentes de aire relativamente más frío y seco. En consecuencia, la corriente ascendente inducida por el rotor produjo el ascenso forzado de parcelas cercanas a la superficie que por efecto de la expansión adiabática se enfriaron, saturaron y subsiguientemente condensaron el exceso de vapor de agua. En resumen, el patrón rotacional de bandas en espiral produjo la estructura a gran escala de la estela nubosa.

A pesar de que Horns Rev I es uno de los parques eólicos más estudiados del mundo, y que posee tres mástiles meteorológicos instalados *in situ*, una de las principales dificultades para simular el caso de la foto es la escasez de información necesaria para reproducir las condiciones específicas que llevaron a la formación



Figura 4.1: Fotografías del parque eólico Horns Rev I (12/02/2008 alrededor de las 10:10 UTC) tomada desde el sur (arriba) y desde el sudeste (abajo) extraídas de [43]

de la estela nubosa. En Hasager *et al.* [43] se condujo una exhaustiva compilación de la información disponible, incluyendo información satelital, radiosondeos y observaciones de superficie. Entre estas últimas se presentó la información de la torre meteorológica más cercana al parque (M6 Fig. 3.16), con mediciones de intensidad de viento en tres niveles, 30 m, 40 m y 70 m, dirección de viento en dos niveles, 28 m y 68 m y temperatura en tres niveles, -3 m (temperatura del mar), 16 m y 64 m. Por otro lado, este trabajo también informa la potencia producida por el parque al momento de la foto y los diez minutos anteriores y posteriores.

A continuación, se simula el caso de la foto utilizando el modelo WRF con la IAWFP, por ser esta una de las parametrizaciones que mejor desempeño mostró tanto para este parque como para el PER en el capítulo anterior. Si bien no se espera

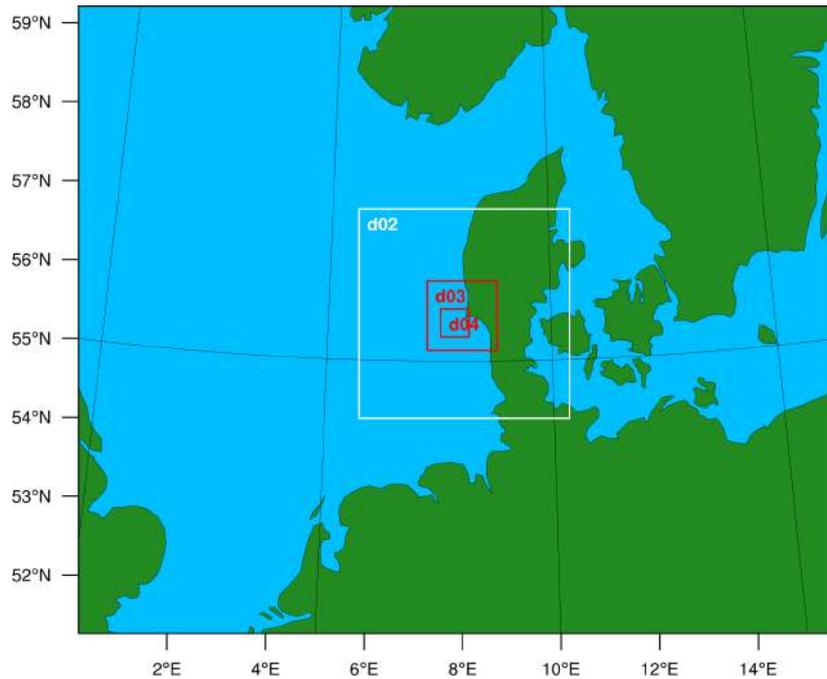


Figura 4.2: Dominios propuestos para las simulaciones de HR I. Se trata de cuatro dominios anidados, d01, d02, d03 y d04, de 9 km, 3 km, 1 km y 333,33 m de resolución horizontal.

que esta parametrización resuelva el patrón helicoidal de la nubosidad de la estela por no contemplar, entre otras cosas, la rotación de las aspas de los aerogeneradores, lo que se busca es evaluar la capacidad y limitaciones de esta parametrización para simular un fenómeno tan particular como este.

En lo que sigue se presenta la descripción y resultados de esta simulación.

4.1.1. Simulaciones con WRF

Con el objetivo de simular el caso de la foto de HR I con el modelo WRF en alta resolución pero sin llegar a resoluciones de LES (menores a 100 m de acuerdo a las buenas prácticas recomendadas por el grupo de WRF del NCAR [129]), se propuso una configuración de 4 dominios anidados, con una resolución horizontal de 9 km, 3 km, 1 km y 333,3 m, respectivamente, y con el dominio interior centrado en HR I (Figura 4.2).

Al igual que para las simulaciones reales presentadas en el Capítulo 2, los campos de reanálisis ERA5 fueron utilizados como condiciones iniciales y de borde. El tope del modelo se ubicó en 50 hPa, con 47 niveles verticales por debajo y con una mayor densidad de niveles en los primeros cientos de metros. Los detalles de la configuración del modelo respecto de niveles verticales, técnica de *nudging*

Tabla 4.1: Configuración del modelo para HR I.

Puntos por dominio:	120x100, 100x100, 100x100, 121x121
Niveles verticales:	47, con 17 niveles debajo de los 200 m
Técnica de <i>nudging</i> sobre d01:	espectral
Esquema de radiación:	RRTMG [46]
Esquema de superficie terrestre:	NOAH-LSM [19]
Esquema de capa de superficie:	Monin Obukhov (Eta) [48, 49]
Esquema de CLA:	MYNN 2.5 [78]
Esquema de convección en d01:	Kain-Fritsch [55]
Esquema de microfísica:	WSM5 [44]

utilizada y parametrizaciones seleccionadas pueden encontrarse en la sección A.1 del Apéndice. A modo de facilitar la lectura, éstos se encuentran resumidos en la Tabla 4.1.

El período simulado fue de dos días, inicializándose a las 00 hs del día anterior a la fotografía. De esta forma se le dio al modelo 24 hs de *spin-up* previo al día del evento. Por último, con el objetivo de efectuar comparaciones, se realizaron dos simulaciones, una sin considerar la presencia del parque eólico y la segunda considerando la presencia del mismo. En esta última para representar la interacción de los aerogeneradores con la capa límite atmosférica se utilizó la IAWFP.

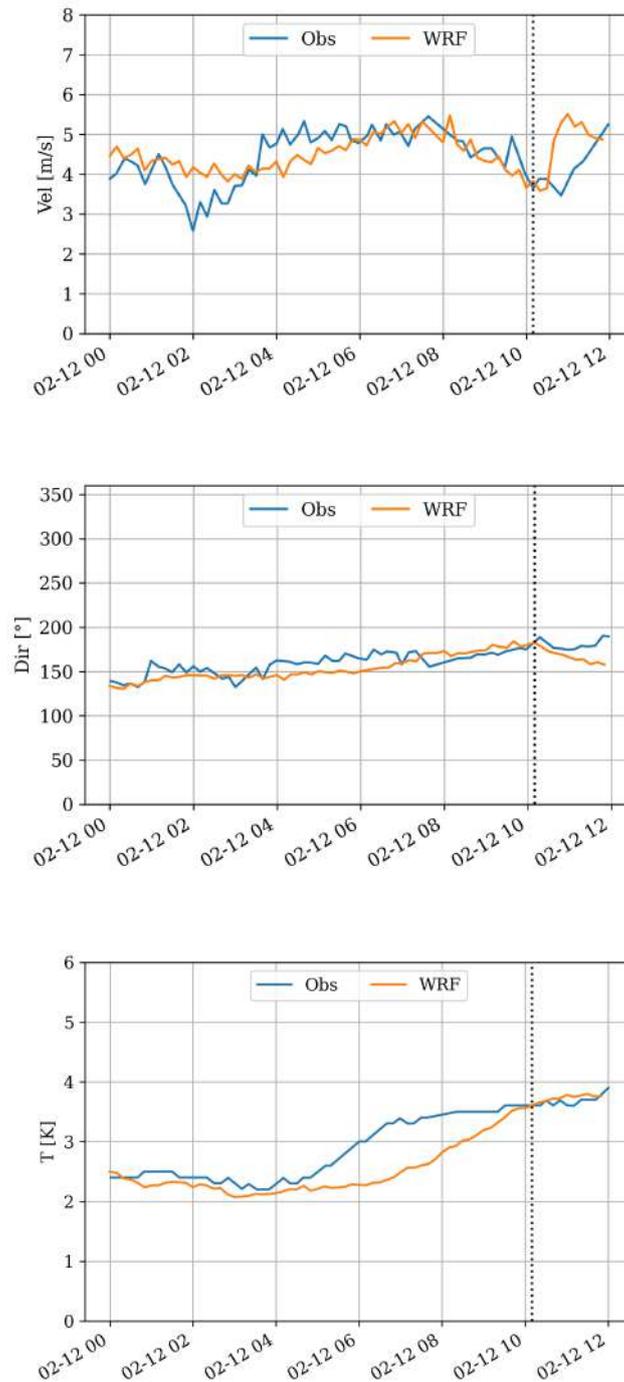


Figura 4.3: Series temporales de variables observadas (Obs) y simuladas (WRF) para el punto de grilla más cercano a la torre meteorológica M6 , a altura de góndola, de velocidad de viento (arriba), dirección de viento (centro) y temperatura (abajo). La línea punteada vertical indica la hora a la que se tomó la fotografía.

La Figura 4.3 muestra las observaciones, extraídas de Hasager *et al.* [43], de dirección e intensidad de viento y temperatura, correspondientes a los sensores de

la M6 ubicados a aproximadamente 70 m de altura, para las primeras 12 hs del día 12 de febrero. Asimismo, las imágenes incluyen los resultados de la simulación de WRF para ese mismo período. En ellas puede observarse que el modelo resuelve con un buen grado de semejanza las variables observadas, presentando algunas discrepancias en la intensidad del viento en las primeras horas del día y en la temperatura en las horas previas al momento de la fotografía (línea punteada). No obstante, al instante de la fotografía las tres variables presentan concordancia entre lo observado y lo simulado.

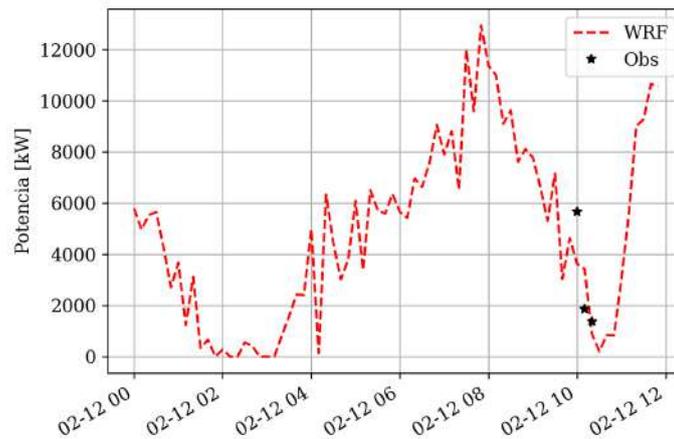


Figura 4.4: Serie temporal de producción de potencia en HR I, observada (Obs) y simulada (WRF)

Por otro lado, la Figura 4.4 presenta la potencia producida por el parque resultante de la simulación para las primeras 12 hs del día y superpuesta, la potencia efectivamente producida por HR I, según se informa en Hasager *et al.* [43], al momento de la foto y para los diez minutos anteriores y posteriores. Esta figura evidencia una buena estimación por parte del modelo a la hora de la fotografía y los diez minutos posteriores y una leve subestimación en los minutos previos a la fotografía. Esto último está relacionado con la diferencia observada entre las simulaciones y las observaciones de velocidad del viento para ese mismo período, imagen superior Figura 4.3.



Figura 4.5: Cobertura nubosa sobre el Mar del Norte observada por el instrumento MODIS a bordo del satélite Terra el 12 de Febrero de 2008 a las 10:07 UTC. Imagen tomada de Hasager *et al.* [43], el círculo rojo indica la ubicación de HR I.

En relación a la cobertura nubosa, la Figura 4.5 muestra el producto satelital obtenido por MODIS Terra en los minutos previos a la fotografía. En ella puede observarse un predominio de nubes bajas estratiformes en esa región del Mar del Norte. Esta configuración también se observa en la imagen de temperatura de tope de nubes producida con la simulación de WRF, Figura 4.6 (b), donde se presenta una región mayormente cubierta por nubes de tope cálidos (bajas), con una leve disminución de la temperatura de los mismos hacia el noroeste.

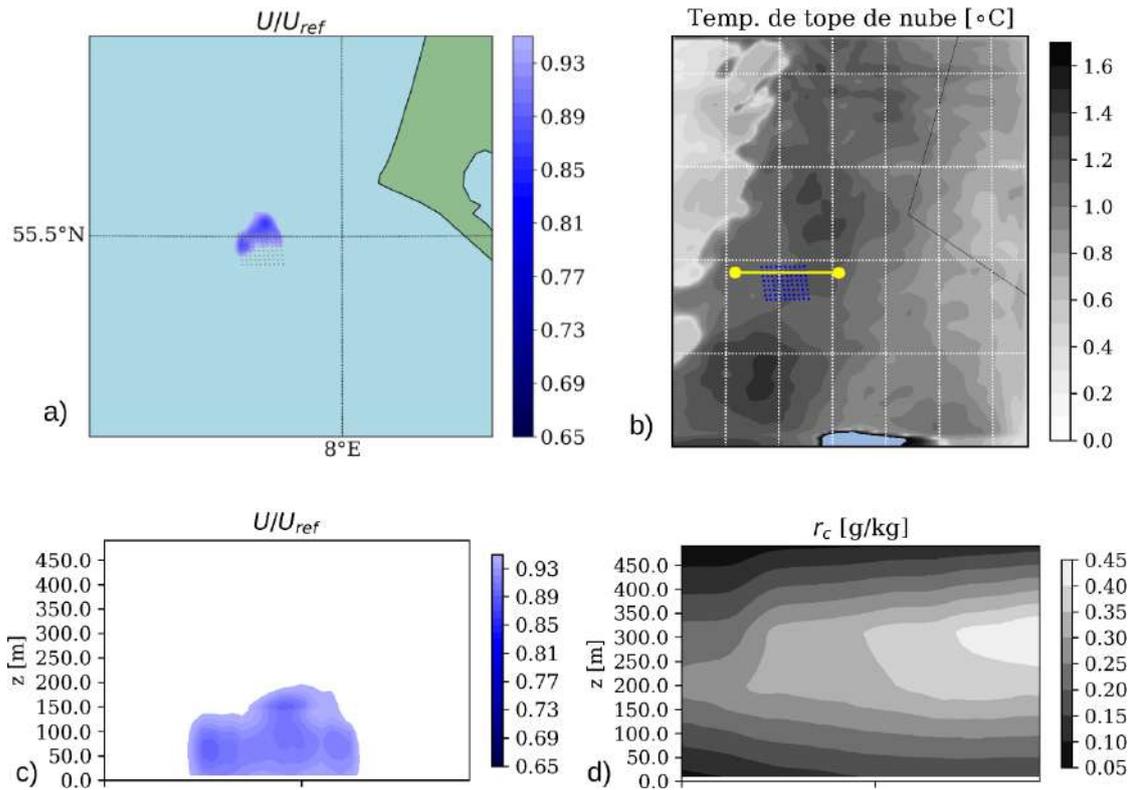


Figura 4.6: Productos de la simulación de WRF para la hora de la fotografía: (a) déficit de velocidad a la altura de góndola producido por HR I, (b) campo de temperatura de tope de nubes y segmento seleccionado para corte transversal (línea amarilla), (c) corte vertical de déficit de velocidad y (d) corte vertical de relación de mezcla de agua de nube (r_c). Los puntos de las figuras a y b indican la ubicación en planta de los aerogeneradores.

Con el objetivo de caracterizar la nubosidad resultante de las simulaciones sobre HR I y en particular sobre la estela producida por el parque, la Figura 4.6 (a) presenta el campo de déficit de velocidad a la altura de góndola producido por HR I, calculado a través del cociente entre los campos de velocidad simulados considerando la presencia del parque y sin considerar la presencia de este (U_{ref}). Esta imagen muestra una estela que se propaga en dirección norte con una leve inclinación hacia el oeste, en concordancia con la presentada en la fotografía y con el viento incidente reportado. En el corte transversal de la misma, Figura 4.6 (c), se observa que la región de estela alcanza alturas de a lo sumo 200 m, mientras que los mayores contenidos de agua de nube (r_c), Figura 4.6 (d), se presentan por encima de ésta alrededor de los 300 m. Esta nubosidad podría estar relacionada con la capa nubosa de poco espesor observada por encima del parque en las fotografías. Asimismo, al analizar las diferencias entre los campos, considerando la presencia del parque y sin considerar la presencia de este, de humedad relativa y contenido de vapor de agua (no mostrados) no se encontraron diferencias significativas en los primeros

cientos de metros. Esto podría deberse a que la velocidad del viento, al momento de la fotografía, se encontraba apenas por encima de la velocidad de arranque de las turbinas, lo que sugiere una menor interacción de los aerogeneradores con el flujo y consecuentemente un menor impacto sobre las variables que no se encuentran directamente relacionadas con la parametrización.

Entonces, si bien la simulación con WRF fue capaz de reproducir, con un buen grado de correspondencia las variables meteorológicas observadas en HR I, como temperatura, intensidad y dirección de viento, así como también la potencia producida por el parque y la nubosidad por encima de éste, no fue capaz de generar el patrón nuboso helicoidal observado en las fotografías de HR I (Fig. 4.1). Esto era de esperarse dada la escala de ese patrón nuboso que impone la necesidad de simulaciones de mucho mayor resolución y que consideren la rotación de las aspas de los aerogeneradores. Es decir, simulaciones con un enfoque LES y una representación de los aerogeneradores a través de, por ejemplo, el modelo de actuador lineal. Como muestra la Figura 4.7, a diferencia del modelo de actuador discal, el actuador lineal permite capturar la vorticidad de punta de pala y consecuentemente dar origen a una estructura helicoidal. Por lo tanto, este será el enfoque adoptado para reproducir el patrón nuboso de la fotografía de HR I en la siguiente subsección.

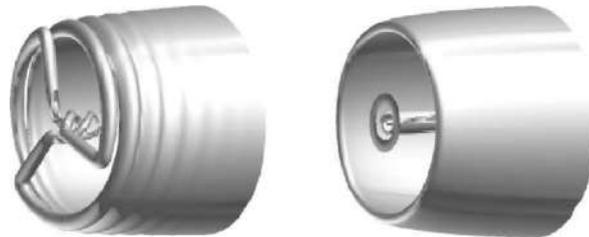


Figura 4.7: Contornos de vorticidad para diferentes representaciones del aerogenerador en CFD. Actuador lineal (izquierda) y actuador discal (derecha). Extraídas de van der Laan *et al.* [120].

4.1.2. Simulaciones con Meso-NH

Para la simulación en alta resolución del caso de la fotografía de HR I, se propuso el uso del modelo meteorológico de área limitada Meso-NH que, como fuera mencionado en el Capítulo 3, cuenta con una implementación del modelo de actuador lineal. Por otro lado, este modelo puede simular la capa límite atmosférica utilizando un enfoque LES, lo que permite alcanzar mayores resoluciones, teniendo en cuenta fenómenos atmosféricos como el empuje térmico, intercambios de temperatura, humedad e incluso formación de nubes y precipitación.

Debido a las condiciones meteorológicas tan particulares que dieron lugar al

desarrollo nuboso en la estela del parque eólico HR I, para la simulación de alta resolución se propuso un enfoque de experimento idealizado. Es decir, el modelo numérico regional, no se inicializa con condiciones iniciales y de borde provenientes de bases de datos globales de reanálisis, sino que se deben establecer perfiles verticales de distintas variables para determinar el estado inicial de la atmósfera. Esto permite de alguna forma “ajustar” las condiciones iniciales de forma tal de encontrar las condiciones específicas que dieron lugar al desarrollo de la estela nubosa de HR I.

Por lo tanto, esta simulación de HR I se realizó en dos etapas. Una primera etapa cuyo objetivo fue establecer las condiciones meteorológicas precursoras sin las turbinas eólicas y una segunda etapa en la que se incluyó el parque eólico que condujo luego al desarrollo de las nubes de estela.

Simulación precursora

La simulación precursora se configuró sobre un dominio de $7,5 \text{ km}$ en la dirección este-oeste, 25 km en la dirección sur-norte y $837,5 \text{ m}$ en la vertical, con una resolución horizontal de 5 m y un paso de tiempo de 1 s . Los niveles verticales se definieron con una resolución de 5 m por debajo de los 200 m y luego un estiramiento incremental de un 20% entre niveles hasta alcanzar una resolución de 20 m . Por otro lado, se utilizaron condiciones de borde cíclicas. Respecto de la física del modelo Meso-NH, la radiación de onda larga y onda corta fue parametrizada siguiendo a Fouquart y Bonnel [35] y Mlawer *et al.* [74], respectivamente; para los procesos de microfísica, responsables de la formación de nubes, se utilizó el esquema de 6 clases y un momento ICE3 [84] y finalmente, la superficie del mar fue representada a través del esquema *Sea Flux* detallado en Belamari [7]. Más detalles sobre el modelo Meso-NH y su configuración pueden encontrarse en la Sección A.3 del Apéndice.

Para iniciar la simulación precursora o de *spin-up*, se debieron definir varios perfiles verticales para establecer el estado inicial de la atmósfera. La Figura 4.8 muestra los perfiles verticales de intensidad del viento, temperatura y relación de mezcla de vapor de agua, utilizados para inicializar todo el dominio (líneas punteadas azules). Esta figura también presenta los perfiles verticales, resultantes del promedio horizontal y de los últimos 10 minutos de integración, luego de 3 horas de simulación (líneas llenas azules).

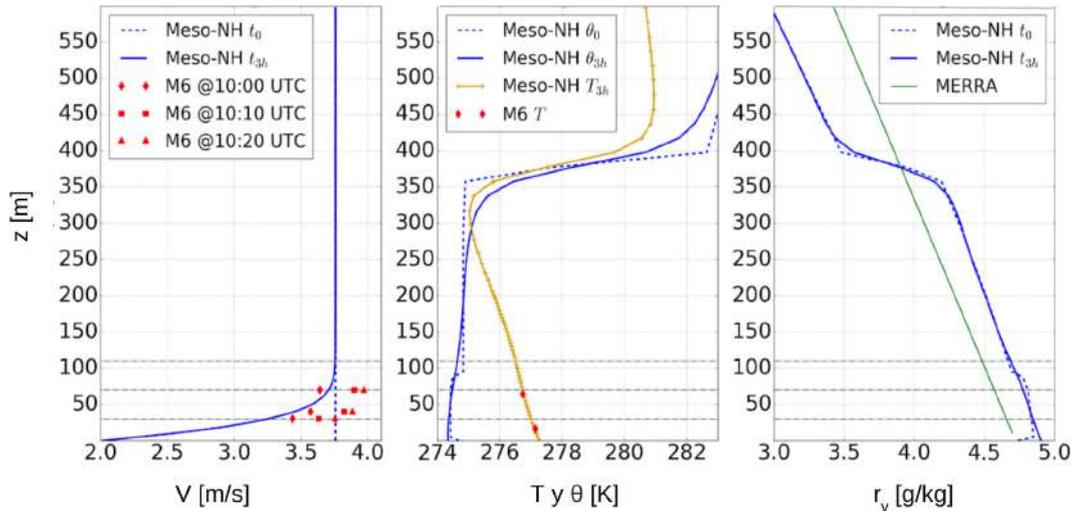


Figura 4.8: Perfiles verticales de intensidad de viento (izquierda), temperatura y temperatura potencial (centro) y relación de mezcla de vapor de agua (derecha), al inicio de la simulación (línea punteada azul) y al final de la misma (línea llena azul). Mediciones de la torre meteorológica M6 (símbolos rojos).

Las condiciones iniciales fueron deducidas, por un lado de las observaciones de la torre meteorológica M6 y por el otro de la información proveniente de datos de reanálisis de MERRA, con el objetivo de tener una descripción más completa de la estructura vertical de la atmósfera para la región y el momento de interés. Por su posición, se consideró que el mástil meteorológico M6 no se iba a encontrar afectado por la estela, ni por el desarrollo de la nubosidad. Para definir el estado inicial del viento (dirección e intensidad) se testearon distintas condiciones uniformes en la vertical, teniendo en cuenta que durante la simulación el flujo atmosférico tiende a un equilibrio entre el forzante del viento geostrófico, la fricción superficial y el efecto de Coriolis, desarrollándose así el perfil logarítmico del viento. Por lo tanto, el valor elegido para el perfil inicial corresponde al viento geostrófico que permite obtener la intensidad y dirección observadas en la torre M6. Como puede observarse en la Figura 4.8, el perfil de viento promedio, después de 3 h de simulación, muestra una buena concordancia con los datos del mástil meteorológico en el momento previo a la fotografía, 10:00 UTC. Para esta misma hora, los datos de reanálisis reportaban una altura de capa límite de 400 m y es por esto que se estableció una fuerte inversión térmica en ese nivel. Con el objetivo de mantener la bruma de mar por debajo del área de barrido del rotor y teniendo en cuenta que el evento ocurrió en la primeras horas de la mañana, una capa más cercana a la superficie dentro de la capa límite con una segunda inversión más débil debía ser definida. Luego de un análisis de sensibilidad, se definió una capa de superficie de 90 m con una inversión de $\Delta\Theta = -0,4K$. De este análisis de sensibilidad surgió que para cualquier valor ma-

yor al elegido no se desarrollaba ningún tipo de nubosidad debido a que la masa de aire en la parte superior del rotor era demasiado cálida y por lo tanto no alcanzaba a producirse la condensación. Como puede observarse en la Figura 4.8 (centro), tanto la capa de superficie como la residual son neutras al comienzo de la simulación y luego de 3 horas, se vuelven levemente estables pero todavía distinguibles. Esta figura también muestra una buena correspondencia entre la temperatura simulada y la observada en el mástil M6. Las condiciones iniciales para la temperatura de superficie del mar fueron definidas utilizando las observaciones de temperatura a -3 m de altura de la torre meteorológica. El valor reportado para las 10.00 UTC era de $277,85\text{ K}$ con una precisión de $0,7\text{ K}$. Luego de un estudio de sensibilidad, se definió una temperatura de superficie del mar de $277,35\text{ K}$, un mar más cálido a éste conducía a una capa de aire más inestable, con mayor turbulencia térmica que terminaba produciendo un desarrollo nuboso que no se correspondía con la bruma de mar observada en las fotografías (Fig. 4.1). Debido a la falta de información *in situ* de humedad del aire, los datos de reanálisis fueron utilizados para definir un orden de magnitud para la relación de mezcla de vapor de agua (r_v). En la Figura 4.8 (derecha), se observa un perfil vertical típico de r_v , con mayores valores dentro de la capa límite atmosférica y menores valores en la atmósfera libre.

Simulación con el parque eólico

Una vez establecido el estado tridimensional de la atmósfera para los minutos previos a la fotografía, se incorpora el parque eólico Horns Rev I al dominio y se realiza una nueva simulación para un período de 30 minutos. La configuración del dominio es la misma que para la simulación precursora, con 1500 puntos en la dirección x , 5000 puntos en la dirección y y 75 niveles en la vertical y el parque se emplaza de forma tal que las turbinas quedan alineadas en relación al viento incidente, Figura 4.9. Esta configuración permite tener 5 km aguas arriba del parque y 15 km corriente abajo para observar la evolución de la estela. En los laterales una distancia de 15 diámetros de rotor separa el parque de los bordes del dominio.

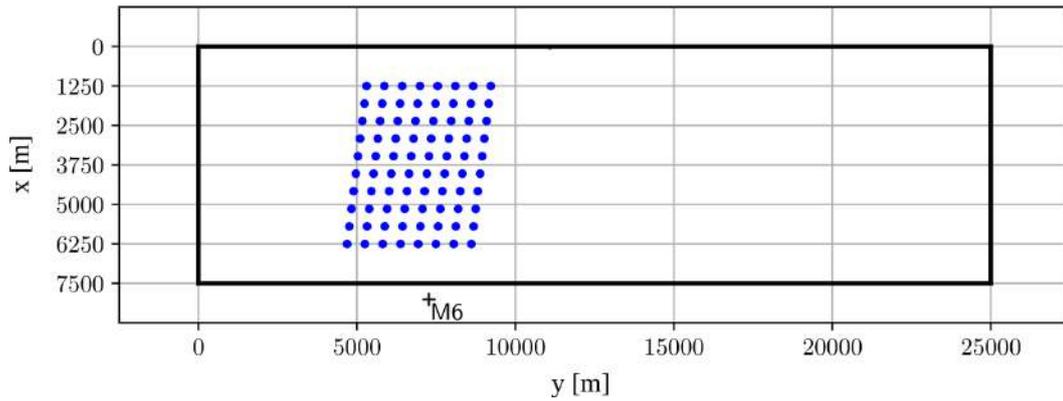


Figura 4.9: Dominio utilizado para la simulación de HR I con Meso-NH. Los puntos azules indican la ubicación de las turbinas y el rectángulo negro interior los límites del dominio. Nótese que el eje x representa la dirección Oeste-Este y el eje y la dirección Sur-Norte.

Las características de las aspas fueron definidas conforme a Hansen [40], mientras que la velocidad de rotación de las turbinas se obtuvo de lo reportado en Hasager *et al.* [43]. Esta información es necesaria para la caracterización de los aerogeneradores en el modelo del actuador lineal.

Luego de 30 minutos de simulación con el parque eólico, se estudiaron los campos resultantes de diferentes variables para analizar la interacción del parque eólico con la meteorología local. La Figura 4.10 muestra los planos de humedad relativa a 30 m y a 110 m sobre el nivel del mar. En ambas imágenes pueden observarse valores elevados de humedad relativa (97-98%) en los alrededores de parque. No obstante, se presentan diferencias en los niveles por debajo y por encima del área de barrido de los rotores dentro de la región de estela. En el nivel de 30 m, los valores de humedad relativa son menores que los del entorno, mientras que el comportamiento opuesto se evidencia en el nivel de 110 m, con mayores valores de HR. Esta configuración es consecuencia de los ascensos y descensos de masas de aire producidos por el patrón rotacional de los aerogeneradores operativos, y se pueden explicar analizando la relación de mezcla de vapor de agua y la temperatura potencial, Figuras 4.11 y 4.12. Un transporte de humedad es claramente observable dentro de la región de estela, donde se presenta un área con menor contenido de humedad respecto de su entorno en niveles bajos y una región con mayor contenido de humedad en los niveles superiores (Fig. 4.11). Por lo tanto, la mezcla inducida por las turbinas eólicas provoca una homogeneización vertical de la relación de mezcla del vapor de agua. Esta homogeneización también se evidencia para la temperatura potencial, Figura 4.12; al mostrarse en la región de estela que ésta se mantiene constante con la altura, debido a la mezcla producida por el accionar de las turbinas. Entonces, la

combinación produce dentro de la región de estela una masa de aire más cálida y con menor contenido de vapor de agua por debajo del parque y una masa de aire potencialmente más fría y con mayor contenido de vapor de agua por encima.

En estas figuras (Figuras 4.10 a 4.12), es también posible identificar el efecto de la espiral de Eckman, con una estela inclinada levemente hacia el oeste en los planos a 30 m de altura y, por el contrario, presentando una leve inclinación al este en los planos a 110 m.

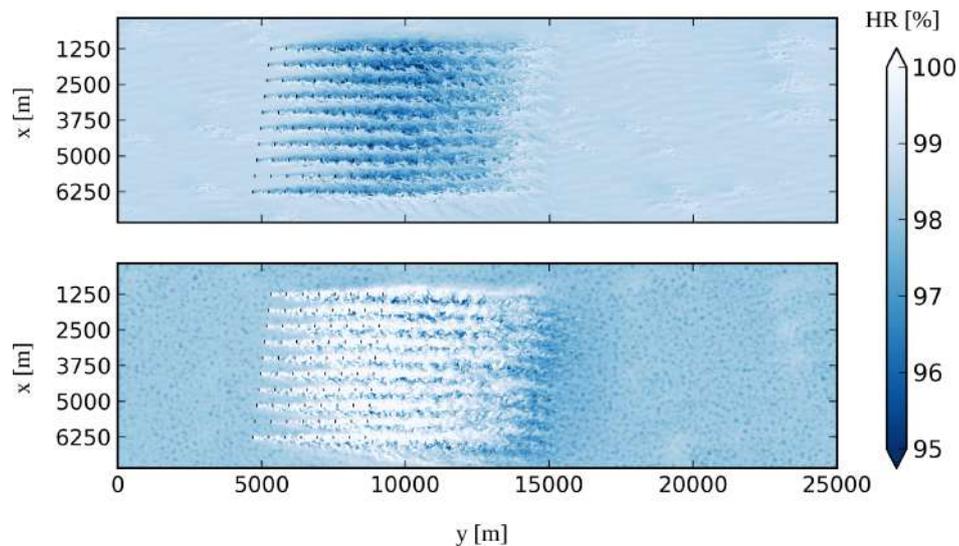


Figura 4.10: Corte transversal horizontal del campo de humedad relativa (HR) a 30 m de altura (arriba) y a 110 m sobre el nivel del mar (abajo). Los puntos negros indican la ubicación de los aerogeneradores. Imagen publicada en Joulin *et al.* [54].

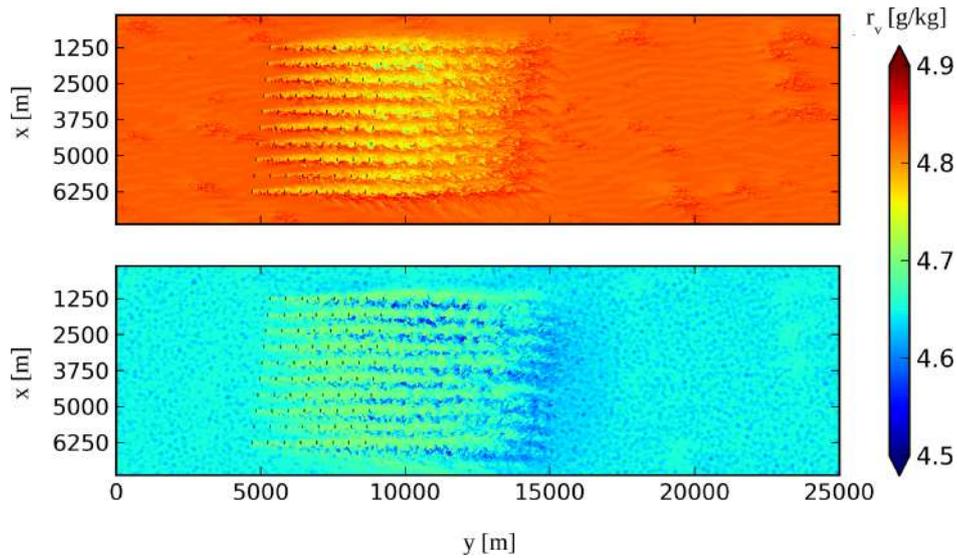


Figura 4.11: Corte transversal horizontal del campo de relación de mezcla de vapor de agua (r_v) a 30 m de altura (arriba) y a 110 m sobre el nivel del mar (abajo). Los puntos negros indican la ubicación de los aerogeneradores. Imagen publicada en Joulin *et al.* [54].

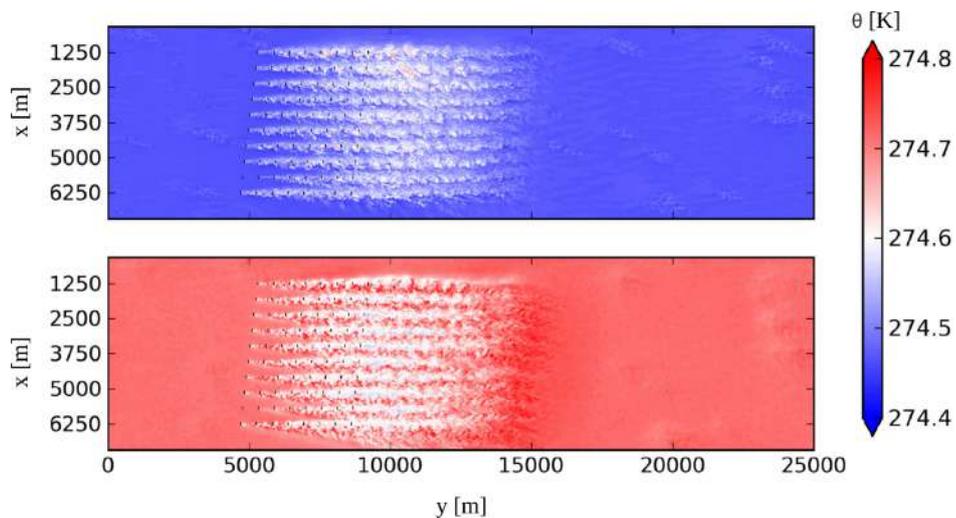


Figura 4.12: Corte transversal horizontal del campo de temperatura potencial (Θ) a 30 m de altura (arriba) y a 110 m sobre el nivel del mar (abajo). Los puntos negros indican la ubicación de los aerogeneradores. Imagen publicada en Joulin *et al.* [54].

Más allá de las variables evaluadas hasta aquí, interesaba ver también que ocurría con la nubosidad. En este sentido, la Figura 4.13 muestra un corte longitudinal vertical de la relación de mezcla de agua de nube (r_c) sobre la cuarta fila de turbinas de HR I. Al igual que en las fotografías, detrás de cada turbina puede observarse una nube de dos o tres diámetros de longitud por encima de la altura del rotor. Aguas abajo de estas nubes, también se distingue en las fotos un desprendimiento

de vórtices, y esto es reproducido por el modelo numérico. Luego, los torbellinos comienzan a interactuar con los aerogeneradores ubicados aguas abajo incrementando su tamaño, hasta que varias turbinas corriente abajo se establece una estructura más caótica en la nubosidad. No obstante, la simulación numérica no es capaz de representar la bruma sobre la superficie del mar que sí se evidencia en las fotografías.

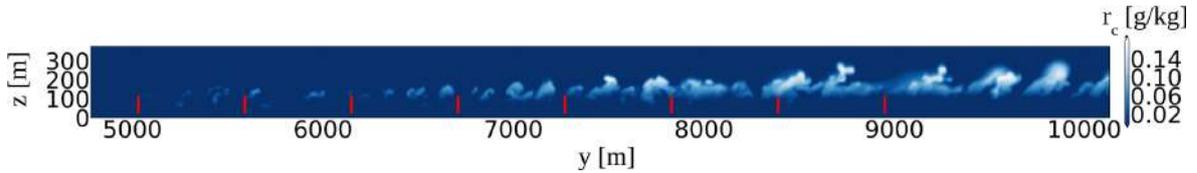


Figura 4.13: Corte longitudinal vertical del campo de relación de mezcla de agua de nube (r_c) sobre la cuarta fila de turbinas de HR I. Las líneas rojas indican la ubicación de los aerogeneradores.

La Figura 4.14 muestra una imagen sintética de la atmósfera, simulada con el código *htrdr Monte Carlo* de Villefranque *et al.* [123] utilizando los campos de temperatura, presión, contenido de agua líquida ($r_r + r_c$, contenido de agua de lluvia más contenido de agua de nube) y contenido de vapor de agua (r_v) generados en la simulación de Meso-NH. Para renderizar esta escena de nubes, una cámara virtual se colocó aproximadamente en la posición de la cámara de Christian Steiness cuando tomó la foto. Al comparar esta imagen con la fotografía (Figura superior 4.1) puede observarse una estructura nubosa similar, con “calles” de nubes sobre cada fila de turbinas, ensanchándose corriente abajo y con un marcado patrón helicoidal.



Figura 4.14: Imagen post-procesada de los contenidos de agua de nube simulados (ver Villefranque *et al.* [123]). Imagen publicada en Joulin *et al.* [54].

En base a estos resultados se mostró la capacidad de este sistema de modelo de actuador lineal acoplado al modelo atmosférico de mesoescala Meso-NH para

representar un fenómeno de interacción tan particular como el documentado en las fotografías de Horns Rev I. No obstante, uno de los mayores desafíos de esta simulación fue determinar las condiciones meteorológicas que dieron lugar a este evento. En este sentido, cabe mencionar que el fenómeno mostrado en la fotografías de Horns Rev 1 solo pudo ocurrir bajo un conjunto de condiciones atmosféricas específicas. De hecho, los estudios de sensibilidad realizados sin el parque eólico (no presentados) mostraron que pequeños cambios en el perfil vertical de temperatura podían conducir a la formación de una niebla en toda la capa o a la inhibición total de cualquier desarrollo nuboso.

Por lo tanto, este tipo de enfoque, que permite alcanzar un alto grado de detalle al trabajar en muy alta resolución, se presenta como apropiado para estudiar fenómenos de interacción específicos y de relativa corta duración y extensión espacial, principalmente debido al alto costo computacional requerido. La simulación de la fotografía de Horns Rev I, cuyo período consistió en 3 hs para la simulación precursora y 30 minutos para la simulación con el parque eólico, requirió un tiempo físico de simulación de 15 hs. para la primera y de 138 hs. para la segunda en un entorno paralelizado en 2500 núcleos. Es decir que el tiempo de simulación fue 43 veces mayor al período simulado.

Por su parte, para las aplicaciones de interés en mesoescala, como impactos de parques eólicos sobre el clima local o estudios de interacción entre parques, que requieren de períodos temporales y dominios más extensos, se considera más apropiado el uso del modelo WRF. Éste ha demostrado, tanto en este caso, como en las secciones anteriores, representar bien el problema en escalas mayores. Entonces, teniendo en cuenta esto, es que en las siguientes secciones, se utilizará el modelo regional WRF y las parametrizaciones de parques eólicos para estudiar la interacción entre los parques eólicos y las capas más bajas de la atmósfera.

4.2. Impacto del PER sobre su entorno

Como ya fuera mencionado, los parques eólicos pueden afectar la CLA al producir una reducción en la velocidad del viento y un aumento en la intensidad de la turbulencia. Esto, puede inducir variaciones en, por ejemplo la temperatura, la humedad y los flujos de calor en superficie, entre otras variables, debido a la promoción de la mezcla vertical entre el aire cercano a superficie y los niveles por encima del área de barrido de las turbinas.

En el Capítulo 1, Sección 1.2, se citaron diversos trabajos en los que se detectó y cuantificó, a través de simulaciones numéricas o mediciones in situ, el impacto de las turbinas eólicas en el clima local cerca de superficie. No obstante, la mayoría de estos estudios fueron realizados para parques eólicos emplazados, mayormente en Estados Unidos y Europa.

Debido al importante incremento de potencia instalada de energía eólica en la Argentina, más de un 400% en los últimos tres años, resulta de interés analizar estos potenciales impactos para los parques eólicos de la región. Es por esto, que en esta sección se propone estudiar el impacto de uno de los principales parques eólicos de gran escala y de mayor cantidad de años en operación en el país, el PER. Este impacto será analizado a través de los resultados de simulaciones numéricas realizadas con el modelo WRF empleando las tres parametrizaciones de parques eólicos descritas en el Capítulo 3 para este modelo, la WFP, la EWP y la IAWFP, con el objetivo de cuantificar las diferencias en las estelas generadas por el PER para los tres diferentes esquemas y las implicancias de éstas en los impactos, aguas abajo, sobre las capas más bajas de la atmósfera.

4.2.1. Configuración de las simulaciones de WRF

Para el estudio de impacto del PER, se planteó analizar la influencia del parque sobre su entorno para dos meses con condiciones de estabilidad bien diferentes. Para ello se seleccionó de forma arbitraria un mes de verano y un mes de invierno correspondientes al año 2016. Año previo a la expansión del PER y puesta en funcionamiento de 16 nuevos aerogeneradores correspondientes a la etapa 3. Los meses elegidos fueron los meses de enero y julio del año 2016, de ahora en adelante período de verano y de invierno, respectivamente.

Con el objetivo de captar con mayor precisión la dinámica del flujo de la estela y detectar las direcciones de viento más desfavorables dada la disposición de los aerogeneradores en el PER, se propuso trabajar con simulaciones en alta resolución, de acuerdo a lo evidenciado en el Capítulo 3. Para ello se utilizó una configura-

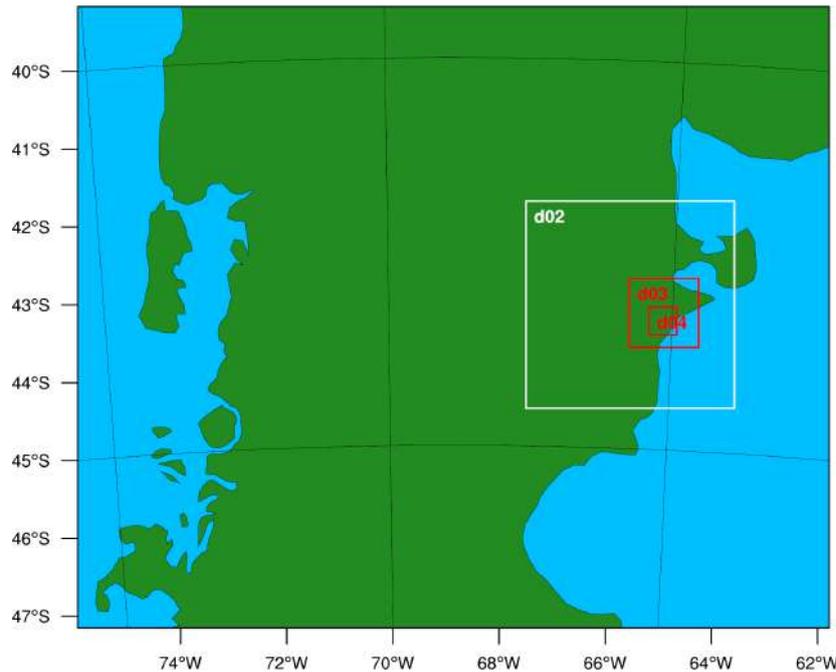


Figura 4.15: Dominios propuestos para las simulaciones del PER. Se trata de cuatro dominios anidados, d01, d02, d03 y d04, de 9 km, 3 km, 1 km y 333,33 m de resolución horizontal.

ción de 4 dominios anidados, con una resolución horizontal de 9 km, 3 km, 1 km y 333,3 m, respectivamente, y con el PER ubicado aproximadamente en el centro del dominio interior (Figura 4.15).

Respecto de la configuración del modelo utilizada, la misma fue similar a la establecida para las simulaciones de HR I (Tabla 4.1), a excepción de la cantidad de puntos en el dominio interior que se incrementó a 151 x 151 puntos, de forma tal de cubrir un área de 25 km de radio alrededor del PER. Para representar la presencia del PER en las simulaciones se utilizaron las parametrizaciones de parques eólicos WFP, IAWFP y EWP, con el objetivo de realizar comparaciones entre ellas. Y para poder cuantificar los impactos producidos por el parque, se incorporó una cuarta simulación que omitía la presencia del PER (simulación *No-WT*), de forma tal de poder evaluar el comportamiento de las distintas variables meteorológicas bajo la influencia del PER y sin considerar la presencia de éste.

Las simulaciones de los dos meses se realizaron en segmentos de seis días, descartando el primer día de cada simulación como *spin-up* del modelo. Se eligió trabajar con reinicializaciones cada 6 días en base a las recomendaciones de los trabajos de Lo *et al.* [65] y Witha *et al.* [130], en los que también se emplearon técnicas de *nudging* para evitar que el modelo regional se alejara de los patrones climáticos de gran escala. Cabe destacar que debido a lo que se cree, un error en la información

provista por los campos de reanálisis ERA5 (utilizados como condiciones iniciales y de borde), uno de estos segmentos para el período de verano tuvo que ser descartado y luego, para que quedaran la misma cantidad de días en el período de verano y en el período de invierno fue descartado también un segmento de este último. De ésta forma se terminaron simulando 25 días para cada uno de los períodos y para cada una de las tres parametrizaciones de parques eólicos y el experimento sin el PER.

4.2.2. Caracterización del viento y la estabilidad

Debido a que la longitud y direccionalidad de las estelas se encuentra condicionada principalmente por la intensidad y dirección del viento y por las condiciones de estabilidad en el entorno de un parque eólico, como una primera aproximación al análisis del impacto producido por el PER se realizó una caracterización de estas variables para los dos períodos simulados. Para este análisis se utilizaron los resultados de las simulaciones *No_WT*, sin el PER, y se seleccionó el punto de grilla más cercano a lo que se correspondería con el centro del parque. Al utilizar estas simulaciones se garantiza que las variables no se encuentran afectadas por las circulaciones y procesos propios del parque, y lo que se evalúa son las condiciones presentes en el flujo libre. Flujo al que luego, en las otras simulaciones, estará expuesto el PER.

Las Figuras 4.16 a 4.18 muestran, para el punto seleccionado, las rosas de viento, las distribuciones de frecuencia del viento con sus respectivos ajustes de la curva de probabilidad Weibull y las frecuencias de ocurrencia de cada uno de los regímenes de estabilidad, tanto para el período de verano como de invierno. La estimación de la estabilidad fue realizada de la misma forma que en el Capítulo 2, utilizando como clasificador el valor de RiB y considerando la capa comprendida entre la superficie y la altura de góndola.

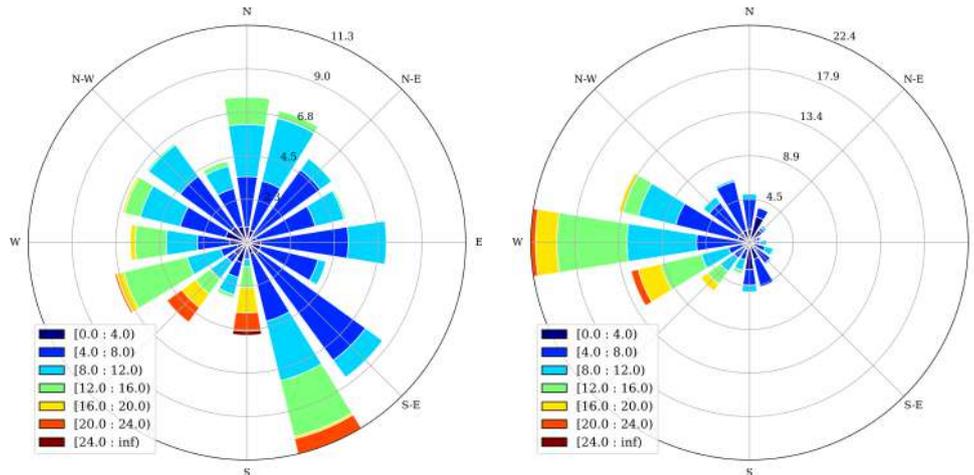


Figura 4.16: Rosas de los vientos, obtenidas de las simulaciones *No_WT*, para los períodos de verano (izquierda) e invierno (derecha).

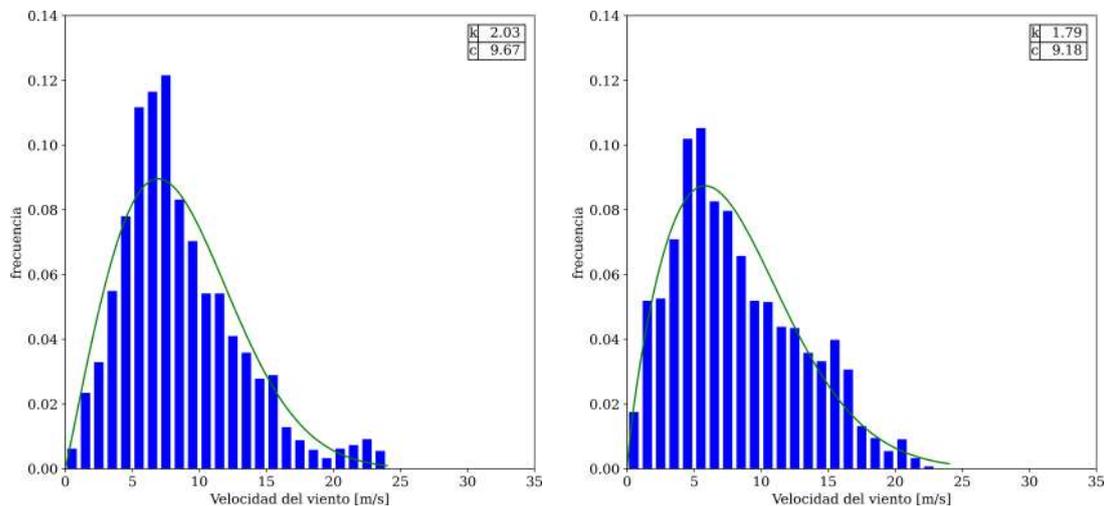


Figura 4.17: Distribuciones de frecuencias de vientos, obtenidas de las simulaciones *No_WT*, para los períodos de verano (izquierda) e invierno (derecha). Las gráficas también muestran los ajustes de las curvas de distribución Weibull con sus respectivos parámetros.

	Obs	Verano	Invierno
k	2,22	2,03	1,79
c	8,56	9,67	9,18

Tabla 4.2: Parámetros de ajuste de la curva de probabilidad Weibull, para las observaciones (Figura 2.9) y resultante de las simulaciones para los períodos de verano e invierno.

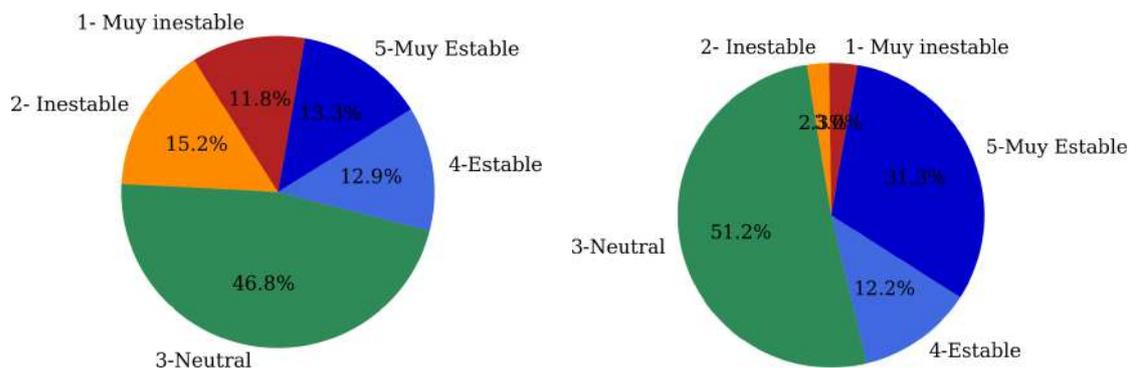


Figura 4.18: Porcentajes de ocurrencia de cada uno de los 5 regímenes de estabildades, obtenidos de las simulaciones *No_WT*, para los períodos de verano (izquierda) e invierno (derecha).

La Figura 4.16 evidencia una marcada preponderancia de vientos del sector oeste para el período de invierno, mientras que para el período de verano la dirección del viento presenta mayor variabilidad con frecuencias por encima del 5% para casi todas las direcciones consideradas. No obstante se observa que la dirección SSE es la que reporta la mayor frecuencia de ocurrencia.

En lo que respecta a la intensidad del viento, de la Figura 4.17 se desprende que los vientos más frecuentes se encuentran en el rango de los 5 a los 9 *m/s* para ambos períodos. No obstante mientras el período de verano reporta una mayor frecuencia de ocurrencia para vientos entre 6 y 8 *m/s* y por encima de 21 *m/s*, el período de invierno evidencia un mayor número de intensidades de viento en el entorno de los 15 *m/s*. Las velocidades medias del viento son de 8,5 *m/s* para el período de verano y de 8,2 *m/s* para el período de invierno. A modo de referencia la Tabla 4.2 muestra los valores de los parámetros de ajuste de las curvas de probabilidad Weibull resultantes de las observaciones para el período de Enero 2012 - Abril 2018 (Figura 2.9) y los obtenidos de las simulaciones para los períodos de verano e invierno contemplados en este estudio.

La estabilidad para cada uno de los períodos, Figura 4.18, como era de esperar, muestra una mayor frecuencia de ocurrencia de regímenes estables para el período de invierno con un porcentaje de 43,5%, mientras que para el verano la fre-

cuencia se reduce a 26,2% y aumenta el número de casos con condiciones inestables, pasando de sólo un 5,3% en invierno a un 27% en verano. En ambos períodos las condiciones neutrales representan aproximadamente el 50% de los casos, es decir, que alrededor de la mitad del tiempo se registran estratificaciones neutrales.

4.2.3. Análisis del impacto producido por el PER

En esta subsección a través del análisis de distintas variables atmosféricas se busca evaluar el impacto del PER sobre su entorno; y la magnitud y signo que este impacto presenta según sea la parametrización de parques eólicos utilizada.

Impacto en las condiciones del flujo

Como primera medida se propone evaluar el comportamiento y alcance de las regiones de estelas producidas por el PER para ambos períodos. En este sentido, la extensión e intensidad del área de la estela del parque eólico se determina en cada período de 10 minutos a través de la relación de velocidades del viento (u/u_{ref}) a la altura de góndola. Definiendo a la relación de velocidades como el cociente entre el valor de la intensidad del viento resultante de las simulaciones con las distintas parametrizaciones de parques eólicos sobre las simulaciones que no consideran la presencia de este; y a su valor medio como el promedio del conjunto de cocientes diezminutales para cada punto de grilla, ecuación 4.1.

$$\frac{u}{u_{ref}} = media \left(\frac{Vel_{param(x,y,z,t)}}{Vel_{No-WT(x,y,z,t)}} \right) \quad (4.1)$$

donde *param* será EWP, WFP ó IAWFP, según sea la parametrización considerada y *z* el nivel del modelo más cercano a la altura de góndola.

La Figura 4.19 muestra los valores medios de u/u_{ref} a la altura de góndola resultantes de cada una de las parametrizaciones y para cada uno de los períodos simulados. Un acercamiento de estas imágenes restringidas al área delimitada por el cuadrado entrecortado exhibido en el panel inferior derecho de la Figura 4.19 puede observarse en la Figura 4.20. En estas figuras puede observarse que debido a la gran variabilidad de la dirección del viento para el período de verano, en términos medios, la región donde la intensidad del viento presenta una diferencia mayor al 5% respecto del flujo libre queda restringida al área delimitada por el PER. Por el contrario, para el período de invierno se evidencia, que esta región presenta una extensión hacia el este del PER, lo que se corresponde con la marcada persistencia de la componente oeste en la dirección del viento para este período. Por otro lado, de estas figuras también se desprende que la EWP es la parametrización que exhibe

las estelas menos intensas y menos prolongadas, mientras que la IAWFP muestra las estelas de mayor intensidad. Respecto de su longitud, en términos medios, no se observan grandes diferencias entre la WFP y la IAWFP, aunque esta última pareciera observarse levemente más extensa.

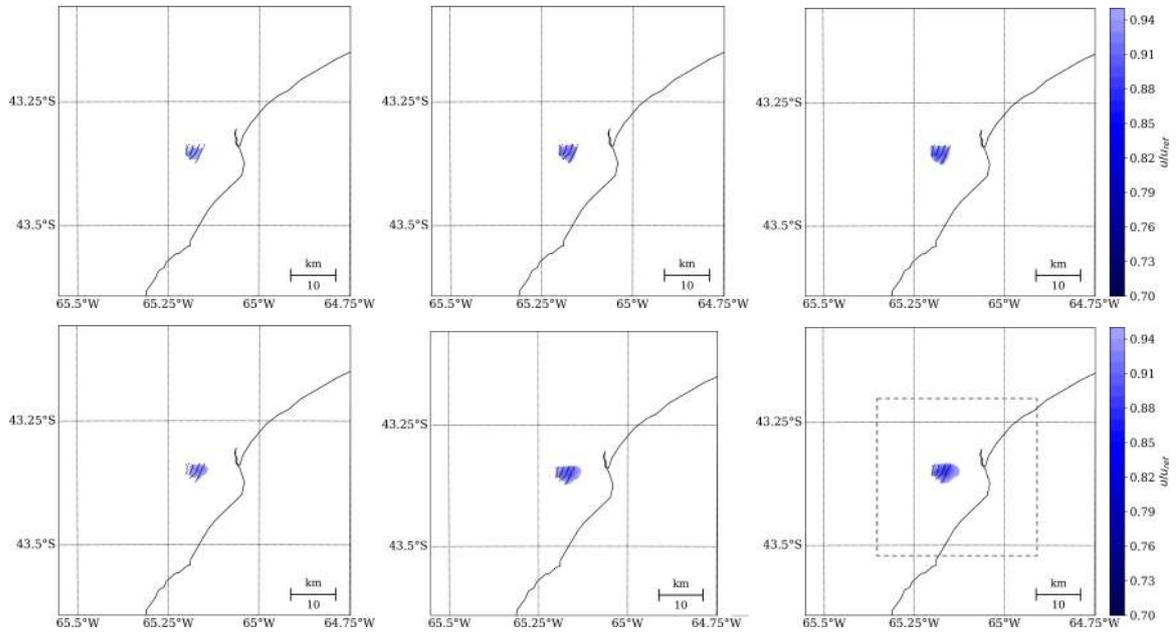


Figura 4.19: Valores medios de u/u_{ref} para los períodos de verano (arriba) e invierno (abajo) y para las distintas parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWFP (derecha). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER. El valor de corte en el sombreado corresponde a 0,95.

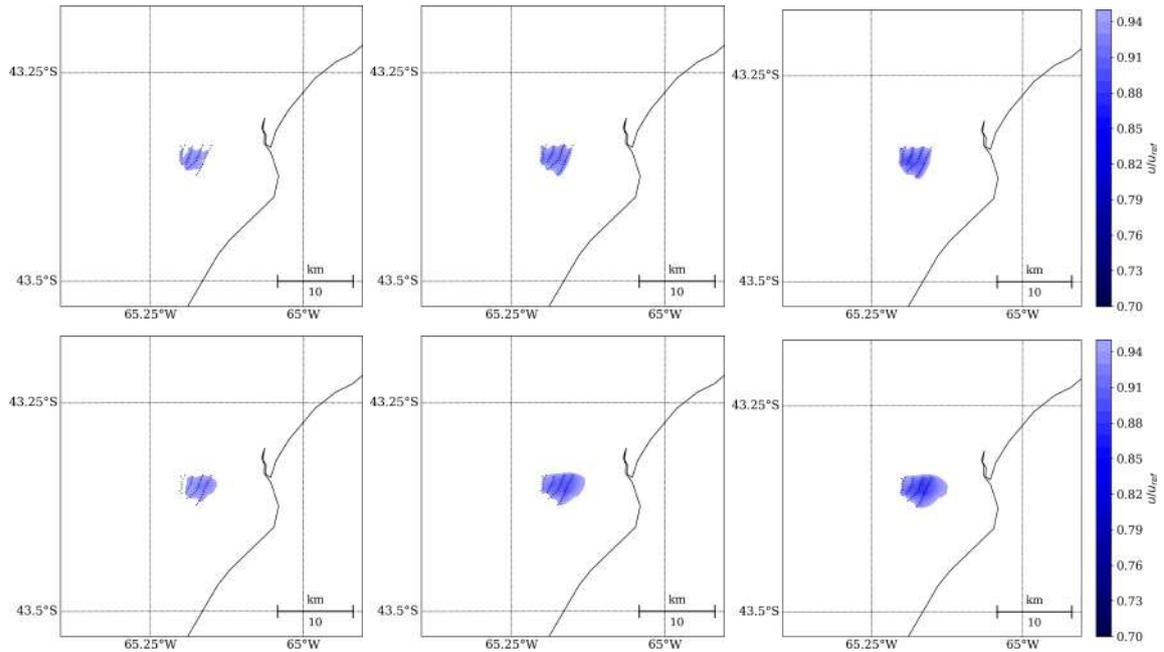


Figura 4.20: Idem Figura 4.19 con un acercamiento en torno al cuadrado de líneas de trazos.

Por otro lado, se evaluó también el comportamiento de las estelas para determinados tiempos puntuales. En este sentido, la Figura 4.21 muestra las regiones de u/u_{ref} para tres tiempos donde las estelas presentan direcciones diferentes. En todos los casos se observa que la IAWFP es la parametrización que impone mayores diferencias respecto del flujo libre mientras que la EWP es la que muestra menores apartamientos. Por otro lado, en relación a la extensión de la región de estela puede observarse que la IAWFP es la que muestra estelas levemente más prolongadas como consecuencia de ser la parametrización que impone mayores déficits. Esto se puede apreciar con un poco más de claridad al analizar las imágenes correspondientes al día 1° de julio (panel central), donde existe una diferencia de aproximadamente 2 *km* en la extensión de la estela para la IAWFP respecto de la EWP. En relación a las imágenes mostradas para el día 11 de enero (panel superior), se observan para todas las parametrizaciones estelas que alcanzan longitudes superiores a los 20 *km*. Cabe destacar, que para otros períodos evaluados (no mostrados) se evidenciaron estelas que alcanzaron el límite del dominio de simulación con marcada intensidad, lo que sugiere la existencia de estelas producidas por el PER con extensiones superiores a los 25 *km*. Por último, en el panel inferior, correspondiente al día 23 de julio, se observan estelas desplazándose hacia el NNE con la particularidad de que éstas presentan una bifurcación en su cola, esto se produce como consecuencia de una interacción de las turbinas de las primera y segunda fila por un lado y de parte de las turbinas de la tercera fila y los aerogeneradores de la cuarta fila por el

otro. A raíz de la curvatura que presenta la tercera fila en su extremo inferior, las primeras turbinas no quedan alineadas con el viento incidente y por eso se produce una región de menor déficit en el centro del parque. Es importante destacar que esto es posible de observar debido a la alta resolución empleada en las simulaciones, que permite representar la disposición de los aerogeneradores de forma más realista y por lo tanto describir de forma más detallada las circulaciones resultantes de su distribución.

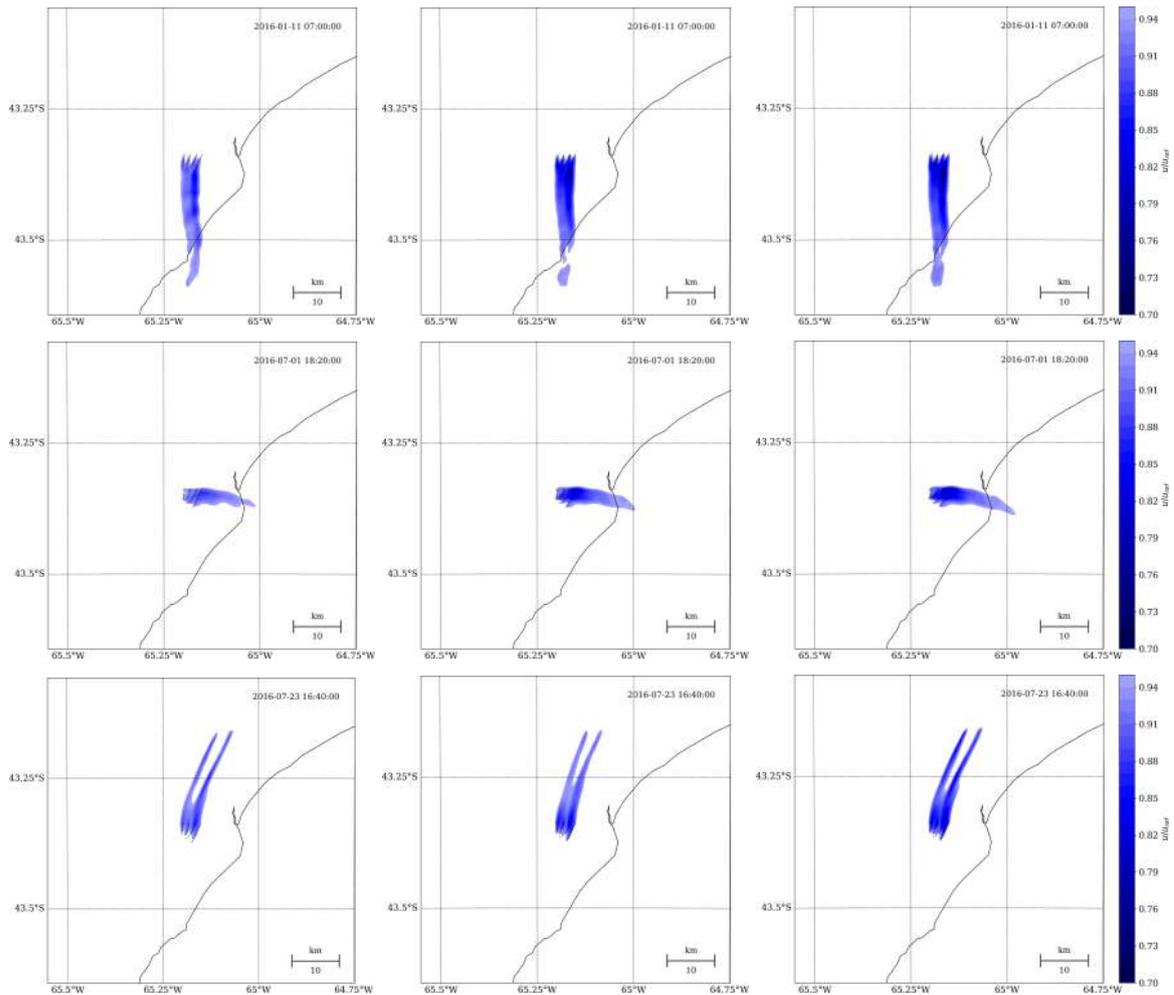


Figura 4.21: Relación de velocidades del viento (u/u_{ref}) para las 3 parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWFP (derecha), para las 07 UTC del día 11 de enero, las 18.20 UTC del día 1° de julio y las 16.40 UTC del día 23 de julio, de arriba abajo. Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

Para ilustrar mejor las diferencias en las características de las estelas dentro del PER y su propagación y recuperación aguas abajo del mismo, para cada una de las parametrizaciones, se estimaron los perfiles verticales de déficit de velocidad para distintos puntos dentro del parque y aguas abajo del mismo. Esto se realizó para

un día particular en el que el viento presentó una marcada componente oeste a lo largo de todo el período, permitiendo así obtener valores medios altos de déficit de velocidad a lo largo de toda la transecta seleccionada. La Figura 4.22 muestra las regiones de estela para ese día y para cada una de las parametrizaciones, y la ubicación de los siete puntos (p_0, \dots, p_6) a lo largo de la transecta elegidos para calcular los diferentes perfiles verticales. En ella se observa que los tres primeros puntos, analizando de oeste a este, se encuentran dentro del PER y los puntos restantes aguas abajo del mismo. Para todas las parametrizaciones, se evidencia que el último punto se encuentra por fuera de la región donde la relación de velocidades media es superior al 5% y para el caso de la EWP el punto previo también se ubica por fuera de esta región.

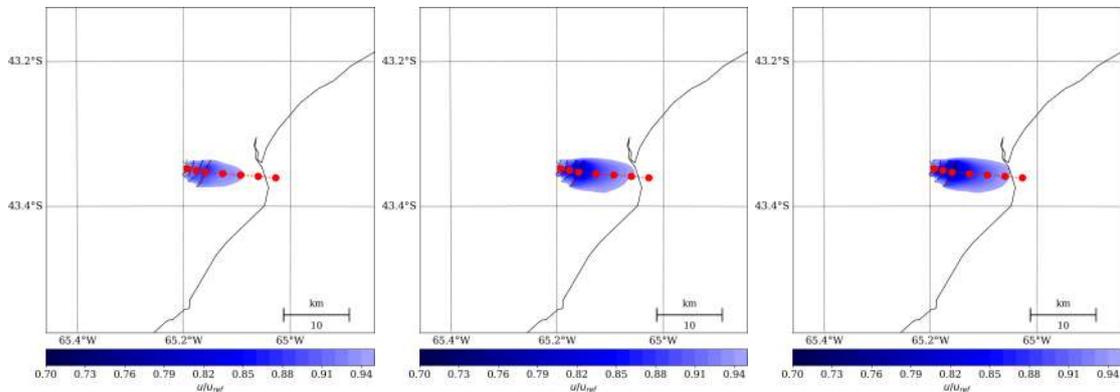


Figura 4.22: Relación de velocidades media para las 3 parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWFP (derecha), para el día 11 de julio. Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER y los puntos rojos las celdas seleccionadas para estimar los perfiles verticales de déficit de velocidad dentro del PER y corriente abajo del mismo.

Para tener una primera idea de cómo son los perfiles verticales del viento en la región de estela, la Figura 4.23 presenta los perfiles verticales medios del viento, para el día 11 de julio, para 3 de esos 7 puntos, resultantes de cada una de las parametrizaciones y también de las simulaciones sin el PER. Los puntos evaluados se corresponden con los dos últimos puntos dentro del área del PER (p_1 y p_2) y el anteúltimo punto evaluado, el p_5 . En estas figuras puede observarse que los perfiles resultantes de todas las parametrizaciones presentan un mayor apartamiento del perfil de referencia (*No_WT*) en los niveles intersecados por el área de barrido del rotor. No obstante, la EWP también muestra ciertas diferencias en los niveles más cercanos a superficie. Por otro lado, también puede observarse que mientras los perfiles resultantes de la WFP y de la IAWFP presentan una marcada curvatura en la región de la turbina, la EWP muestra una pendiente más suave. Finalmen-

te, en el último punto evaluado, se muestra que esa curvatura desaparece y que el comportamiento de todas las parametrizaciones presenta mayores similitudes entre sí, sugiriendo una mayor semejanza entre parametrizaciones en la región de estela lejana.

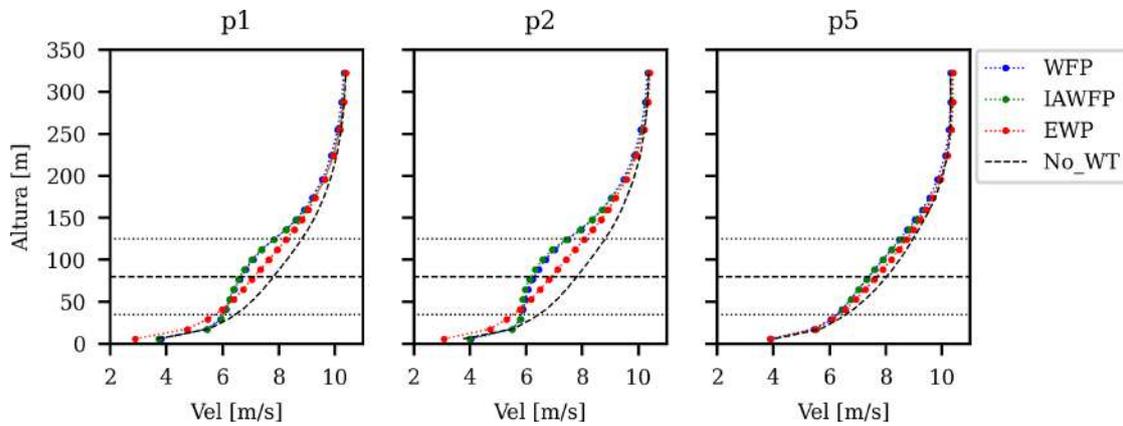


Figura 4.23: Perfiles verticales medios del viento, para tres puntos (p_1 , p_2 y p_5) ubicados sobre la transecta representada en la Figura 4.22. Las líneas punteadas horizontales representan los límites superior e inferior correspondientes al área de barrido del rotor, mientras que la línea entrecortada indica la ubicación aproximada de las góndolas en el PER (80 m).

Luego con el objetivo de evaluar con mayor nivel de detalle las diferencias observadas para cada una de las parametrizaciones, se procede al análisis de los déficits de intensidad del viento. Para este análisis se utilizan pares de perfiles verticales de velocidad para calcular los déficits de velocidad, definidos en términos de magnitud, es decir $\Delta Vel = Vel_{param(x,y,z,t)} - Vel_{No_WT(x,y,z,t)}$. La muestra de datos resultante se utiliza para calcular la mediana y el rango intercuartil de los valores de déficit de velocidad individuales en cada posición x , y , z . La Figura 4.24 muestra los resultados para cada uno de los siete puntos analizados. Lo primero que se observa es que la EWP a diferencia de las otras dos parametrizaciones impone un importante déficit en los niveles por debajo de la turbina para las celdas que se encuentran dentro del parque eólico. Por el contrario, tanto la IAWFP como la WFP, en estos niveles reportan déficits de velocidad positivos, lo que implica un incremento en la velocidad del viento en los niveles cercanos a superficie como consecuencia de la presencia de los aerogeneradores. Esto es consistente con lo observado en los trabajos de Pryor *et al.* [89] y Shepherd *et al.* [105], donde para dos parques eólicos *onshore* también fue evidenciado este comportamiento. En estos trabajos se concluye que estas diferencias se deben a las distintas formulaciones físicas de cada una de las parametrizaciones y específicamente al tratamiento que se le da a la expansión de la estela de subgrilla en la EWP. Este efecto es menos pronunciado en las celdas

ubicadas corriente abajo. Por otro lado, otra diferencia que se observa respecto de las parametrizaciones es que mientras la EWP impone el mayor déficit en el nivel más cercano a la altura de góndola, la IAWFP y la WFP lo presentan desplazado hacia arriba. Esto nuevamente tiene que ver con la formulación de cada una de las parametrizaciones y en particular con la forma en que se aplica el arrastre en la coordenada vertical en la WFP y consecuentemente en la IAWFP.

Luego se observa, en todos los puntos evaluados, y para todos los niveles intersecados por la turbina, que el déficit de velocidad impuesto tanto por la IAWFP como por la WFP es superior al reportado por la EWP, y que la IAWFP presenta déficits levemente mayores a la WFP. Todo esto es consistente con lo que se observaba al analizar la intensidad y extensión de las estelas en las figuras anteriores. Para el punto p_2 , que se corresponde con el final del PER, se exhiben los mayores déficits. La IAWFP reporta valores máximos en el entorno de los -2 m/s mientras que la EWP presenta valores de -1 m/s. Más allá del parque los déficits comienzan a reducirse punto a punto, alcanzando valores muy cercanos a cero para el último punto evaluado.

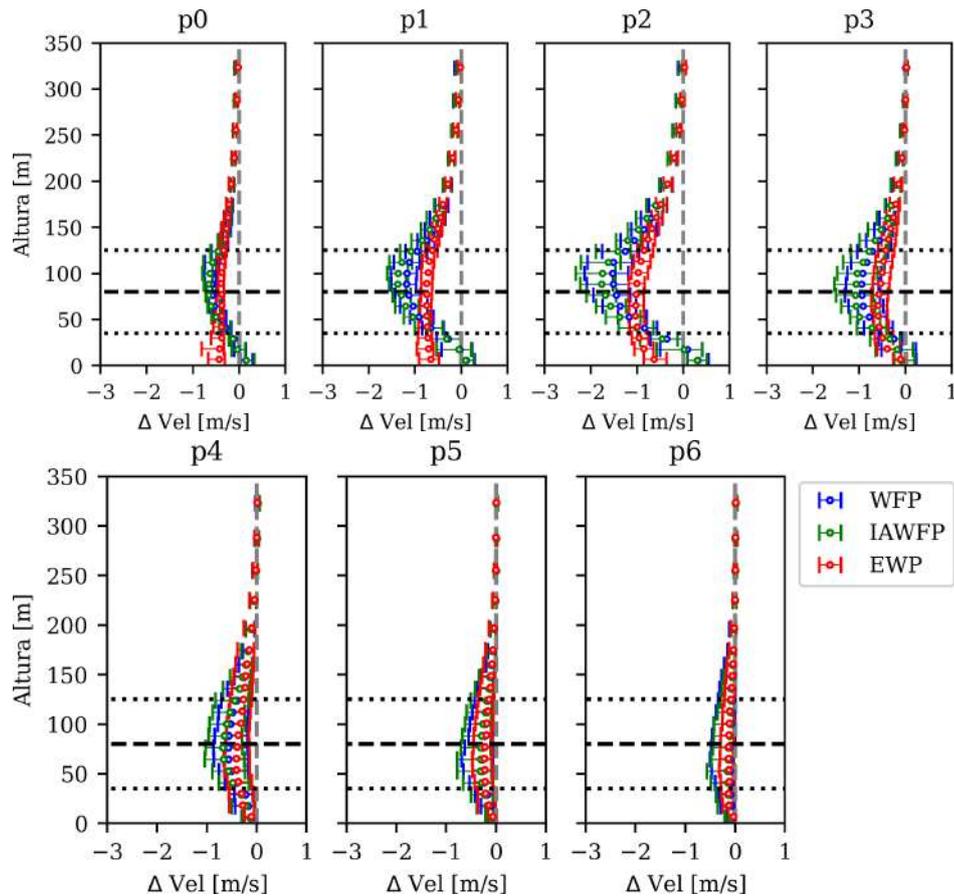


Figura 4.24: Perfiles verticales de la mediana y del rango intercuartil de los déficit velocidad ΔVel , para siete puntos $p_i(i=0,\dots,6)$ ubicados de oeste a este sobre la transecta representada en la Figura 4.22. Las líneas punteadas horizontales representan los límites superior e inferior correspondientes al área de barrido del rotor, mientras que la línea entrecortada indica la ubicación aproximada de las góndolas en el PER (80 m).

Por último, con el objetivo de evaluar el comportamiento de las estelas bajo las distintas condiciones de estabilidad atmosférica, se calcularon las relaciones de velocidad (u/u_{ref}) medias correspondientes a cada una de las tres estabildades (inestable, estable y neutral), para las 3 parametrizaciones y para los períodos de verano e invierno, Figuras 4.25 y 4.26, respectivamente. La condición de estabilidad fue determinada utilizando como clasificador el valor de RiB estimado a partir de las simulaciones sin el PER.

En ambos períodos puede observarse que las regiones de u/u_{ref} presentan mayor extensión cuando la capa cercana a superficie se encuentra bajo condiciones estables. Por el contrario para situaciones de inestabilidad, donde se ve favorecida la mezcla vertical, las estelas tienden a disiparse más rápidamente y es por esto que para estos casos se observan regiones de u/u_{ref} sumamente débiles y acotadas, ó incluso, como lo es para el caso del período de invierno inexistentes. Esto último

esta más relacionado con la poca cantidad de casos inestables registrados para este período (Figura 4.18), con probablemente diferentes direcciones de estela, que al ser promediadas por punto de grilla tienden a suavizarse sus impactos. Finalmente, se observa que las regiones de estela resultantes para las condiciones de estabilidad neutral son las que más se asemejan a las obtenidas al evaluar los valores medios de los dos períodos (Figura 4.19). Esto es debido a que los casos neutrales son los que mayor frecuencia de ocurrencia presentan para ambos períodos.

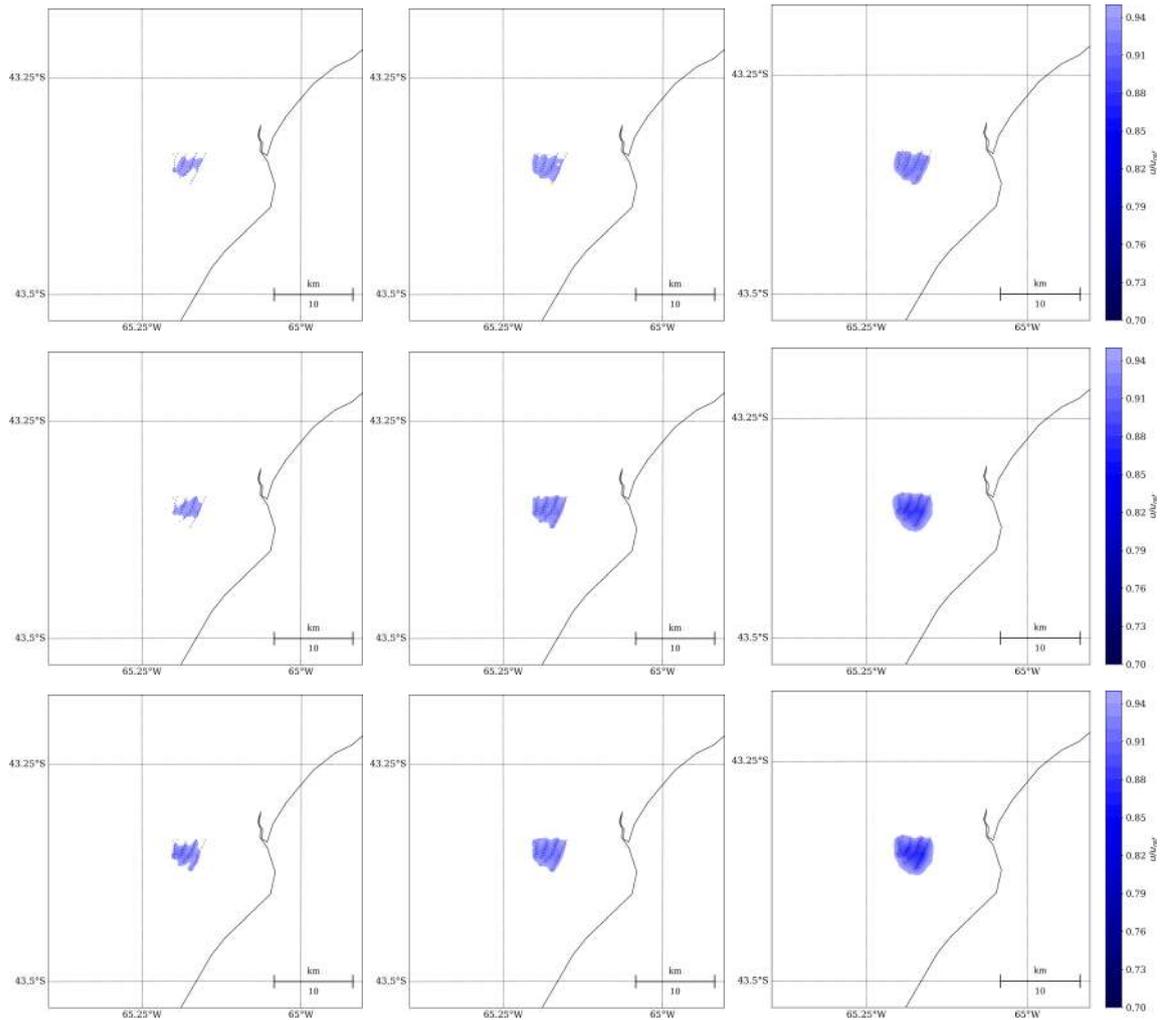


Figura 4.25: Valores medios de u/u_{ref} para el período de verano para cada condición de estabilidad, inestable (izquierda), neutral (centro) y estable (derecha) y para cada una de las 3 parametrizaciones de parques eólicos, EWP (arriba), WFP (centro) e IAWFP (abajo). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

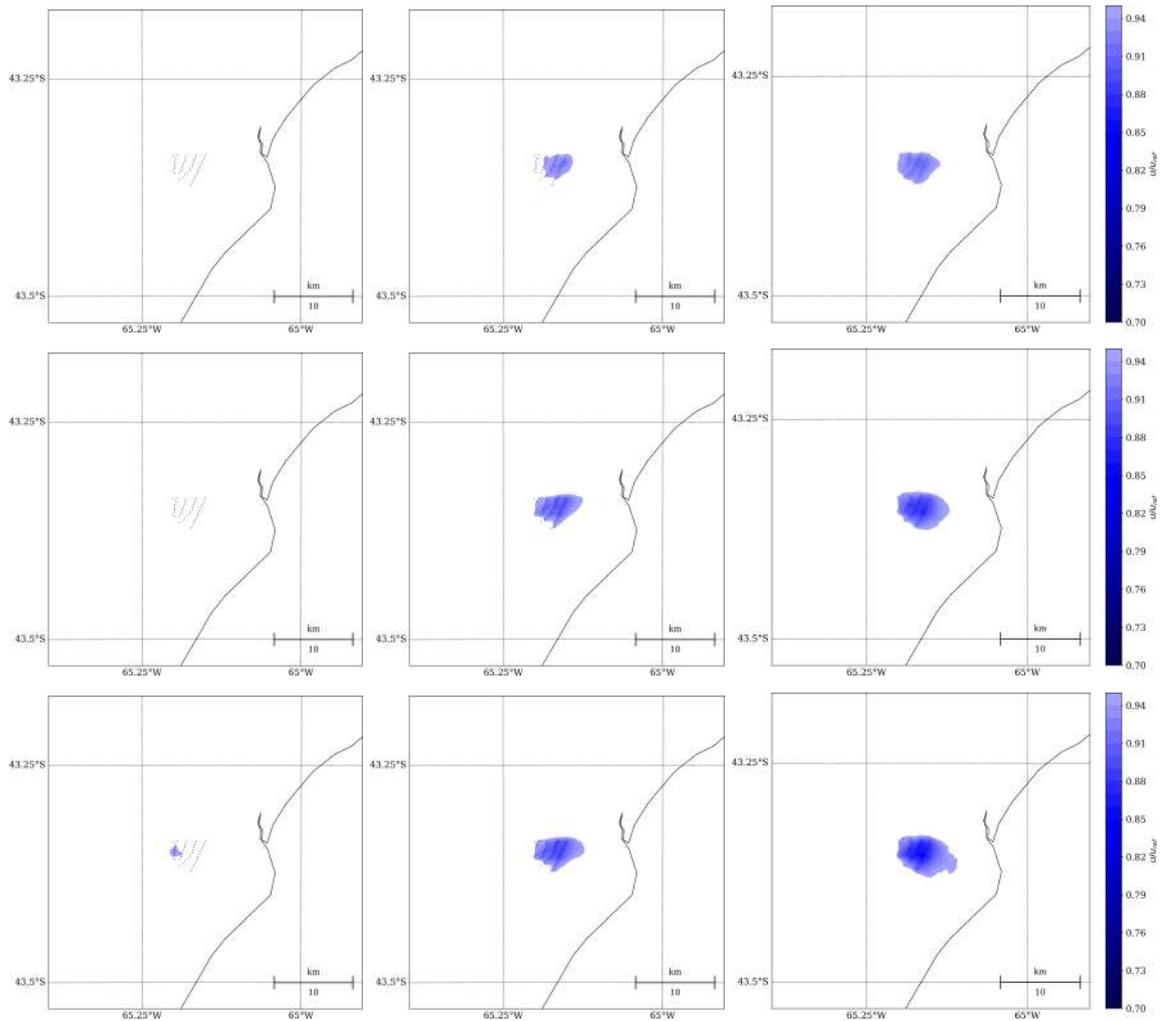


Figura 4.26: Valores medios de u/u_{ref} para el período de invierno para cada condición de estabilidad, inestable (izquierda), neutral (centro) y estable (derecha) y para cada una de las 3 parametrizaciones de parques eólicos, EWP (arriba), WFP (centro) e IAWFP (abajo). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

Impacto sobre variables atmosféricas cercanas a superficie

Más allá del impacto sobre las condiciones del flujo, interesaba evaluar también el potencial impacto del PER sobre algunas variables atmosféricas cercanas a superficie, debido a que como fuera mencionado previamente, distintos trabajos realizados tanto a través de simulaciones numéricas como mediciones *in situ* reportaron impactos de parques eólicos sobre variables como la temperatura y humedad cercana a superficie, así como también modificaciones en los flujos de calor superficiales.

En este sentido, se calcularon las diferencias medias entre las variables resultantes de cada una de las parametrizaciones y las simulaciones sin el PER, para

la temperatura a 2 m de altura y los flujos de calor sensible y latente en superficie, tanto para el período de verano como de invierno.

La Figura 4.27 muestra los resultados para las diferencias de temperatura a 2 m sobre el nivel del suelo. Lo primero que puede observarse en esta figura es que los impactos de las turbinas eólicas en el PER sobre la temperatura local y regional, para los tres esquemas evaluados son modestos, con valores medios que no superan los 0,2°C. Tanto la WFP como la IAWFP muestran que las temperaturas en y cerca del PER tienden en promedio a ser más cálidas que para el caso en el que no se considera la presencia del parque; lo contrario ocurre para la EWP donde se observa un enfriamiento en el PER y aguas abajo del mismo. Esto es consistente con el trabajo de Shepherd *et al.* [105] donde se evidencia el mismo comportamiento sobre la temperatura cerca de superficie para la WFP y la EWP, al analizar el impacto de una serie de parques eólicos *onshore* en el centro de Estados Unidos. Una posible explicación a esto podría desprenderse de Xia *et al.* [134]. En este trabajo se evalúan los procesos físicos que conducen al aumento observado y simulado de la temperatura en superficie sobre un parque eólico y al enfriamiento resultante de las simulaciones aguas abajo del mismo; demostrando que la fuente de TKE de la WFP es la responsable de la señal de calentamiento en superficie mientras que la componente relacionada al sumidero de cantidad de movimiento es la responsable de la disminución de la temperatura en superficie, y que mientras que en las celdas que contienen turbinas eólicas y en los alrededores de éstas domina el primer efecto, aguas abajo del parque domina el segundo. Cabe destacar que este análisis se realizó para horas de la noche en el mencionado trabajo, es decir con condiciones de mayor estabilidad. Y es por esto que este patrón se observa con mayor claridad para el período de invierno, dominado por una mayor ocurrencia de estratificaciones estables. Por el contrario, debido a que la EWP no impone ninguna fuente de TKE, sino que considera que cualquier TKE adicional resultante de la acción de las turbinas se deriva únicamente de la producción por cortante, no se observa ningún calentamiento y pareciera dominar el enfriamiento debido al sumidero de cantidad de movimiento.

Si bien este patrón de calentamiento sobre el parque y enfriamiento aguas abajo del mismo, es consistente con lo evidenciado en otros trabajo en los que se empleó la WFP [117, 128], la señal de calentamiento sí fue reportada en estudios con mediciones in situ o utilizando información satelital como Roy y Traiteur [98] y Xia *et al.* [133], mientras que la señal de enfriamiento corriente abajo del parque no fue evidenciada en estudios observacionales.

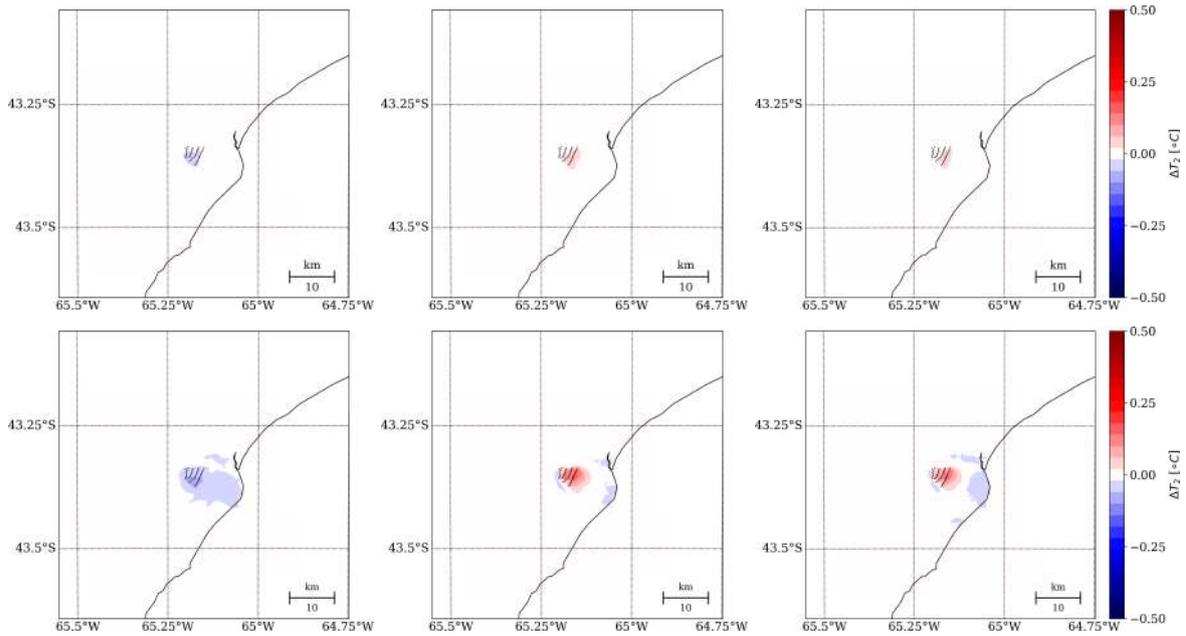


Figura 4.27: Diferencias medias de temperatura a 2 m para los períodos de verano (arriba) e invierno (abajo) y para las distintas parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWFP (derecha). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

Para ilustrar el comportamiento de los cambios de temperatura en la vertical dentro del parque, la Figura 4.28 muestra la evolución temporal de los perfiles verticales de cambios de temperatura inducidos por el PER para el día 11 de julio sobre el punto p1 (ubicado en el centro del PER) de la transecta representada en la Figura 4.22, para las tres parametrizaciones. En ella puede observarse que durante la noche la WFP y la IAWFP inducen calentamientos a la altura de góndola y por debajo de esta mientras que por encima se evidencian enfriamientos. Alrededor de las 10 de la mañana hora local (13 UTC) se comienza a desarrollar la capa de mezcla diurna que rompe con esta estructura y como consecuencia de la turbulencia de origen térmico se homogeneizan las diferencias de temperatura en la vertical. A partir de las 6 de la tarde hora local (21 UTC), el enfriamiento radiativo en superficie da lugar a condiciones más estables cerca de superficie y se vuelven a evidenciar calentamientos en los niveles más bajos. Por su parte, la EWP induce cambios más moderados con regiones también de menor temperatura por encima de la altura de góndola pero de menor magnitud y algunas regiones de calentamiento pero también de enfriamiento en los niveles más cercanos a superficie.

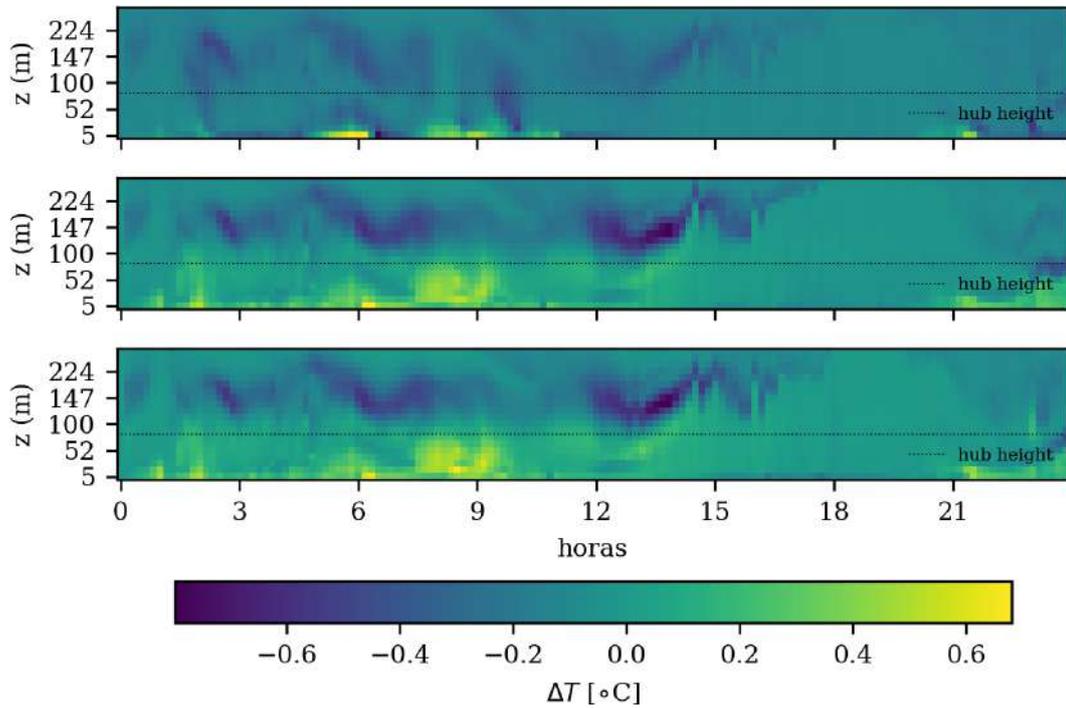


Figura 4.28: Evolución temporal del perfil vertical de diferencias en la temperatura, para el día 11 de julio sobre el punto p1 y para las distintas parametrizaciones de parques eólicos, EWP (arriba), WFP (centro) e IAWFP (abajo). La línea punteada indica la altura de góndola en el PER. Las horas se encuentran reportadas en horario UTC.

Para tener una idea más clara del comportamiento de la temperatura en la vertical durante el día y la noche, se calcularon los perfiles medios verticales de temperatura, y de diferencias de temperatura, para los períodos de 3 a 9 UTC (noche) y de 15 a 21 UTC (día) para el mismo punto (p1), Figuras 4.29. Tal como era de esperar, mientras que para el período nocturno se observa una clara inversión térmica en superficie, seguido de un aumento menos pronunciado de la temperatura con la altura en la región correspondiente al área de barrido del rotor y por encima de ésta, para el período diurno se evidencia un sostenido descenso de la temperatura con la altura. En relación al comportamiento de los perfiles de temperatura para cada una de las parametrizaciones, puede observarse que para el período diurno éstas parecieran no presentar apartamientos respecto del perfil asociado a la simulación sin el PER, en cambio para el período nocturno sí se exhiben leves diferencias. Esto queda más claro al analizar los perfiles verticales de las diferencias de temperatura. En la figura se observan, para el período nocturno, marcadas diferencias entre los esquemas. La WFP y la IAWFP se comportan de forma similar, con una señal de calentamiento por debajo de la altura de góndola, con valores máximos de ≈ 0.25 K en superficie, y una señal de enfriamiento por encima de ésta, con valores mínimos

de $\approx -0.25 K$ que se producen por encima del área de barrido del rotor. Todo esto es consistente con los resultados de Xia *et al.* [134], donde se demuestra que los calentamientos en superficie se encuentran asociados al término fuente de TKE, mientras que en los niveles más próximos a la altura de góndola tanto el término fuente de TKE y como el de sumidero de cantidad de movimiento contribuyen conjuntamente a la señal de calentamiento, y lo mismo ocurre por encima de la altura de góndola pero con la diferencia de que en esta región ambos términos contribuyen al enfriamiento. Por su parte, la EWP muestra un señal de enfriamiento en todos los niveles, a excepción de superficie donde se observa un calentamiento pero de menor magnitud al reportado por las otras dos parametrizaciones. Para el período diurno casi no se observan diferencias a excepción de los niveles por encima de la turbina donde se muestra una débil señal de enfriamiento para todas las parametrizaciones.

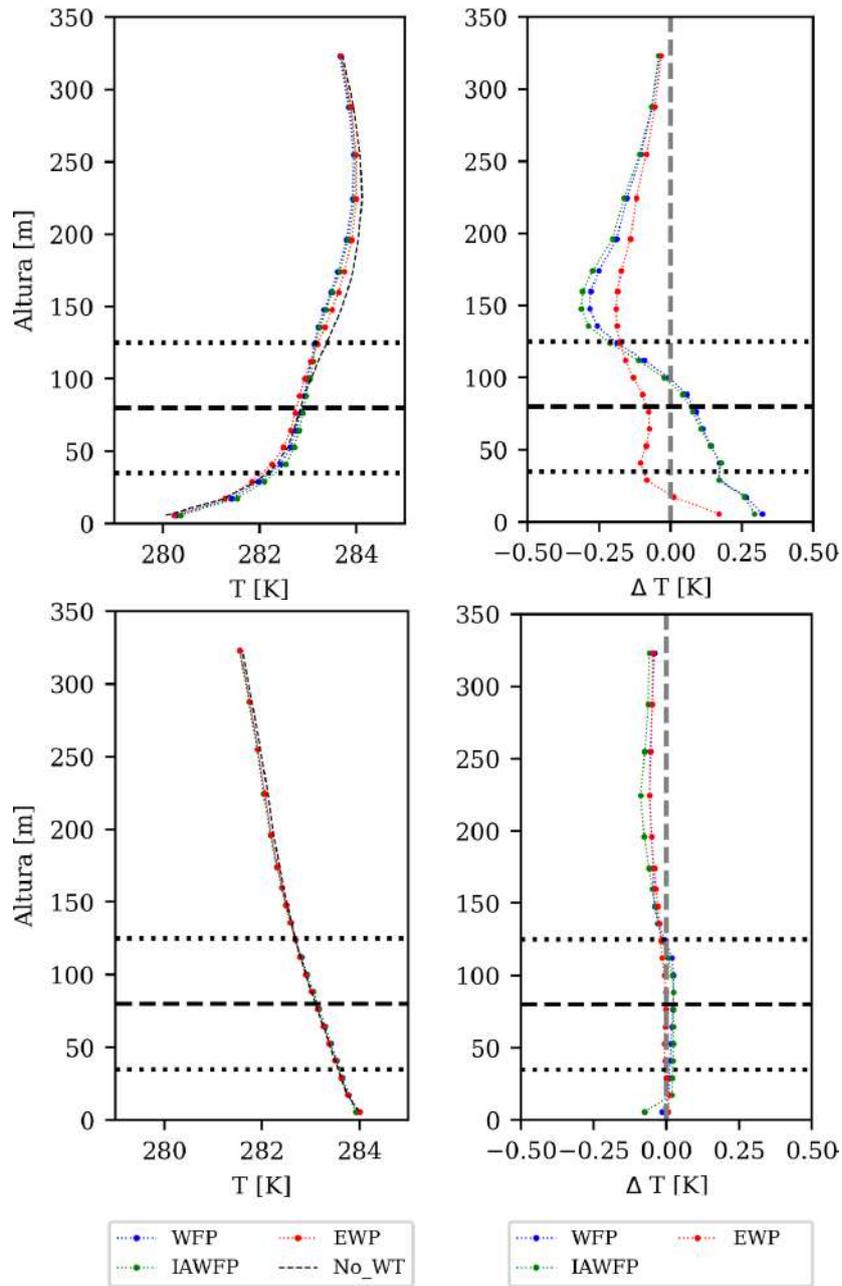


Figura 4.29: Perfiles verticales medios de temperatura (izquierda) y de diferencias de temperatura (derecha), sobre el punto p_1 , para los períodos nocturno (arriba) y diurno (abajo) del día 11 de julio, para las tres parametrizaciones y la simulación sin el PER. Las líneas punteadas horizontales representan los límites superior e inferior correspondientes al área de barrido del rotor, mientras que la línea entrecortada indica la ubicación aproximada de la altura de las góndolas en el PER (80 m).

Por último, interesaba evaluar también las diferencias en los flujos de calor sensible (SH) y latente en superficie (LH). Para ello, de la misma forma que para la temperatura en superficie, se calcularon las diferencias medias entre los flujos resultantes de cada una de las parametrizaciones y las simulaciones sin el PER, Fi-

guras 4.32 y 4.33. Lo primero que puede observarse en estas dos figuras es que la señal de cambio en ambas variables es aún más moderada que para la temperatura en superficie, sobre todo para las diferencias en el flujo de calor latente donde los valores medios se encuentran por debajo de los 0.2 W/m^2 . En ambas figuras se observa que las señales para el período de verano son mucho más débiles que para el período de invierno; sugiriendo, al igual que para la temperatura, que los cambios son más marcados ante condiciones de estabilidad. Nuevamente la señal reportada por la EWP es de signo opuesto a las resultantes de la WFP y la IAWFP, que a su vez se presentan muy similares entre sí. Si bien el análisis se realizará para el período de invierno, por ser el que presenta la señal más fuerte, las conclusiones son pertinentes para ambos períodos. En relación a las diferencias en los flujos de calor sensible, se evidencian valores negativos, sobre el PER y alrededores, para la WFP y la IAWFP, y valores positivos para la EWP. Esto está relacionado con las señales de cambio evaluadas para la temperatura a 2 m , donde un aumento de la temperatura del aire significará un mayor transporte de calor desde la atmósfera hacia la superficie (valores negativos de SH) y por el contrario un enfriamiento de las capas de aire más bajas conducirá a un mayor transporte de calor desde la superficie hacia la atmósfera (valores positivos de SH). Esto es consistente con lo evidenciado en los trabajos de Fitch [31] y Xia *et al.* [134], en los que se estudiaron los impactos de la WFP sobre los flujos de calor en superficie, encontrando valores de igual signo a los del PER y magnitud similar.

Finalmente, vinculado a los cambios en los flujos de calor latente (Figura 4.33), la WFP y la IAWFP exhiben valores positivos, que podrían estar relacionados con un aumento de la evaporación debido el accionar de las turbinas, y relacionado principalmente con los procesos asociados a la fuente de TKE. Al no contar con esta fuente, la EWP muestra valores negativos. Más allá de este análisis, cabe señalar que las diferencias encontradas para esta variable presentan magnitudes poco significativas, lo que puede estar relacionado con el bajo contenido de vapor de agua en la región, que se evidencia también en las simulaciones. Respecto de esto último, cabe destacar que al evaluar el impacto del PER sobre el contenido de humedad a 2 m de altura (no mostrado), no se encontraron diferencias significativas para ninguna de las parametrizaciones.

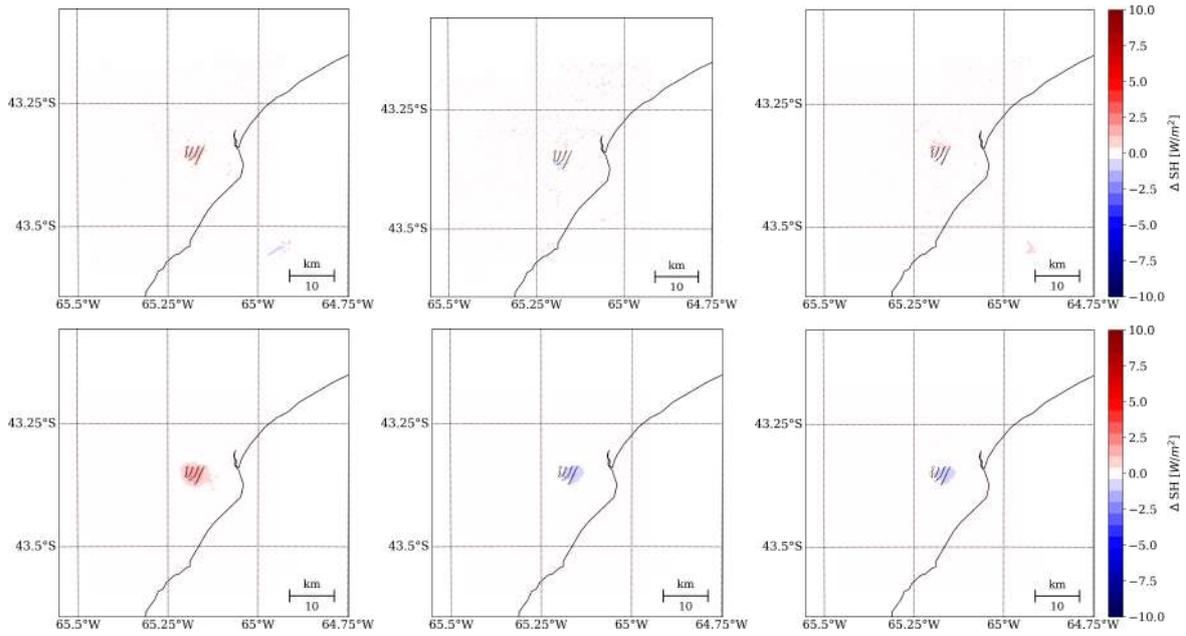


Figura 4.30: Diferencias medias de flujo de calor sensible (SH) para los períodos de verano (arriba) e invierno (abajo) y para las distintas parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWP (derecha). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

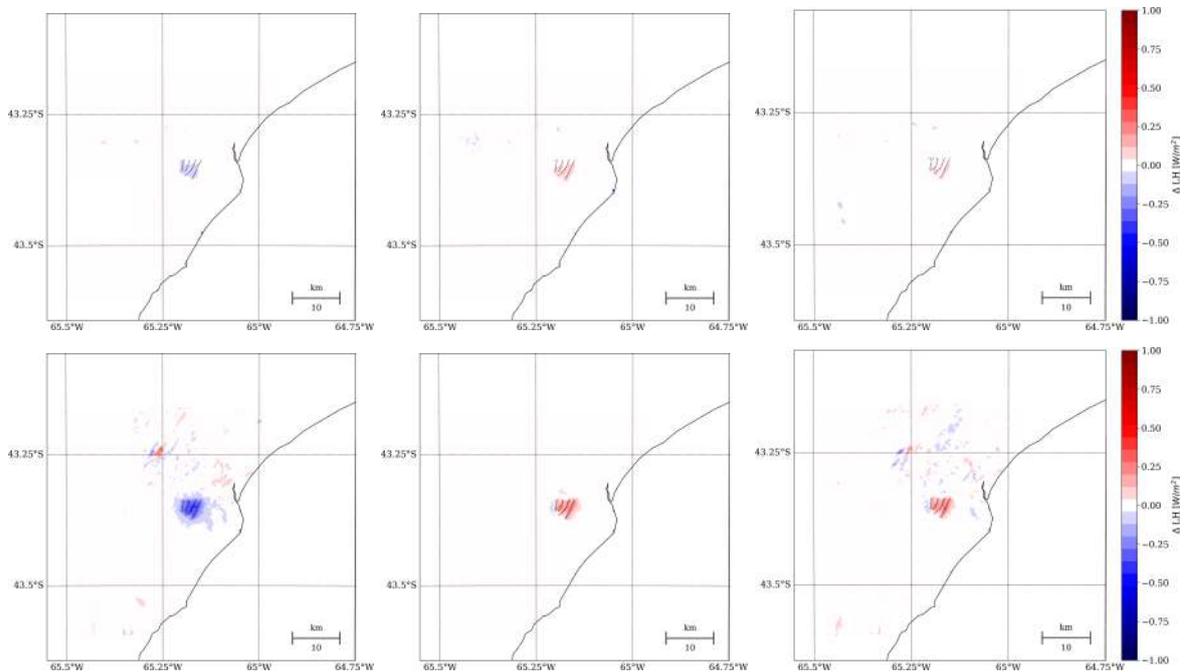


Figura 4.31: Diferencias medias de flujo de calor latente (LH) para los períodos de verano (arriba) e invierno (abajo) y para las distintas parametrizaciones de parques eólicos, EWP (izquierda), WFP (centro) e IAWP (derecha). Los puntos negros representan la posición de las turbinas en el PER.

4.3. Interacción entre parques eólicos

Como fuera mencionado en el Capítulo 1, la capacidad instalada de energía eólica en la Argentina ha tenido un incremento exponencial en los últimos años. Y si bien el alto potencial eólico cubre una amplia extensión del territorio argentino, ya comienza a observarse un aumento en la densidad de parques eólicos en determinados sitios del país, como por ejemplo en los alrededores de las ciudades de Puerto Madryn y Bahía Blanca (también mencionado e ilustrado en el Capítulo 1). Esto puede deberse a la escasez de líneas de alta tensión que fuerzan a los emprendimientos eólicos a emplazarse en las cercanías de éstas o también a la tendencia a instalar éstas centrales eléctricas en las cercanías a los mayores centros de consumo (grandes ciudades) para reducir pérdidas en el transporte de la energía.

Este aumento en la densidad de parques eólicos por unidad de área trae aparejado la potencial interacción entre los mismos; pudiendo producirse una reducción del viento incidente sobre los que se encuentran localizados aguas abajo de otros como producto de las estelas producidas por estos últimos. Estas interacciones entre parques tienen el potencial de reducir la producción de energía de parques eólicos individuales, sobre todo en entornos o situaciones estables donde, como se demostró en la sección anterior, las estelas tienden a presentar una mayor persistencia corriente abajo.

Este fenómeno ya es objeto de estudio en territorios con mayor densidad de potencia instalada y con menor superficie disponible para la instalación de nuevos emprendimientos, como Estados Unidos o Europa. En este sentido el trabajo de Lundquist *et al.* [68] hace mención a que ya en el año 2016 el 89% de los parques eólicos de Estados Unidos se encontraban ubicados a menos de 40 km de otro parque eólico y según se indica en Pryor *et al.* [90] investigadores del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) proyectaban en el año 2019 que más del 50% de todas las nuevas instalaciones eólicas en los Estados Unidos se encontrarían dentro de la “sombra” de los parques eólicos existentes. Por otro lado, Ørsted, el desarrollador de parques eólicos *offshore* más grande del mundo, anunció el año pasado [83] una revisión a la baja en la tasa interna de retorno, para varios proyectos eólicos en Europa y Taiwán, del 7,5 - 8,5% al 7 - 8%, causada principalmente por la subestimación de las pérdidas de energía debido a las estelas dentro de los parques eólicos y entre parques eólicos vecinos.

Es debido a esto, que existe en la actualidad un fuerte interés en el estudio de las interacciones entre parques eólicos, a través tanto de simulaciones como de experimentos con mediciones en campo, con el objetivo de comprender mejor el fenómeno y poder realizar proyecciones de rendimiento energético más precisas pa-

ra nuevos desarrollos. Un ejemplo de esto es el proyecto AWAKEN (*American WAKE experimeNt*) [77].

En virtud de que en la Argentina ha comenzado a observarse un aumento de la densidad de parques eólicos, es que en esta sección se propone estudiar el conglomerado de parques eólicos emplazados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca y evaluar sus potenciales interacciones e impactos sobre la producción de energía.

4.3.1. Conglomerado de parques eólicos en Bahía Blanca y recurso eólico de la región

Debido al importante potencial eólico del litoral marítimo bonaerense, en los últimos años se han instalado y puesto en funcionamiento una gran cantidad de parques eólicos en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca. La Figura 4.34 muestra la ubicación de seis de estos parques emplazados en un área de $50\text{ km} \times 55\text{ km}$ con una suave pendiente hacia el norte. Como puede observarse en el extremo noroeste de esta figura los parques eólicos 3 Picos (PE3P), Energética (PEE) y García del Río (PEGR) se encuentran a menos de 5 km unos de otros, mientras que de este conjunto de turbinas a los parques eólicos Corti (PEC) y La Genoveva (PEG) existe una distancia aproximada de 35 km y 30 km , respectivamente. Asimismo el parque eólico de la Bahía (PEB) se halla emplazado a menos de 20 km del PEC. Como fuera identificado en en la sección anterior para el PER, así como en trabajo de Christiansen y Hasager [21], la estela de un parque eólico puede alcanzar distancias superiores a 20 km llegando incluso, bajo condiciones estables, a distancias de 70 km según Platis *et al.* [85]. Por lo tanto, es factible suponer, dada la disposición geográfica de estos parques eólicos localizados en los alrededores de Bahía Blanca, que existan interacciones entre algunos de ellos.

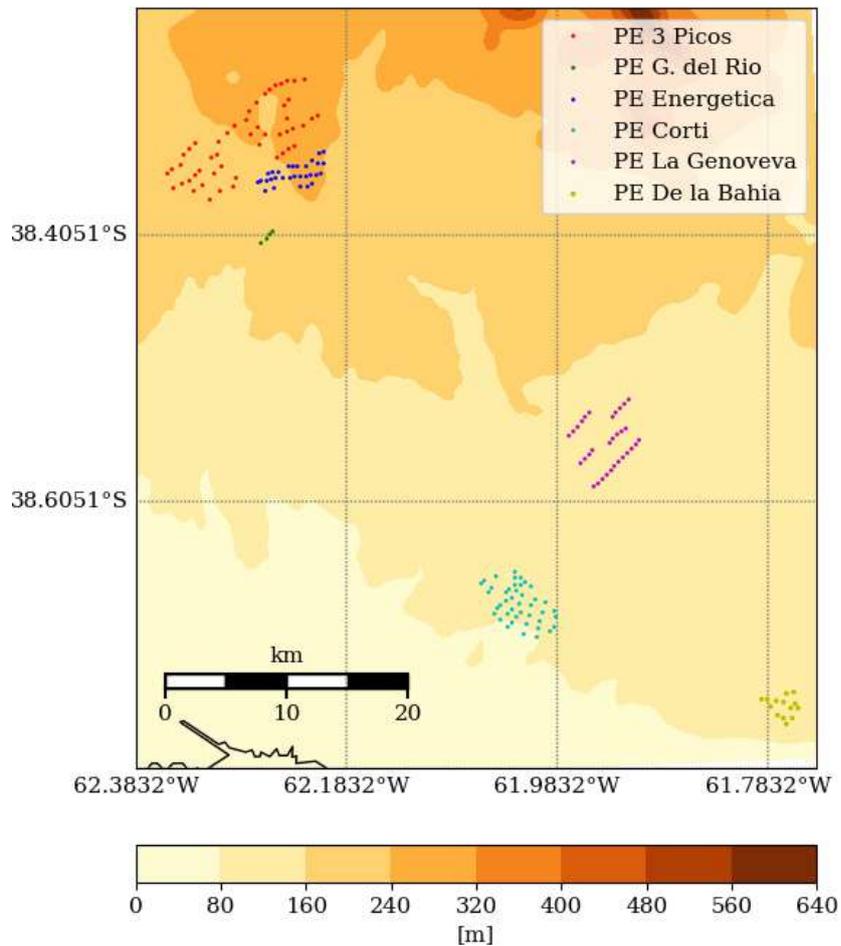


Figura 4.32: Ubicación de los principales parques eólicos en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca y altura del terreno sobre el nivel del mar.

Por su parte, la Tabla 4.3 releva algunas características de estos parques eólicos como potencia instalada, tipo de turbinas, empresa propietaria y fecha de entrada en operación, entre otras. De ella se desprende que, en su mayoría, todos estos desarrollos pertenecen a empresas diferentes y que los mismos entraron en operación en los últimos dos años, a excepción del PEG que aún se encuentra en construcción. Al vincular esta tabla con la Figura 4.34, puede observarse por ejemplo en el *cluster* de parques eólicos localizado en el noroeste, que el primero en entrar en funcionamiento fue el PEGR, con solo cuatro aerogeneradores y una escasa potencia nominal de 10 MW y que a los pocos meses y casi un año más tarde, se inauguraron al este y al norte de éste, dos parques eólicos de una escala mucho mayor como el PEE y el PE3P, con potencias instaladas de 100 y 200 MW. Esto sugiere que a la hora de estudiar la factibilidad de estos parques no se tuvo en cuenta la potencial interacción entre ellos.

Parque eólico		Empresa	Operativo desde	Cant. de Turbinas	Pot. nominal [MW]	Modelo turbina	Altura	Diámetro	Curva de C_T y C_P
Tres Picos	El Mataco	PCR	Jul 2020	27	113.4	V136 - 4.2 MW	130	136	No
	San Jorge	PCR	Jul 2020	24	100.8	V136 - 4.2 MW	130	136	No
Energética		AES	Feb 2020	30	99	AW 132/3300	120	132	Sí
García del Río		Envision	Nov 2019	4	10	EN 2.5 - 110	90	110	No
La Genoveva	La Genoveva I	Central Puerto	Dic 2020	21	88.2	V136 - 4.2 MW	130	136	No
	La Genoveva II	Central Puerto	en construcción	11	37.95	V126 - 3.5 MW	117	126	Sí
Corti	M. Ceibreiro	Pampa Energía	May 2018	29	100.05	V126 - 3.5 MW	87	126	Sí
	PEPE II	Pampa Energía	Mar 2019	14	48.3	V126 - 3.5 MW	117	126	Sí
de la Bahía (PEPE III)		Pampa Energía	Jul 2019	14	48.3	V126 - 3.5 MW	117	126	Sí

Tabla 4.3: Características de los parques eólicos estudiados en los alrededores de Bahía Blanca.

Con el objetivo de evaluar la factibilidad de potenciales interacciones, sobre todo entre los parques eólicos que se encuentran más alejados entre sí, se decidió realizar un análisis somero del recurso eólico en la región. Para ello, de la serie de reanálisis global ERA5 se extrajo la información correspondiente a los puntos de grilla más cercanos a los parques eólicos 3 Picos y Corti. Estos dos puntos fueron elegidos con el fin de caracterizar el recurso en los extremos noroeste y sudeste de la región, por ser esta la dirección sobre la que se encuentran dispuestos los parques. Las variables analizadas fueron las dos componentes del viento horizontal reportado a 100 m de altura y el período de estudio comprendió los últimos dos años, de enero del 2018 a diciembre del 2019.

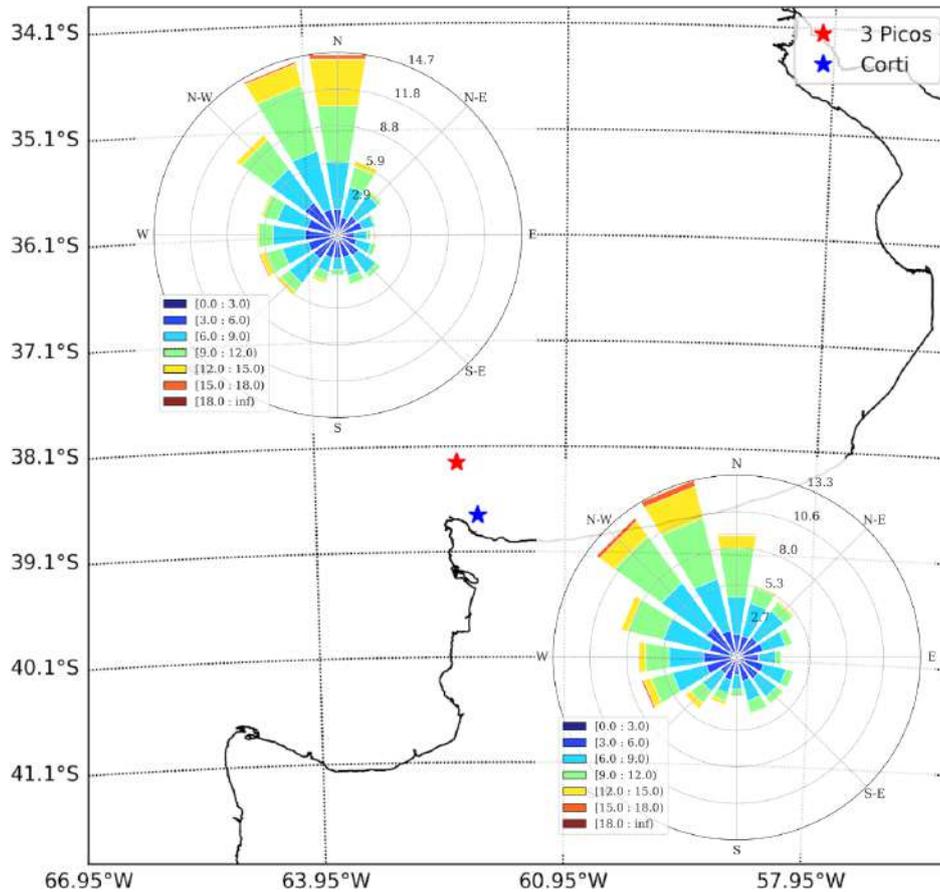


Figura 4.33: Ubicación de los puntos de grilla del reanálisis ERA5 más próximos a los parques eólicos Tres Picos y Corti y superpuestas las rosas de los vientos para esos dos puntos.

La Figura 4.35 muestra la localización de los dos puntos de reanálisis más cercanos a los parques eólicos Tres Picos y Corti, y las rosas de viento calculadas para cada uno de estos puntos. Como puede observarse, las direcciones de viento predominantes en ambos casos corresponden al sector NO-N, no obstante la serie para el PE3P presenta una mayor componente norte mientras que en el PEC se registran los vientos más frecuentes del NNO. Del análisis conjunto de esta figura con la imagen que muestra la ubicación de los seis parques, se desprende que las direcciones de viento más frecuentes se corresponden con las direcciones en las que se podrían dar alineamientos entre parques y consecuentemente potenciales interacciones.

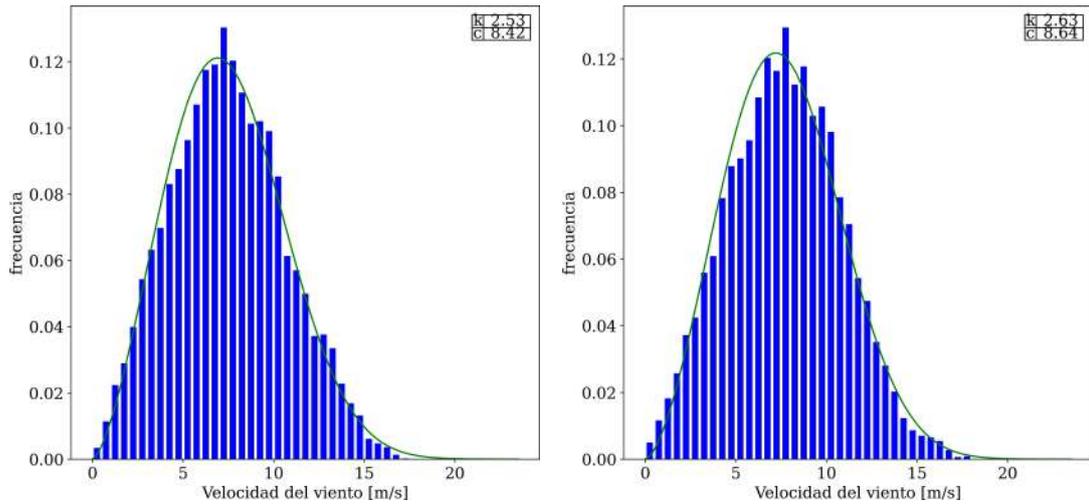


Figura 4.34: Distribuciones de frecuencias de vientos para los puntos del reanálisis ERA5 más próximos a los parques eólicos Tres Picos (izquierda) y Corti (derecha). Para las gráficas también se muestra la curva de distribución Weibull con sus respectivos parámetros.

Por otro lado, se buscó caracterizar también la intensidad del viento, para ello se calcularon las distribuciones de frecuencia junto con sus respectivas curvas de ajuste Weibull, Figura 4.36, para las series correspondientes a los dos puntos de reanálisis. Ambas distribuciones presentan características similares con parámetros de ajuste de las curvas de distribución Weibull semejantes y valores medios de velocidad el viento en el entorno de los 7.5 m/s . Asimismo, en ambos casos el viento pareciera presentar un ciclo diurno no muy marcado, Figura 4.37. No obstante, se observan mayores intensidades durante la noche y primeras horas de la mañana y menores velocidades en horas diurnas. Entonces, si se tiene en cuenta que durante la noche existe una mayor tendencia a condiciones estables cerca de la superficie y que, según lo visto en la sección anterior, las estelas de los parque eólicos alcanzan mayores longitudes en entornos estables, las mayores interacciones entre los parques eólicos se podrían estar produciendo en horas de mayor intensidad de viento, para las que se esperaría una mayor producción de energía pero que podría verse afectada por estos fenómenos de interacción.

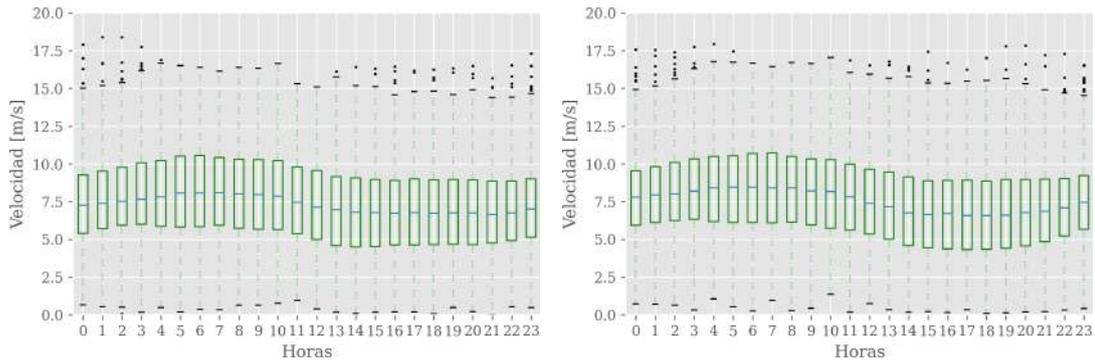


Figura 4.35: Ciclo diurno de la velocidad media del viento, representado con cuartiles (señalando en cada caja el percentil 25 (Q1), la mediana y el percentil 75 (Q3) y los extremos que se corresponden con $Q1 - 1,5RIC$ y $Q3 + 1,5RIC$, con $RIC = Q3 - Q1$), para los puntos del reanálisis ERA5 más próximos a los parques eólicos Tres Picos (izquierda) y Corti (derecha).

Para analizar, evaluar y cuantificar estas potenciales interacciones se propusieron distintas simulaciones con el modelo WRF, que se encuentran presentadas en la siguiente sección.

4.3.2. Simulaciones con WRF

Con el objetivo de estudiar las potenciales interacciones entre estos seis parques eólicos localizados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca se llevaron a cabo distintas simulaciones con el modelo de mesoescala WRF. Para representar la presencia de los aerogeneradores dentro de la simulación numérica se propuso utilizar la IAWFP y la EWP. Se eligió utilizar estas dos parametrizaciones de parques eólicos por un lado por ser estas dos las que menor sensibilidad a la resolución horizontal presentan y por el otro, porque como fuera demostrado en la sección anterior son las que mayores diferencias tienen en cuanto a la longitud que alcanzan las estelas producidas por los parques. De esta forma, se estaría evaluando la interacción con dos enfoques bien distintos, con una parametrización como la IAWFP que supone estelas más prolongadas y por lo tanto presupone una mayor interacción y con la EWP que presenta estelas más cortas y consecuentemente se espera que presente una menor interacción.

Respecto del período de simulación se buscó evaluar situaciones con condiciones de estabilidad, en los primeros cientos de metros de la atmósfera, bien diferentes. Para ello se planteó trabajar con una semana correspondiente al período de invierno y con otra correspondiente al período de verano. Para la elección de estas dos semanas se analizaron las series temporales de dirección e intensidad de viento, para el año 2019, para los dos puntos de reanálisis más próximos al PE3P y al

PEC, Figura 4.38. Dentro de estas series se buscaron períodos de tiempo en los que la dirección del viento presentara mayormente componente NO-N, con el objetivo de analizar situaciones con mayor potencial de interacción entre los parques. Estas dos semanas que se muestran con recuadros negros en la figura, corresponden a las semanas del 13 al 19 de febrero (de ahora en más semana de verano) y del 15 al 21 de julio (semana de invierno). Para tener una representación más clara de la intensidad y dirección de viento durante esas dos semanas, la Figura 4.39 presenta las series temporales correspondientes para el punto más próximo al PE3P. Cabe destacar que las series para el punto más cercano al PEC (no mostradas) son muy similares a las del PE3P. En ambas imágenes se observa que los vientos durante esas dos semanas provienen mayormente del sector NO-N, con algunos períodos con componente más del oeste en la semana de invierno. Respecto de la intensidad del viento, ambas semanas exhiben una velocidad media en el entorno de los 7,5 m/s. No obstante, la semana de invierno presenta un rango de velocidades mayor que la de verano, con oscilaciones de mayor amplitud.

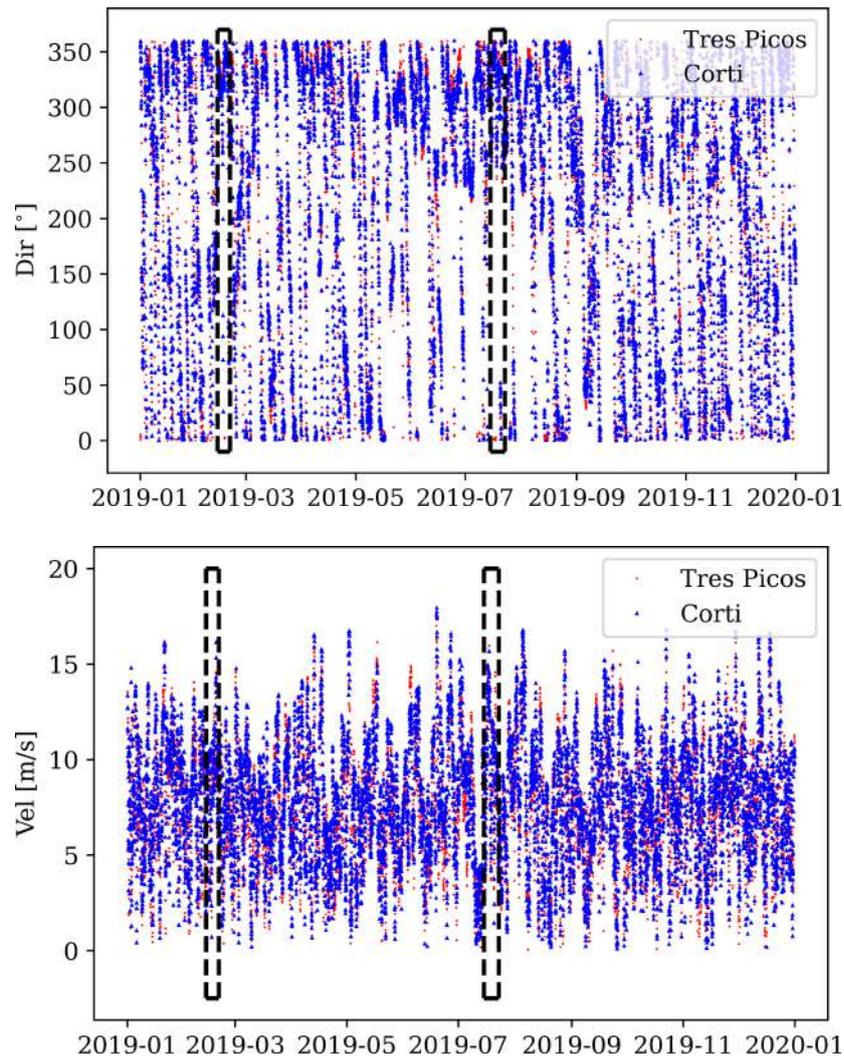


Figura 4.36: Series temporales de dirección (arriba) e intensidad (abajo) del viento, correspondientes al año 2019, para los puntos del reanálisis ERA5 más próximos a los parques eólicos Tres Picos (rojo) y Corti (azul). Los recuadros negros indican las semanas de verano e invierno seleccionadas para realizar las simulaciones.

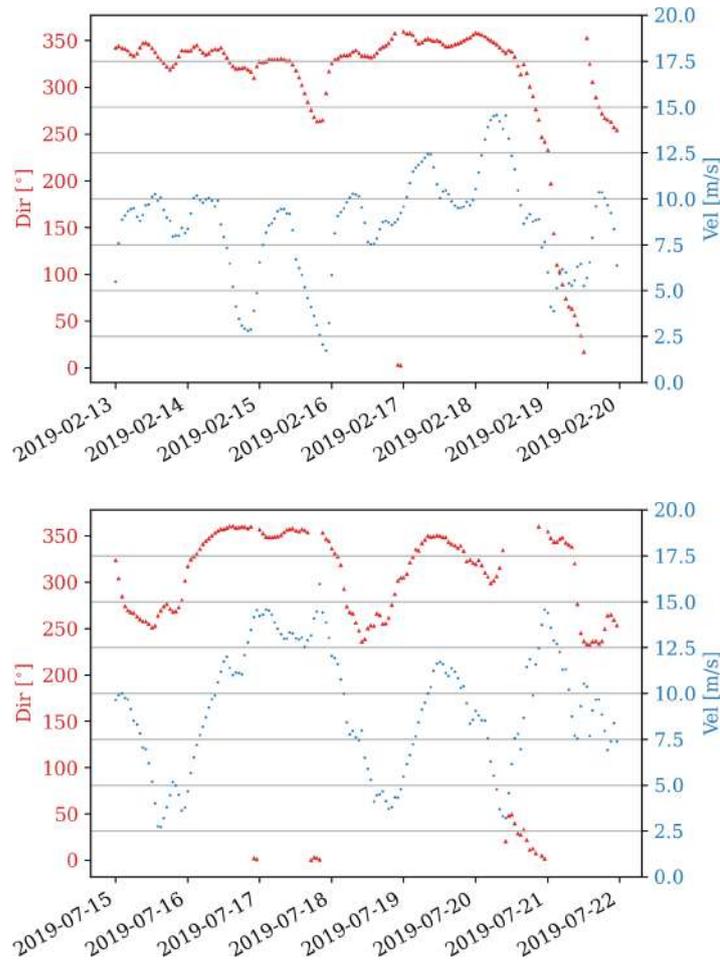


Figura 4.37: Series temporales de dirección e intensidad del viento para las semana de verano (arriba) e invierno (abajo).

Con las dos semanas ya seleccionadas, se propuso para las simulaciones con WRF, al igual que para las dos secciones anteriores, trabajar con 4 dominios anidados (Figura 4.40), de 9 km, 3 km, 1 km y 333,3 m, de resolución respectivamente, y con el dominio interno cubriendo toda la región mostrada en la Figura 4.34. Cada semana fue simulada en segmentos de 5 y 4 días, descartando el primer día de cada segmento como tiempo *spin-up* del modelo. La configuración utilizada fue similar a la fijada tanto para las simulaciones de HR I como del PER (Tabla 4.1), a excepción de la cantidad de puntos por dominio, donde se debió incrementar sobre todo el número de puntos en el dominio interior (175x196) para poder cubrir toda el área sobre la cuál se encuentran localizados los parques, y el número de niveles verticales, que por el contrario se redujo de 47 a 41 niveles verticales, por un lado para que no se incrementara demasiado el tiempo de cómputo y por el otro debido a que la mayoría de los aerogeneradores en esta región presentan alturas de góndola y diámetros mayores a los de las turbinas del PER o HR I, lo que permite

aumentar el espaciamiento entre los niveles verticales más cercanos a la superficie y seguir manteniendo la cantidad de niveles que intersecan las áreas de barrido de los rotores.

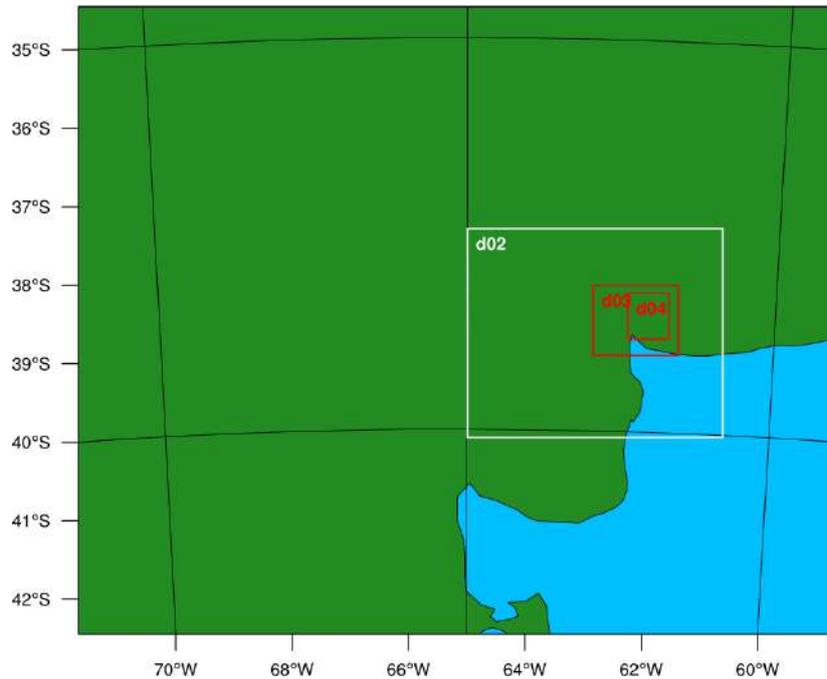


Figura 4.38: Dominios propuestos para las simulaciones de los alrededores de Bahía Blanca. Se trata de cuatro dominios anidados, d01, d02, d03 y d04, de 9 km, 3 km, 1 km y 333,33 m de resolución horizontal.

Para representar la presencia de los aerogeneradores en el modelo de mesoescala, como ya fuera mencionado, se utilizaron las parametrizaciones IAWFP y EWP. Estas parametrizaciones requieren de las curvas de los coeficientes de empuje (C_T) y potencia (C_P) que son específicas para cada modelo de aerogenerador. Dentro de este conglomerado de parques eólicos en Bahía Blanca existen cuatro tipos de turbinas distintas, como muestra la Tabla 4.3, de dos de ellas se disponía de las curvas de C_T y C_P y de las otras dos no. Dado que estos coeficientes son adimensionales, para las turbinas de las que no se contaba con la información, la V136 y la EN 2.5-110, se realizó un ajuste en función de su potencia nominal, a partir de curvas conocidas como la V126 y la V90, respectivamente, por presentar alturas de góndola y diámetros semejantes.

Por último para evaluar la potencial interacción entre los parques y estudiar su consecuente impacto sobre la producción de energía, se idearon cuatro experimentos distintos, Figura 4.41. Un primer experimento donde todos los parques fueron incluidos en la simulación (FULL), un segundo experimento en el que se excluyó al PE3P (No_3P), un tercer experimento en el que fueron excluidos de la

simulación el conjunto de parques eólicos ubicado en el noroeste, es decir el PE3P, el PEGR y el PEE, a éste se lo denominó No_NO y un último experimento en el que se consideró únicamente la presencia del Parque Eólico de la Bahía (PB). Al ir “removiendo” parques de la simulación lo que se pretende es cuantificar cómo se ve modificada la producción de energía de los parques situados corriente abajo cuando no se encuentran bajo la influencia o no perciben el impacto de los parques eólicos que se encuentran aguas arriba.

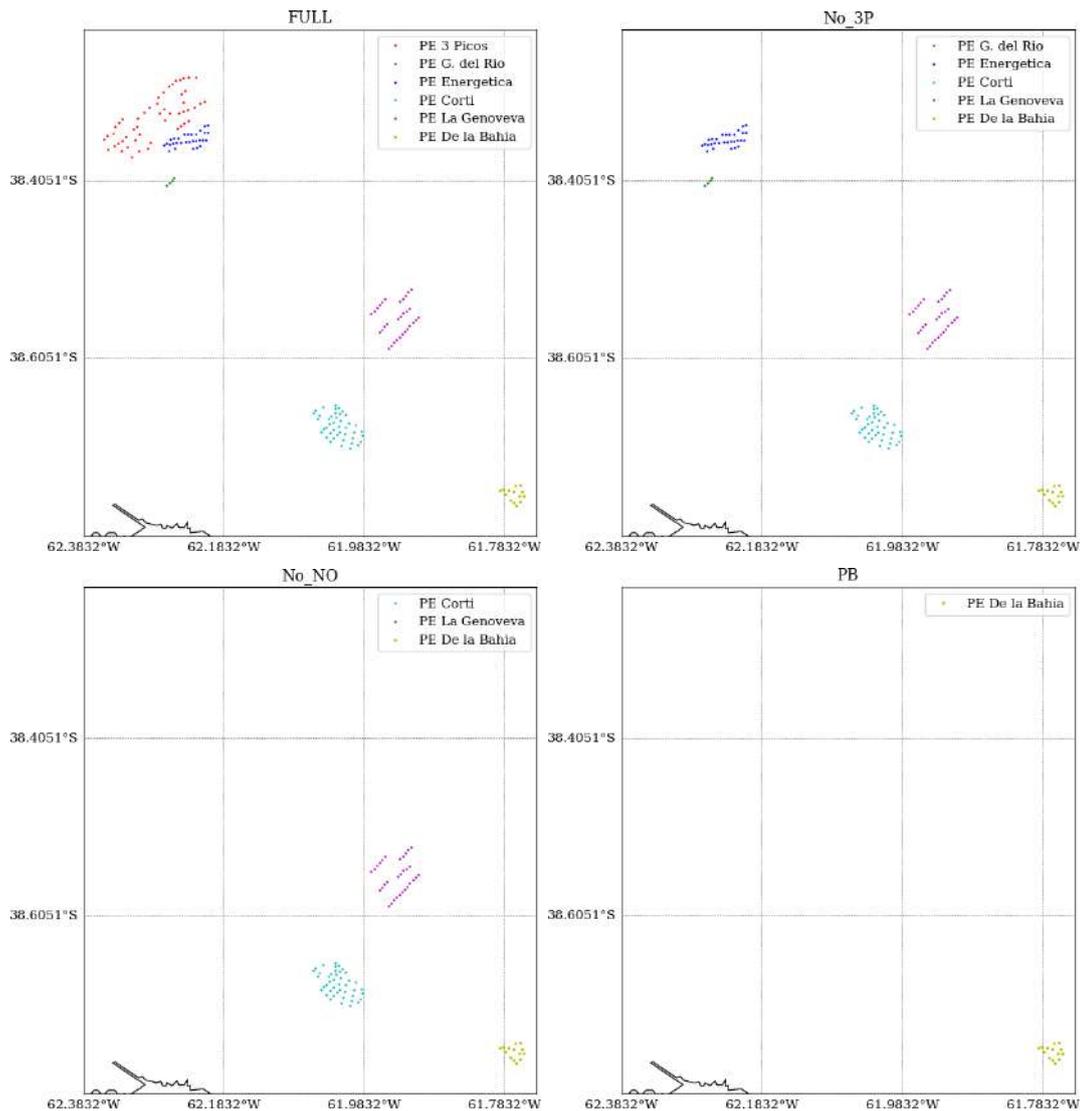


Figura 4.39: Experimentos propuestos para evaluar la interacción entre parques.

Resultados

Como un primer análisis exploratorio de la interacción entre estos parques eólicos situados en un radio menor a 50 km de la ciudad de Bahía Blanca, se evaluó el campo de intensidad de viento a 100 m de altura resultante de las simulaciones

considerando todos los parques y utilizando las dos parametrizaciones, la IAWFP y la EWP. A modo de ejemplo las Figuras 4.42 y 4.43 muestran la evolución trihoraria de estos campos para el día 15 de julio. En ellas pueden observarse las regiones de menor velocidad que se producen aguas abajo de los parques y cómo estas se presentan más prolongadas e intensas para las simulaciones realizadas con la IAWFP. También es posible apreciar la evolución diaria de estas regiones de estela, donde en las primeras horas se presentan más definidas por corresponderse a horas nocturnas de mayor estratificación estable y a medida que transcurre el día la mezcla turbulenta comienza a dominar, se produce también una reducción en la intensidad del viento y las regiones de déficit de velocidad se vuelven imperceptibles. Luego, con el atardecer (imágenes correspondientes a las 21 UTC) las estelas comienzan a definirse nuevamente e intensificarse (00 UTC) producto de una combinación entre una estratificación más estable y un leve aumento en la intensidad del viento.

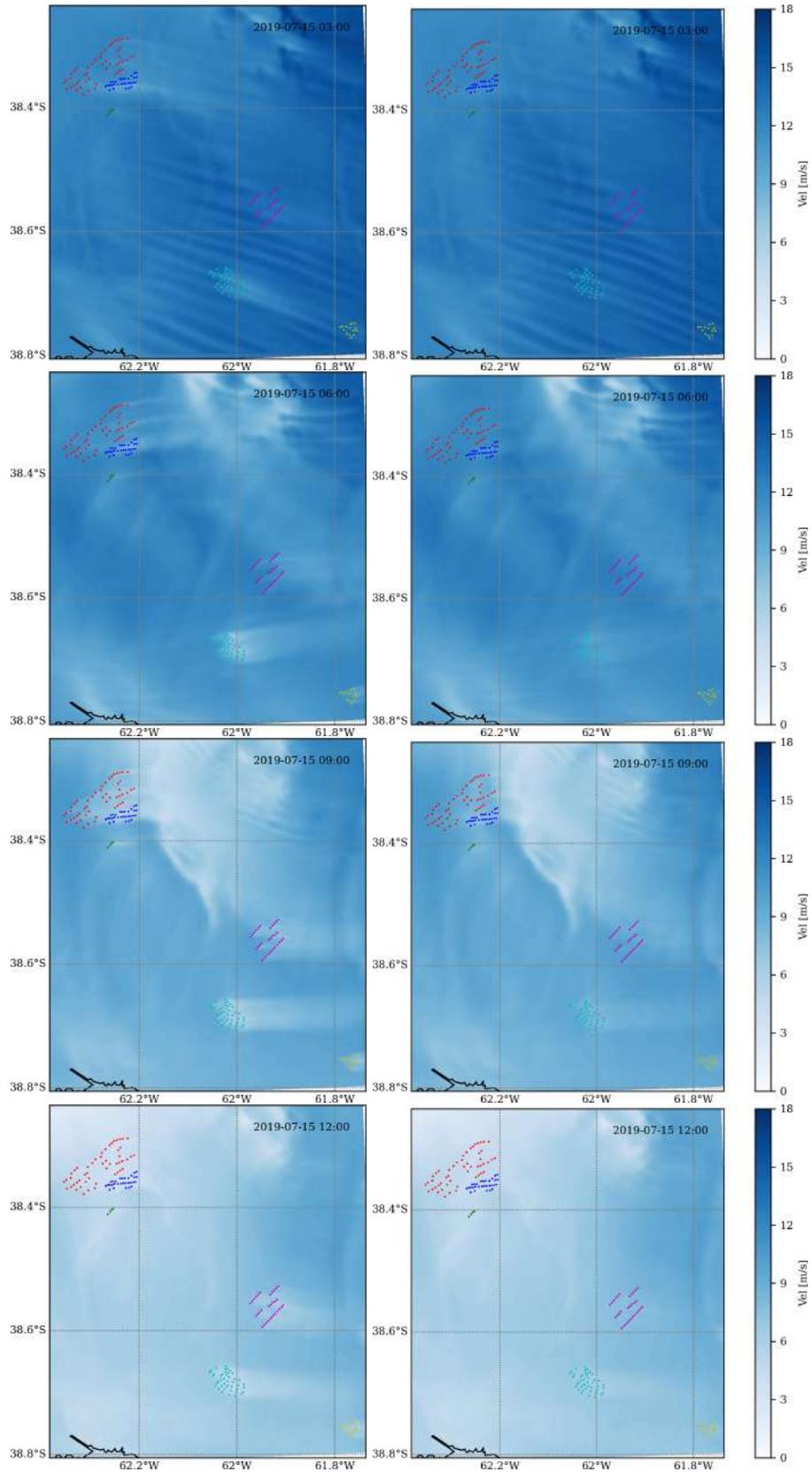


Figura 4.40: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las primeras horas del día 15 de julio. Los puntos de colores indican las turbinas de cada uno de los seis parques eólicos involucrados en la simulación. Las horas reportadas en las imágenes se encuentran en horario UTC.

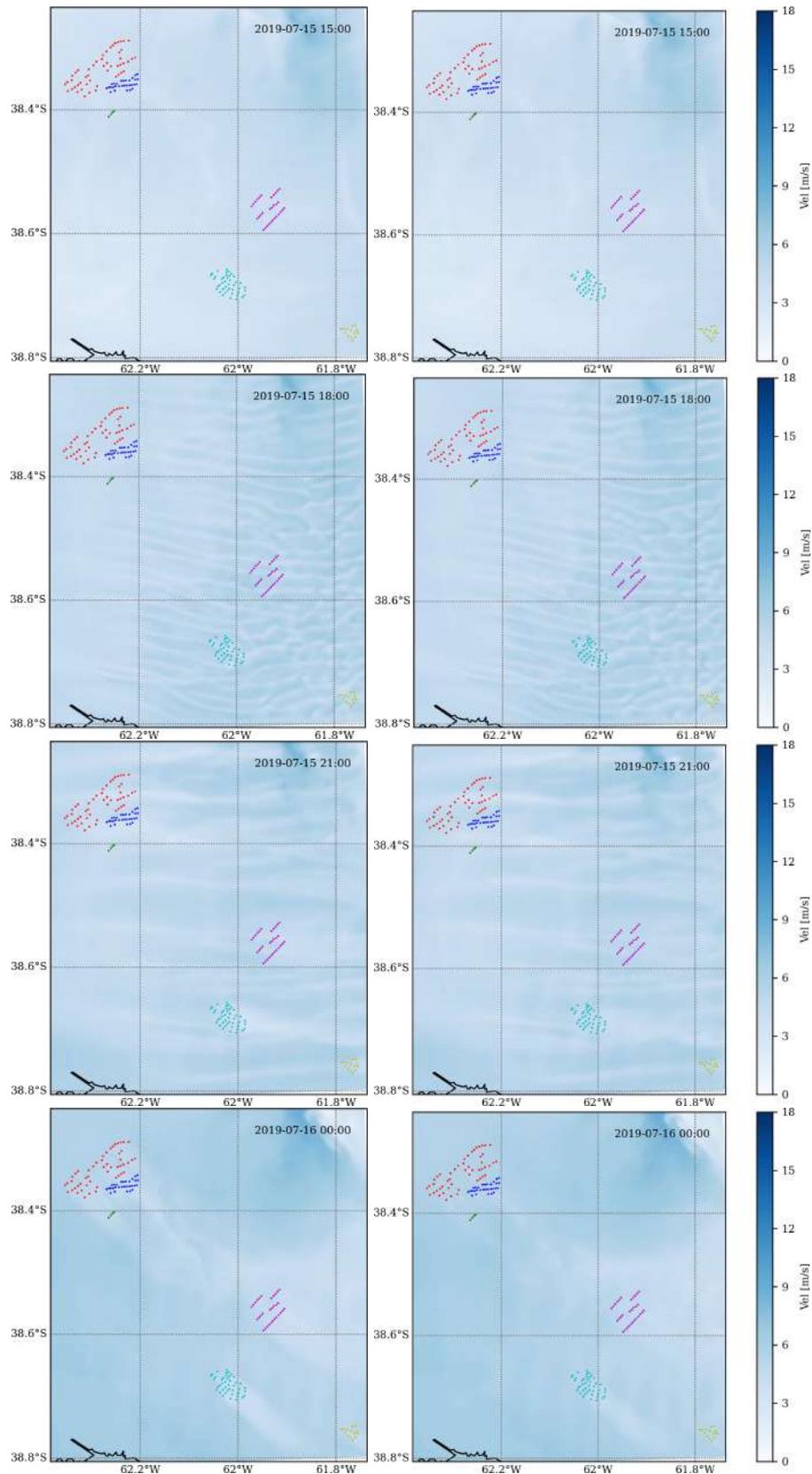


Figura 4.41: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las últimas horas del día 15 de julio. Los puntos de colores indican las turbinas de cada uno de los seis parques eólicos involucrados en la simulación. Las horas reportadas en las imágenes se encuentran en horario UTC.

Estas figuras también muestran un claro impacto del PE3P sobre el PEE tanto cuando el viento proviene del NO (horas 03 y 00 UTC) cómo cuando rota y presenta una componente más del oeste (horas 06 y 09 UTC). Asimismo, en las imágenes correspondientes a la última hora del día se observa por un lado cómo la estela producida por el PE3P impacta sobre el PEGR y por el otro, el gran alcance que pueden presentar las estelas producidas por el *cluster* de parques eólicos en el NO, el PEC y el PEG.

Con el objetivo de explorar un poco más estas interacciones, las Figuras 4.44 a 4.49, muestran los campos de intensidad de viento a 100 m de altura para algunas horas seleccionadas, de las dos semanas simuladas, donde se evidencia el impacto de algún parque o conjunto de parques sobre otro. Lo primero que se observa al evaluar todas las figuras en conjunto, es la mayor intensidad que presentan las regiones de déficit de velocidad, que se producen detrás de los parques eólicos, en las simulaciones que utilizan la IAWFP respecto de las que emplean la EWP. También se evidencia en todas las figuras a excepción de la última el impacto que produce el PE3P sobre los parques PEE y PEGR. Luego, del análisis particular de cada figura, las Figuras 4.44 y 4.45 muestran, respectivamente, el impacto de los parques eólicos La Genoveva y Corti sobre el PEB, mientras que las Figuras 4.46 y 4.47 revelan como la estela que produce el conglomerado de parques eólicos del sector noroeste puede impactar tanto al PEG como al PEC.

Por otro lado, si bien se buscó evaluar interacciones entre los parques cuando el viento provenía principalmente del sector NO-N, en las dos semanas evaluadas hubo días particulares en los que se produjo una rotación del viento y éste presentó mayor componente Este. Estos dos días, como puede observarse en la Figura 4.39, se corresponden con los días 19 de febrero y 20 de julio. Como consecuencia de esta rotación del viento, pudieron observarse situaciones como la de la Figura 4.48, donde se evidencia un claro impacto del PEG sobre el PEC ó la de la Figura 4.49 donde al viento presentar una dirección ESE pudo revelarse un impacto del PEB sobre el PEC.

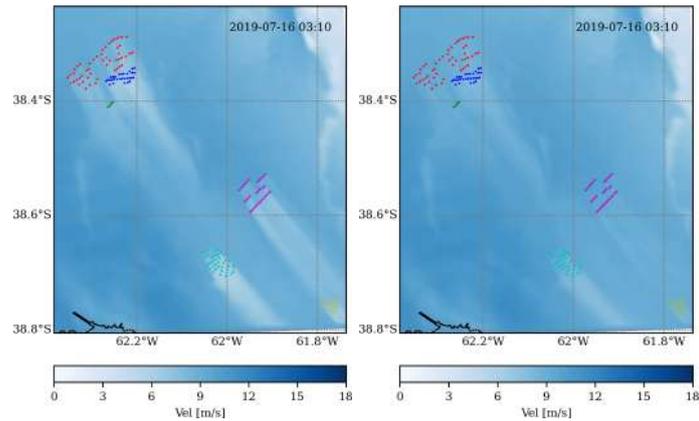


Figura 4.42: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las 03 UTC del día 16 de julio.

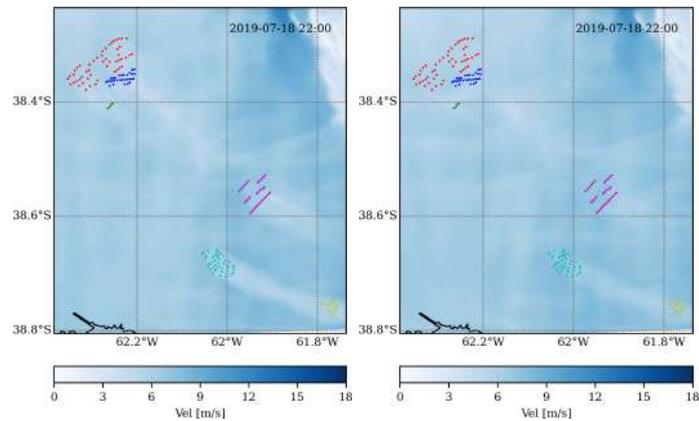


Figura 4.43: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las 22 UTC del día 18 de julio.

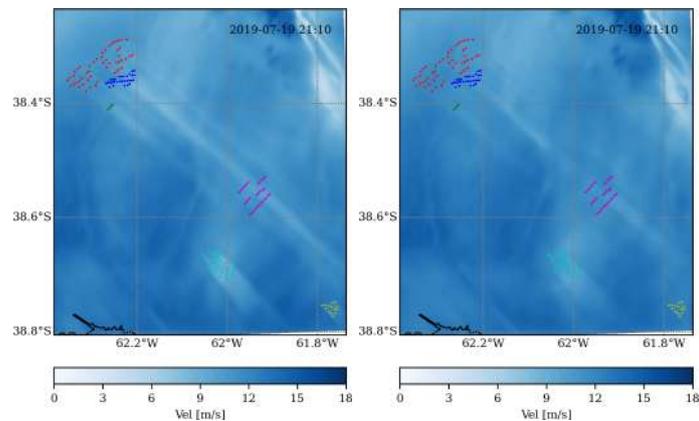


Figura 4.44: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las 21.10 UTC del día 19 de julio.

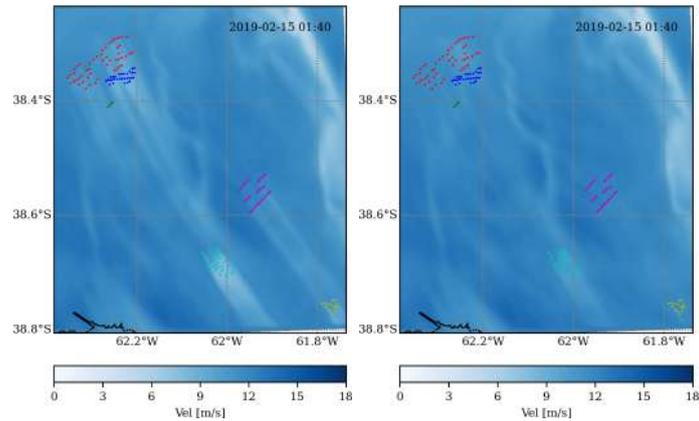


Figura 4.45: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para la 01.40 UTC del día 15 de febrero.

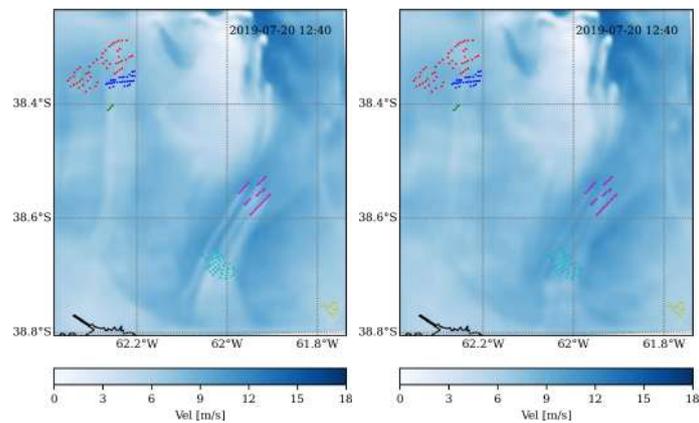


Figura 4.46: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las 12.50 UTC del día 20 de julio.

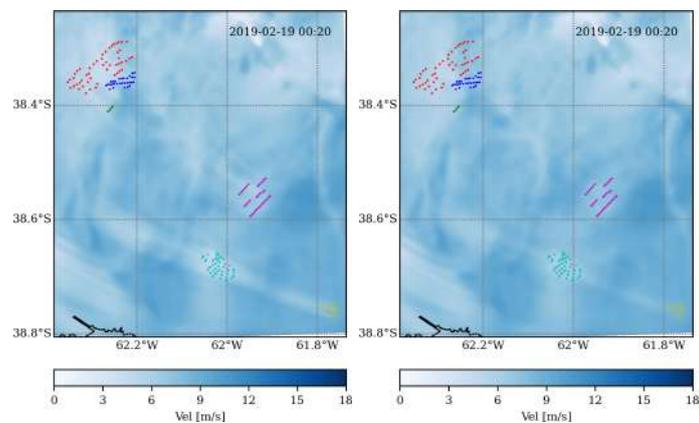


Figura 4.47: Campos de velocidad del viento a 100 m de altura, resultantes de las simulaciones FULL, IAWFP (izquierda) y EWP (derecha), para las 00.20 UTC del día 19 de febrero.

4.3.3. Impacto sobre la potencia generada

Si bien las figuras arriba presentadas evidencian interacciones entre los distintos parques eólicos, al exhibir regiones de menor intensidad de viento producidas por los distintos parques eólicos capaces de alcanzar otros parques localizados corriente abajo, el impacto de estas interacciones sobre la potencia eólica generada dependerá de la intensidad que presenten las estelas al incidir sobre los diferentes parques eólicos. Y como puede observarse en las distintas imágenes, la magnitud del déficit en la intensidad del viento, depende de la velocidad del viento aguas arriba, de las condiciones de estabilidad y también, en el caso de las simulaciones, de la parametrización de parques eólicos utilizada.

Es por esto que para evaluar el impacto de algunos parques sobre la potencia generada en los parques eólicos localizados en sus alrededores, se realizaron distintas simulaciones en las que ciertos parques fueron omitidos, de forma tal de cuantificar la producción de energía de los parques restantes y compararla con la producción resultante de las simulaciones donde todos los parques fueron considerados. Para ello, se realizaron los experimentos mencionados en la Sección 4.3.2 y representados en la Figura 4.41.

Las Tablas 4.4 y 4.5 presentan las diferencias porcentuales de la producción de potencia para cada uno de los parques eólicos, al omitir la presencia del PE3P (primera columna), del *cluster* de parques eólicos del NO (segunda columna) y de todos los parques eólicos menos el PEB (tercera columna), resultantes de las simulaciones con la IAWFP y la EWP, para la semana de invierno y verano, respectivamente.

	No_3P/ FULL [%]		No_NO/ FULL [%]		PB/ FULL [%]	
	IAWFP	EWP	IAWFP	EWP	IAWFP	EWP
PEE	4.75	3.10				
PEGR	3.71	2.25				
PEC	0.89	0.56	1.53	1.14		
PEG	0.47	0.32	0.98	0.79		
PEB	0.33	0.21	0.76	0.23	1.37	0.68

Tabla 4.4: Diferencia porcentual de producción de energía para cada uno de los parques eólicos en relación a los distintos experimentos para la semana de invierno.

	No_3P/ FULL [%]		No_NO/ FULL [%]		PB/ FULL [%]	
	IAWFP	EWP	IAWFP	EWP	IAWFP	EWP
PEE	4.66	2.77				
PEGR	2.43	1.44				
PEC	0.77	0.40	1.46	0.79		
PEG	-0.08	0.03	0.03	0.04		
PEB	0.05	0.09	0.02	0.05	0.65	0.48

Tabla 4.5: Diferencia porcentual de producción de energía para cada uno de los parques eólicos en relación a los distintos experimentos para la semana de verano.

En ellas puede observarse que todos los valores presentan signo positivo a excepción de un único valor que presenta signo negativo pero que se encuentra en el entorno de cero. Esto implica que no considerar la presencia de un parque eólico o de un conjunto de ellos, como era de esperar, tiene un impacto positivo en la producción de energía de los parques eólicos restantes. Esto se debe a que al no producirse sus estelas, a los parques eólicos existentes les llega un viento más intenso del que les hubiese llegado de considerar la presencia de los parques que fueron omitidos.

Por otro lado, se observa también que el PEE y el PEGR presentan las mayores diferencias porcentuales. Esto tiene que ver con la proximidad que estos parques tienen con el PE3P y cómo al considerar la ausencia de este último, esto repercute positivamente en estos parques, con incrementos en su producción de energía del orden del 5% para el PEE y del 3% para el PEGR, si se consideran las simulaciones con la IAWFP. Respecto de esto último, es importante destacar que, debido a que la IAWFP produce estelas más intensas y prolongadas que la EWP, en todos los casos los impactos estimados a través de las simulaciones con la EWP presentan valores menores a los resultantes de las simulaciones con la IAWFP.

Por otra parte, del experimento No_NO, surge que el ignorar la presencia de los parques PE3P, PEE y PEGR, representa un incremento del orden del 1,5% en la producción del PEC tanto para semana de invierno como la de verano, considerando la IAWFP. Luego, para la semana de invierno en el PEG se observa un incremento de alrededor del 1%, mientras que para la semana de verano no se perciben incrementos significativos. Esto podría estar relacionado con que la semana de verano presenta una mayor componente norte (Figura 4.39) que la de invierno y como consecuencia una mayor ocurrencia de estelas sobre el PEC que sobre el PEG.

Por último, del experimento PB, se obtiene que el Parque de la Bahía podría haber generado un 1.37% más de energía, según las simulaciones para la semana de invierno con la IAWFP activada, de no haber estado influenciado por los otros cinco

parques eólicos. Para la semana de verano el incremento se reduce a la mitad.

Finalmente, al comparar las dos Tablas, puede observarse que mientras el impacto de los parques eólicos evaluados puede percibirse varias decenas de kilómetros aguas abajo para la semana de invierno, con valores en el entorno de 0,76% y 0,23% para el parque más alejado, esto no ocurre para la semana de verano donde los valores caen rápidamente presentando valores cercanos a cero en el parque más distante en los experimentos No_3P y No_NO. Con el fin de explicar esto, se estimó la estabilidad de la capa correspondiente los primeros 100 m de atmósfera, utilizando como clasificador el valor de RiB , para un punto ubicado al NO del PE3P. Se eligió un punto con esa ubicación con el objetivo de minimizar cualquier potencial impacto del parque sobre la estimación de la estabilidad. La Figura 4.50 muestra los porcentajes de ocurrencia de los distintos regímenes de estabilidad tanto para la semana de verano como para la de invierno. En ella puede observarse una mayor frecuencia de condiciones inestables para la semana de verano y a su vez un menor porcentaje de ocurrencia de condiciones estables respecto de la semana de invierno. Entonces, este incremento en las condiciones inestables para la semana de verano podría explicar el menor impacto varios km aguas abajo de los parques, debido al acortamiento de las estelas producidos por la mayor mezcla turbulenta. Lo contrario ocurre para la semana de invierno, donde se evidencia más de un 50% de ocurrencia de condiciones estables, lo que infiere estelas más prolongadas y consecuentemente un mayor impacto.

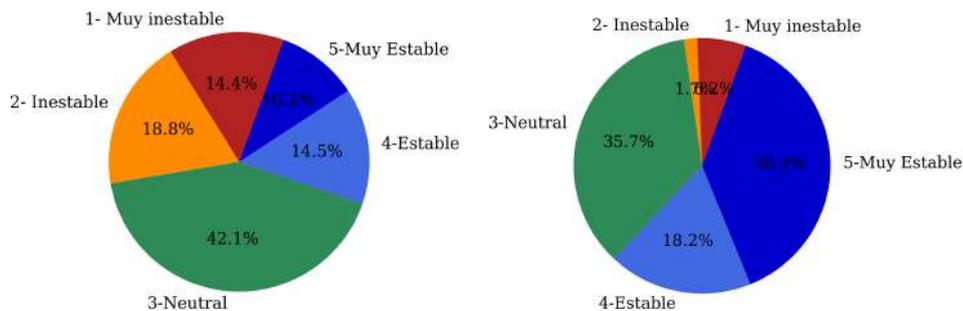


Figura 4.48: Porcentaje de ocurrencia de cada uno de los 5 regímenes de estabildades para la semana de verano simulaciones (izquierda) y para la semana de invierno (derecha).

Con el objetivo de evaluar de forma más detallada el impacto del PE3P sobre la producción de energía de los parques eólicos Energética y García del Río, se comparó la potencia media normalizada (PMN) de las turbinas de estos dos parques antes dos situaciones distintas, una omitiendo la presencia del PE3P y la otra considerando la presencia de éste. Esta comparación se realizó para velocidades de viento, a 100 m de altura, alrededor de la media ($7,5 \text{ m/s} \pm 1 \text{ m/s}$) y para las di-

recciones de viento más recurrentes en la región (direcciones en el rango de 315° a 360°). Utilizando los valores de potencia resultantes de las simulaciones para las dos semanas con la IAWFP, se estimó para cada celda que contenía una turbina correspondiente a estos dos parques eólicos, la potencia media para todos los tiempos dentro de ese rango de velocidades y direcciones de viento. Luego, esos valores de potencia media fueron normalizados por la potencia nominal de las turbinas, 3,3 MW para el PEE y 2,5 MW para el PEGR, para así obtener la PMN. Cabe destacar que debido a la resolución utilizada en las simulaciones (333,33 m) y a la separación existente entre los aerogeneradores de estos parques, en ningún caso se ubicó más de una turbina por celda del modelo.

El efecto del PE3P en las turbinas individuales del PEE y PEGR, se evidencia en la Figura 4.51 al comparar visualmente los paneles izquierdo y derecho, que muestran las potencias medias normalizadas de las turbinas sin considerar y considerando el funcionamiento del PE3P, respectivamente. Al entrar en operación el PE3P se reduce la PMN de las turbinas tanto del PEE como del PEGR. Para el caso del PEE puede observarse que la caída en la PMN es generalmente mayor para las turbinas aguas arriba, con reducciones de alrededor de un 15%. Por su parte, para el PEGR se muestran reducciones de casi un 20% en la PMN de las turbinas del extremo sudoeste. No obstante, se observa una turbina cuya PMN se incrementó al considerar la presencia del PE3P, esto podría deberse a que esa turbina se encuentra aguas abajo de una región donde la densidad de turbinas del PE3P es baja y por lo tanto su impacto podría ser no significativo. En esta misma región para el PEE también se observa un impacto de menor magnitud.

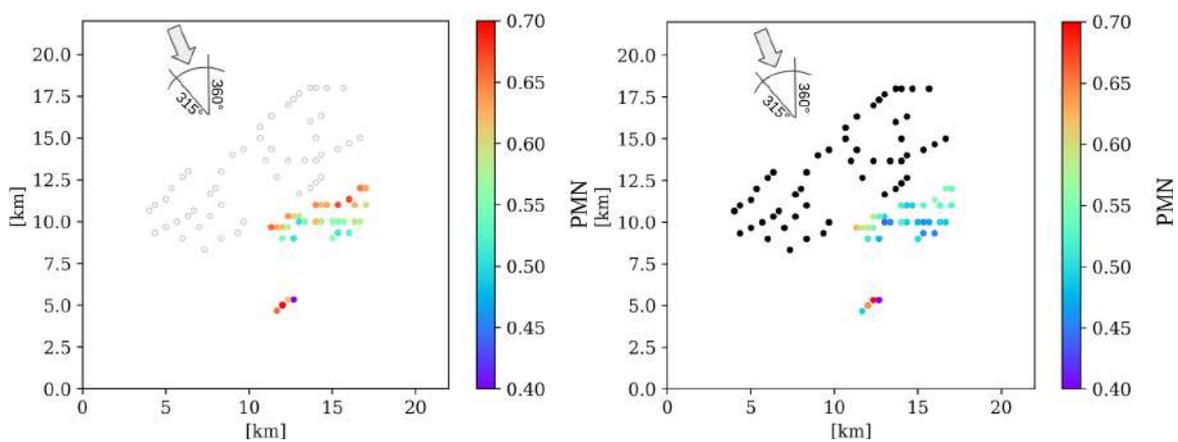


Figura 4.49: Los colores indican la potencia media normalizada (PMN) de las turbinas del PEE y del PEGR, sin considerar la presencia del PE3P (panel izquierdo) y considerando la presencia de éste (panel derecho). *Layout* del PE3P (arriba), del PEGR (abajo izquierda) y del PEE (abajo derecha). La flecha gris indica la dirección de viento media, mientras que el ángulo muestra el rango de direcciones evaluado.

Entonces, del análisis del impacto de la interacción de los parques eólicos localizados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca sobre la potencia capaz de generar por cada uno de ellos surge que sí existe una afectación y que, como era de esperar dada su cercanía, los mayores impactos los produce el Parque Eólico Tres Picos sobre los parques García del Río y Energética. A su vez, también surge que, acorde a lo esperado, los impactos presentan diferentes resultados según sea la parametrización de parques eólicos utilizada; pero, no obstante, en ambos casos los efectos de interacción son importantes.

4.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron diferentes estudios de interacción entre parques eólicos y el flujo atmosférico de capas bajas. Utilizando las herramientas y metodologías expuestas en los capítulos anteriores, se abordó el estudio de impacto del parque eólico *offshore* Horns Rev I sobre principalmente el contenido de vapor de agua y la temperatura de capas bajas, para un caso particular como lo fue la situación que dió lugar a las documentadas fotografías de “calles” de nubes en HR; se realizó un estudio a más largo plazo del impacto del Parque eólico *onshore* Rawson sobre el clima local; y se analizó la interacción de un conjunto de parques eólicos emplazados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca y su consecuente impacto sobre la producción de potencia.

De acuerdo a los resultados obtenidos a partir de las simulaciones del caso particular de la fotografía de Horns Rev, el modelo Meso-NH con un enfoque LES, y con el método de actuador lineal acoplado, logró una buena descripción y reproducción del fenómeno, al realizar las simulaciones bajo condiciones idealizadas particulares que requirieron de un importante análisis de sensibilidad. Por su parte, el modelo WRF con su parametrización de parques eólicos, que no considera la rotación de las aspas de los aerogeneradores e inicializado bajo condiciones “reales”, no reprodujo el desarrollo nuboso aguas abajo de HR pero sí realizó una buena estimación de las variables atmosféricas de superficie como dirección, intensidad de viento y temperatura y hasta reprodujo con un buen grado de semejanza la producción de potencia del parque y la presencia de nubes por encima de éste, durante el evento de la fotografía. Si bien el enfoque de este trabajo de tesis fue desde un comienzo utilizar el modelo WRF, se aprovechó la oportunidad de poder trabajar con el modelo Meso-NH, para abordar este caso particular desde dos enfoques bien distintos y estudiar las capacidades y limitaciones de ambos modelos. Concluyendo que el modelo Meso-NH fue capaz de reproducir el fenómeno pero a expensas de un alto

costo computacional, mientras que el modelo WRF no pudo capturar este fenómeno tan local (principalmente por no considerar la rotación de las aspas de las turbinas) pero que en escalas mayores si fue capaz de representar bien la situación.

Con respecto al impacto del PER sobre el clima local, se evaluaron los resultados de tres parametrizaciones de parques eólicos implementadas en el modelo WRF (EWP, WFP e IAWFP); encontrando que la IAWFP es la que presenta las estelas más intensas y prolongadas mientras que la EWP reporta las menores intensidades. No obstante, en promedios mensuales las regiones de donde el viento presenta una reducción mayor al 5% respecto del flujo libre quedan bastante restringidas al área del parque y a algunos pocos km aguas abajo de éste si existe una componente del viento muy marcada. Para casos particulares, se observó que las estelas podían alcanzar distancias superiores a los 25 km y que bajo condiciones de estabilidad las estelas se mostraban más prolongadas que ante situaciones inestables. En relación al impacto sobre otras variables atmosféricas de superficie, se evidenció que la EWP reportaba una señal de signo opuesto a la WFP y a la IAWFP. Por ejemplo, sobre la temperatura en superficie estas dos últimas reportaban una señal de calentamiento en superficie sobre el PER, mientras que la EWP exhibía una señal de enfriamiento. Esta diferencia se debe a las diferentes formulaciones en las parametrizaciones y principalmente a la presencia del término fuente de TKE en la WFP y la IAWFP. Sugiriendo que estas parametrizaciones presentan un mejor desempeño respecto de la EWP, debido a que estas señales de calentamiento sobre los parques debido al accionar de los aerogeneradores también fueron observadas en distintos trabajos que utilizaron mediciones *in situ* o a través de productos satelitales.

También resultó novedoso el estudio de interacción entre parques eólicos en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca. Encontrando que a pesar de que los mismos, en algunos casos, se encuentran a distancias superiores a los 20 km se produce un efecto de “sombra” y un consecuente impacto del parque que se encuentra aguas arriba sobre la producción de potencia del parque que se encuentra aguas abajo. Como era de esperar, se encontró que los mayores impactos se producían sobre los parques que se encontraban más próximos, con reducciones en potencia de hasta un 5%. Este tipo de análisis resulta de suma importancia en las etapas de diseño, operación e incluso expansión de los parques, debido a que permite representar los efectos de “sombra” y cuantificar las pérdidas en términos de producción de energía y por lo tanto, se transforma en una herramienta vital a la hora de toma de decisiones. Tomando el precio acordado para el pago de la energía producida por el PEE de 37,3 dólares por *MWh* [73] y considerando que en una semana la presencia del PE3P resultó en una reducción en la generación de energía en el PEE de alrededor

de 550 *MWh*, este fenómeno hubiera producido una pérdida de 20515 dólares durante dicha semana. Si esta situación fuera representativa de lo ocurrido a lo largo del año, para cuyo análisis habría que extender el período de estudio, las pérdidas económicas anuales rondarían el millón de dólares.

5

Conclusiones generales y posibles trabajos a futuro

En un contexto donde la capacidad de energía eólica instalada en el mundo ha tenido un incremento sostenido durante los últimos 20 años, con un aumento exponencial en el número de parques eólicos emplazados a nivel global, y con aerogeneradores que se diseñan de forma tal de proveer cada vez mayores potencias y consecuentemente presentan mayores tamaños, uno de los principales objetivos de esta tesis fue obtener una mejor comprensión en torno a la interacción que se produce entre los parques eólicos y el flujo atmosféricos de capas bajas. Este mayor entendimiento puede ser utilizado para una toma de decisiones mejor informada respecto de la instalación de nuevos emprendimientos eólicos y/o expansión de los parques ya existentes, así como también puede conducir a nuevas investigaciones vinculadas al impacto de parques eólicos sobre su entorno. Para ello, a lo largo de este trabajo de tesis se realizaron distintas simulaciones con diferentes modelos de predicción numérica del tiempo regionales, en los cuales la presencia de los aerogeneradores en la atmósfera podía ser representada a través de diferentes esquemas o modelos acoplados. Esto requirió de un análisis de cada una de las metodologías y condujo a la implementación de mejoras en una de ellas. Estas mejoras se reflejan, entre otras, en una mejor representación de la producción de potencia estimada, que fue verificada tanto empleando observaciones como modelos de fluidodinámica de mayor resolución. Estas distintas metodologías fueron luego utilizadas para estudiar el impacto de dos parques eólicos sobre las variables atmosféricas de superficie y el flujo de capas bajas, y se abordó también una aplicación de estas herramientas para un estudio de interacción entre parque eólicos. Todos los resultados numéricos de este trabajo fueron obtenidos a partir de dos modelos numéricos de mesoescala, WRF y Meso-NH, ampliamente utilizados en la comunidad y capaces de ser ejecutados en paralelo condición necesaria para la simulación de parques eólicos en alta resolución.

Más en detalle, en el **Capítulo 1** se presentó un breve resumen del contexto de la energía eólica a nivel global y nacional y se realizó una somera introducción al

efecto que producen los aerogeneradores sobre el flujo atmosférico. En el contexto nacional, de la misma forma que en el mundial, la energía eólica ha experimentado un auge impulsado por la Ley de energía renovables N° 26.190 y su modificatoria la Ley N° 27.191 que establecen una meta de un 20% de contribución de las fuentes, en el consumo de energía eléctrica nacional, para diciembre del 2025. En marzo del 2020, la energía eólica por si sola aportó un 6% a la producción nacional de energía, siendo alrededor del 8% el total de todas las fuentes de energías renovables. Para el mes de abril de ese mismo año, existían en la Argentina un total de 24 parques eólicos *onshore* distribuidos en ocho provincias.

Este crecimiento en la energía eólica demanda una mayor comprensión del impacto que tienen los parques eólicos sobre la atmósfera y viceversa. Si bien el impacto sobre la reducción en la cantidad de movimiento dentro de un mismo parque ha sido bastante estudiado por las implicancias negativas que tiene en la producción, los impactos sobre el clima local (aumentos en la temperatura de superficie y cambios en los flujos de calor, entre otros) fue una temática que llegó con posteridad así como el nuevo fenómeno de interacción entre parques producido por el aumento de la densidad de parques eólicos en determinadas regiones. Siendo este trabajo de tesis el primero en explorar, a través de simulaciones numéricas, estos impactos e interacciones para parques eólicos emplazados en el territorio argentino.

Debido a que la longitud e intensidad de las regiones de estela depende fuertemente de las condiciones de estabilidad atmosférica en los primeros cientos de metros de la atmósfera, en el **Capítulo 2** se abordó un estudio de la variabilidad de la estabilidad en la región donde se encuentra emplazado el Parque Eólico Rawson, uno de los principales parques de la Argentina, con mayor tiempo en operación y del que se disponía de observaciones que permitían estimar la estabilidad.

Para realizar el estudio fue necesario emplear el modelo WRF, para efectuar un *downscaling* dinámico del sistema de reanálisis ERA5, y así poder alcanzar un mayor detalle en la representación de la variabilidad espacial y temporal de distintos parámetros utilizados para estimar la estabilidad. Se eligió este sistema de reanálisis por ser el que mejor correspondencia presentaba con las mediciones registradas en el PER. Del análisis surgió una gran similitud, en términos estadísticos, entre las condiciones de estabilidad estimadas de las observaciones y las resultantes de las simulaciones, con un mayor porcentaje de condiciones neutrales, seguido por estratificaciones estables y una menor proporción de casos con condiciones inestables. Esto es coherente con las altas latitudes en las que se encuentra emplazado el PER, donde se presentan temperaturas medias bajas y radiaciones solares incidentes entre débiles y moderadas. De esta forma, quedó demostrada la capacidad del

modelo WRF para estimar la estabilidad y caracterizar el recurso eólico en la región, y el buen desempeño de los datos de reanálisis ERA5 para proveer de condiciones iniciales y de borde al modelo de mesoescala.

Uno de los aportes novedosos de este trabajo de tesis fue presentado en el **Capítulo 3**, donde del análisis de las distintas formas de representar los aerogeneradores dentro de los modelos regionales, surgió la necesidad de desarrollar una nueva parametrización de parques eólicos en la que la estimación de potencia generada así como el sumidero de cantidad de movimiento y la fuente de TKE no dependieran de la velocidad de la celda en la que se encontraba emplazada la turbina sino que tuviera en cuenta el fenómeno de inducción producido por el aerogenerador y dependieran de la velocidad no perturbada o de referencia, independizándose así de la resolución horizontal seleccionada. Para ello sobre las bases de la WFP se desarrolló la IAWFP. Se eligió trabajar sobre esta parametrización en lugar de sobre la EWP, por un lado, por ser la más utilizada y la que se encuentra implementada en la versión estándar del modelo WRF y por el otro, debido a que como se muestra en el **Capítulo 4** es la que mayor correspondencia presenta con los impactos registrados en distintos estudios observacionales. Esta nueva parametrización fue evaluada en simulaciones de una única turbina y ante versiones idealizadas de dos parques eólicos de gran escala para las que se contaba o con observaciones o con resultados de un modelo CFD de mayor resolución, mostrando en todos los casos un buen desempeño y una menor dependencia con la resolución utilizada.

Asimismo, de las simulaciones para dos parques eólicos también surgió que si se deseaba representar la correcta disposición de las turbinas en un parque eólico e identificar las direcciones de viento más desfavorables, en términos de déficit de velocidad, y consecuentemente sus fenómenos e impactos asociados, las simulaciones debían ser configuradas en alta resolución, en el orden de los 300 a 500 m, de forma tal que cada turbina se ubicara prácticamente sola en su celda y que quedaran celdas libres entre medio para representar de la forma más “real” posible el comportamiento del flujo dentro del parque y aguas abajo del mismo. Esto mostró la necesidad de realizar las simulaciones de interacción con resoluciones horizontales en el orden de los cientos de metros.

Todas estas distintas metodologías y herramientas presentadas fueron utilizadas en el **Capítulo 4** para estudiar diferentes procesos de interacción entre parques eólicos y el flujo atmosférico de capas bajas.

Del análisis del particular caso de la fotografía de Horns Rev I surgió que el modelo Meso-NH, bajo un enfoque LES y con el modelo de actuador lineal acoplado, fue capaz de reproducir el patrón helicoidal de la estela nubosa, pero sólo bajo con-

diciones iniciales muy específicas y a expensas de un alto costo computacional, por su parte el modelo WRF utilizando la IAWFP, que basa su principio en el modelo de actuador discal y no contempla la rotación de las aspas, no registró el fenómeno tan local pero sí fue capaz de representar bien el problema en escalas mayores.

Por su lado, el estudio de impacto del PER sobre su entorno mostró que las estelas se presentan más intensas y prolongadas bajo condiciones estables y que lo mismo ocurre al utilizar la IAWFP respecto de la EWP, por ser ésta la parametrización que impone mayores déficits. A su vez, también pudo observarse que mientras la WFP y la IAWFP presentan, en los perfiles verticales de intensidad de viento, una marcada curvatura en la región de la turbina, la EWP muestra una pendiente más suave y un mayor déficit en superficie, lo cual denota que el efecto de la turbina sobre el flujo es mejor representado por las primeras. Respecto del impacto sobre la temperatura y los flujos de calor en superficie, la EWP presentó una señal opuesta a las otras dos parametrizaciones, por ejemplo para la temperatura en superficie la WFP y la IAWFP reportaron un calentamiento sobre el parque, en concordancia con observaciones realizadas en otros parques *onshore*, mientras que la EWP presentó un enfriamiento en superficie. Nuevamente la respuesta física de la WFP y la IAWFP es más consistente con los procesos subyacentes y con las observaciones disponibles.

Finalmente, otro aporte novedoso de este trabajo de tesis fue el estudio de interacción entre parques eólicos emplazados en los alrededores de la ciudad de Bahía Blanca. De este estudio se desprendió que si bien existe una distancia superior a los 20 km entre algunos parques, desde un punto de vista numérico existe interacción entre ellos. Y esta interacción tiene un fuerte impacto en la producción de energía de los parques que se encuentran aguas abajo. Impacto que es mayor mientras más próximos se encuentren los parques y que mostró una reducción de energía para uno de los parques de hasta un 5%, lo que equivale a una pérdida económica anual de alrededor de 1 millón de dólares.

Estas conclusiones muestran la importancia de estas herramientas y metodologías a la hora de evaluar impactos particulares, proyectar futuros parques o pensar en la expansión de parques ya existentes, así como colaborar en el diseño de estudios de campo que busquen evaluar potenciales impactos de parques eólicos sobre su entorno. No obstante, también evidencian la necesidad de realizar campañas experimentales, como el mencionado proyecto AWAKEN, que permitan cuantificar estas interacciones y a su vez proveer de información para validar estas herramientas.

Posibles trabajos a futuro

A partir de estos 4 capítulos de tesis, luego de realizar una exhaustiva revisión bibliográfica del problema y de la experiencia ganada a través de la vinculación con los distintos actores asociados a esta temática, es posible identificar algunas líneas de trabajo a futuro.

Respecto del impacto de parques eólicos sobre el clima local, existen numerosos parques en el territorio argentino emplazados a distintas latitudes y sobre diferentes tipos de suelo, esto les confiere, entre otras cosas, condiciones radiativas y contenidos de humedad diferentes, por lo que sería interesante evaluar impactos sobre otros tipos de usos de suelo. Considerando que la Argentina es un país agrícola-ganadero, la presencia de un parque eólico aguas arriba de una región de cultivo podría estar produciendo algún tipo de impacto, ya sea positivo o negativo, sobre el mismo.

En relación a los fenómenos de interacción entre parques, sería sumamente enriquecedor presentar los resultados encontrados a los diferentes actores involucrados, tanto del estrato público como privado, con el objetivo de que este tipo de fenómenos se incorporen en el desarrollo de parques a futuro y en la operación de los actuales. Asimismo, con el fin de evaluar el problema desde un punto de vista observacional, comparar simulaciones y mejorar el conocimiento, sería deseable emplear registros de energía producida por cada uno de los parques implicados. Por otro lado, también queda pendiente realizar un estudio análogo al realizado para los parques en los alrededores de Bahía Blanca, pero ahora sobre la otra zona del país identificada con una gran densidad de parques, la región que comprende a las ciudades de Rawson, Puerto Madryn y alrededores.

Finalmente, en diciembre del año 2020, se publicó un artículo de Archer *et al.* [4], en el que se hace mención a dos errores encontrados en la estimación de la fuente de TKE por parte de la parametrización de Fitch, en este trabajo de tesis la llamada WFP. Uno de estos errores está vinculado a un simple *bug* en el código del WRF, mientras que el segundo está relacionado a un valor excesivo del coeficiente C_{TKE} . El código con las correcciones aún no se encuentra disponible en la página oficial del NCAR, pero sí está a disposición en el repositorio de desarrollo de WRF. Si bien estas modificaciones afectan el modo en que se desarrolla la estela, en el trabajo de Archer *et al.* [4] se hace mención a que estos dos problemas no han sido descubiertos con anterioridad debido a que interactúan de manera sutil entre sí, provocando errores de compensación, que generan perfiles de TKE y de déficit de velocidad del viento algo realistas. Más allá de que a esta modificación le faltan numerosos tests en relación a la estimación del nuevo coeficiente de C_{TKE} , como

mencionan los autores del trabajo, vale la pena en un trabajo a futuro explorar su comportamiento y compararlo con el de las parametrizaciones utilizadas en este trabajo de tesis.



Modelos

A.1. WRF

El modelo Weather Research and Forecast (WRF) es un modelo numérico de mesoescala, de código libre y abierto, diseñado para investigación, educación y aplicaciones operativas. El mismo fue desarrollado conjuntamente por distintos institutos estadounidenses entre los que se destacan el National Center for Atmospheric Research (NCAR), el National Center for Environmental Prediction (NCEP) y el Earth System Research Laboratory (ESRL), entre otros. El esfuerzo para desarrollar el WRF comenzó a finales de los años 90 y en la actualidad cuenta con una gran comunidad mundial de científicos y usuarios. Esto posibilita la continua actualización del modelo.

El modelo WRF ofrece dos núcleos dinámicos distintos para el cálculo de las ecuaciones que gobiernan la atmósfera; el NMM (Nonhydrostatic Mesoscale Model) y el ARW (Advanced Research WRF). El ARW, seleccionado para el presente trabajo de tesis, integra las ecuaciones de Euler compresibles y no hidrostáticas de forma conservativa. Las ecuaciones en forma de flujo en el espacio cartesiano se extienden para incorporar los efectos de la humedad en la atmósfera e incluir proyecciones esféricas.

WRF consta de conjuntos de programas independientes, el primer conjunto es el sistema de preprocesamiento WPS construido para reconfigurar los datos de entrada y hacer frente a la configuración del usuario. La estructura simplificada de WRF se muestra en la Figura A.1. El WPS es un preprocesador meteorológico que: crea dominios de cuadrícula alrededor de la altitud y longitud de los puntos de interés (a), genera un campo de presión 3D y selecciona los niveles verticales de importancia en la atmósfera local (b), y realiza una interpolación horizontal de las variables de entrada a la resolución de la cuadrícula de salida (c). El último conjunto consta de dos programas: *real* y *wrf*, para la interpolación vertical de los datos de entrada y el solver dinámico, respectivamente.

WRF puede producir simulaciones basadas en condiciones atmosféricas reales

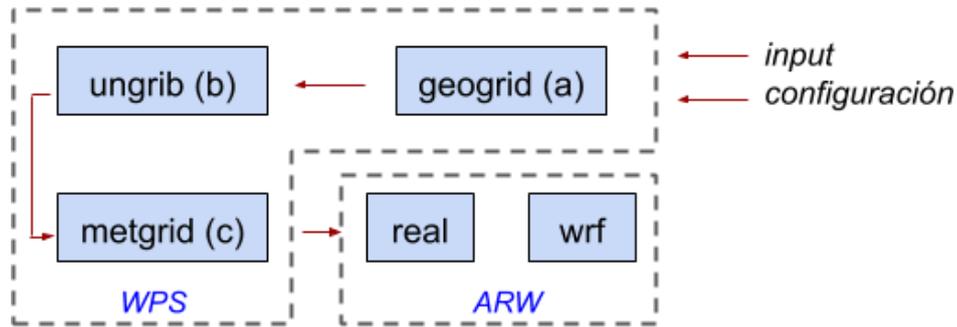


Figura A.1: Esquema del flujo de datos y componentes del WPS, y cómo WPS provee condiciones iniciales al ARW.

(es decir, a partir de observaciones y análisis), siguiendo el flujo de la Figura A.1 o basadas en condiciones idealizadas, utilizando únicamente los programas *ideal* (que produce las condiciones iniciales para ARW) y *wrf* (que ejecuta ARW).

Debido a la naturaleza de mesoescala del WRF, la física del modelo está representada a partir de un conjunto de parametrizaciones que buscan explicar y representar distintos procesos que no pueden resolverse explícitamente con la resolución espacial y temporal con la que el modelo resuelve las ecuaciones que gobiernan la atmósfera. Esto incluye esquemas de parametrización para fenómenos físicos como la formación de nubes, el modelado de la capa límite planetaria, la radiación atmosférica y superficial, etc. Más detalle sobre esquemas de parametrización, configuraciones de usuario y opciones de configuración de WRF, puede encontrarse en [109].

La siguiente sección trata sobre la malla computacional y los niveles verticales en el modelo WRF, el esquema de *nudging* y las parametrizaciones físicas utilizadas en este trabajo de tesis.

A.1.1. Retícula computacional y coordenadas verticales en WRF-ARW

La retícula computacional es el espacio utilizado para definir la ubicación del estudio, representa una malla que almacena datos de entrada y variables dentro de sus nodos, bordes y puntos centrales. El modelo WRF utiliza una malla escalonada tipo Arakawa C, donde la temperatura potencial y las velocidades (u, v, w) se evalúan en el punto central y en los bordes, respectivamente. Las variables de diagnóstico como la presión y la densidad se calculan en los puntos centrales de la grilla. La ventaja de utilizar este tipo de grillas escalonadas en lugar de grillas colocadas (donde todas las variables se almacenan en los mismos puntos) es evitar errores de discretización en la presión y la velocidad [41].

Respecto de las coordenadas verticales, el modelo WRF-ARW utiliza las coordenadas que siguen el terreno propuestas por Laprise [60], las cuales están definidas por la ecuación

$$\eta = \frac{(p_h - p_{ht})}{\mu} \quad (\text{A.1})$$

donde $\mu = p_{hs} - p_{ht}$

p_h es la componente hidrostática de la presión, p_{hs} y p_{ht} son los valores de la presión en superficie y en el tope de la atmósfera respectivamente (Figura A.2).

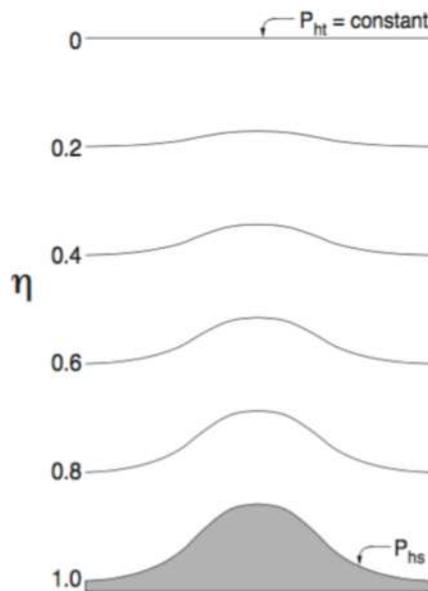


Figura A.2: Esquema de coordenadas Eta.

Si bien en el manual del WRF y en la ecuación A.1 la coordenada aparece con la letra η se trata de coordenadas σ_p . Donde las superficies de esta coordenada son superficies sigma cerca del suelo y gradualmente se vuelven más horizontales, a medida que se incrementa la distancia desde la superficie, hasta transformarse en superficies isobáricas puras en la estratósfera.

Dado que este trabajo de tesis se encuentra focalizado en los procesos dentro de la capa límite atmosférica y en particular dentro de la capa de superficie, por ser ésta la región donde suelen estar emplazados mayormente los aerogeneradores, la selección de niveles verticales para realizar las distintas simulaciones buscó maximizar la cantidad de niveles en capas bajas con el objetivo de tener una mejor representación de los procesos que se producían cerca de la superficie terrestre.

Asimismo en su trabajo Lee y Lundquist [62] encontraron que una mayor resolución vertical en los niveles que intersecaban a las turbinas era necesaria para reproducir mejor la producción de energía observada. Siguiendo la recomendación de

este trabajo de utilizar una resolución vertical de 12 m en el entorno de la turbina, es que fueron definidos los niveles verticales tanto de las simulaciones de estabilidad como de las de impacto.

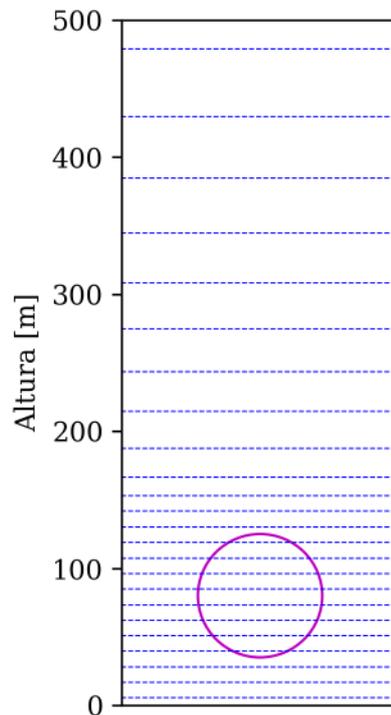


Figura A.3: Altura de los niveles sigma-p prefijados para las simulaciones de estabilidad e impacto. En magenta área de barrido del rotor Vestas V90.

Para apreciar la cantidad de niveles y las alturas de éstos cerca de la superficie terrestre la Figura A.3 muestra la distribución de los niveles verticales por debajo de los 500 m. Si bien los niveles σ_p varían a lo largo de la simulación, la figura presenta la altura de estos niveles en términos medios por sobre el nivel del suelo en el punto de retícula más cercano al centro del PER I y II.

La Figura A.3 muestra también el área de barrido del aerogenerador V90 en relación a los niveles verticales seleccionados. Puede observarse que 8 niveles verticales estarían intersecando el área de rotación de la turbina siguiendo la recomendación de Lee y Lundquist [62].

A.1.2. Parametrizaciones físicas utilizadas. Descripción de cada configuración.

Las simulaciones con el modelo WRF realizadas en este trabajo de tesis poseen coincidencias en cuanto a la selección de algunas de las parametrizaciones físicas, y se describen a continuación.

- Radiación. Estas parametrizaciones controlan el balance de energía de radiación de onda corta y onda larga, e incluyen el rol de las nubes, gases y aerosoles en, según corresponda, reflejar, absorber y dispersar energía en distintas direcciones. En esta tesis se eligió trabajar con el esquema Rapid Radiative Transfer Model (RRTMG) [46] tanto para la parametrización de radiación de onda corta y de onda larga. Este esquema divide el espectro solar en 14 bandas e incluye 16 bandas en el infrarrojo térmico, así como la interacción con las nubes, CO₂ y O₃.
- Microfísica de nubes. Se escogió la parametrización WSM5 (WRF-single-moment-microphysics class 5)[44] que incluye cinco especies de hidrometeoros y es apropiada para dominios de alta resolución sin comprometer el costo computacional, respecto de otros esquemas. Esta parametrización controla el tratamiento de las distintas especies de agua presentes en la atmósfera (vapor, gotas de nube, hielo de nube, lluvia, nieve, etc). Su influencia en capas bajas esta limitada principalmente a áreas cercanas donde exista desarrollo convectivo húmedo.
- Convección. Esta parametrización busca representar los efectos netos asociados a la convección en cuanto a la redistribución de cantidad de movimiento, energía y humedad cuando éstos no pueden representarse explícitamente con la resolución horizontal seleccionada. En esta tesis se utilizó el esquema de cumulus Kain-Fritsch [55] únicamente en el dominio externo de menor resolución.
- Suelo. Se eligió el esquema NOAH-LSM [19]. Este es un modelo de temperatura y humedad del suelo de cuatro capas con predicción de humedad de la canopia y cobertura de nieve. Incluye zona de raíces, evapotranspiración, drenaje del suelo y escorrentía. Esta parametrización provee los flujos de calor latente y sensible al esquema de capa límite.
- Capa superficial. Esta parametrización establece cómo la superficie terrestre interactúa con la atmósfera. En esta capa los flujos permanecen constantes con

la altura, aunque no así el perfil vertical de las distintas variables de diagnóstico (viento, temperatura y humedad). La elección del esquema de capa de superficie se encuentra condicionada a la parametrización de capa límite seleccionada. Este esquema es el que determina el viento a 10 metros de altura y la temperatura y humedad a 2 m. En este trabajo de tesis se utilizó el esquema Eta [49] basado en la teoría de semejanza de Monin-Obukhov [76] e incluye parametrizaciones de la subcapa laminar.

- Capa límite atmosférica. Esta parametrización es responsable de los flujos verticales a escala de subgrilla debido a los transportes turbulentos en toda la columna atmosférica, no solo en la capa límite. Los flujos superficiales son proporcionados por los esquemas de suelos y capa superficial. El esquema de capa límite determina los perfiles de flujos dentro de la capa de mezcla y la capa estable, para así proporcionar tendencias de temperatura, humedad (incluidas las nubes) y momento horizontal en toda la columna atmosférica. Se eligió utilizar la parametrización Mellor-Yamada-Nakanishi-Niino (MYNN) [78]. Se trata de un esquema local, lo que implica que solo los niveles verticales adyacentes a un determinado nivel afectan a ese nivel en particular y tiene un orden de clausura de 1.5. El movimiento de un fluido continuo se puede describir utilizando las ecuaciones de Navier-Stokes con el promedio de Reynolds (RANS por su sigla en inglés), donde las distintas variables involucradas se pueden deconstruir en una componente media, que representa el estado medio o básico del fluido, y en una perturbación asociada a las fluctuaciones turbulentas ([96]). Luego, el sistema de ecuaciones resultante presenta más incógnitas que ecuaciones, y se requiere de relaciones empíricas para la clausura del sistema. El orden de clausura 1.5 de la parametrización de MYNN se corresponde con no sólo ecuaciones de pronóstico para las variables medias (orden 1 [114]), sino también con una ecuación de pronóstico para la energía cinética turbulenta media. Ésta última ecuación permite identificar los aportes térmicos y mecánicos en la generación de la turbulencia y su inhibición debido a la viscosidad molecular, lo que resulta en una mejor descripción de la intensidad y efectividad de la turbulencia dentro de la capa límite atmosférica. Finalmente, en este esquema a diferencia de en su predecesor, las expresiones de estabilidad y longitud de mezcla están basadas en simulaciones LES.

Es importante señalar que el WRF es el modelo regional que el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) utiliza de modo operativo para la elaboración de sus pronósticos para todo el país. Por lo tanto, a los fines de la implementación de mejoras que en un futuro pudiesen pasar a ser operativas, resulta de interés que el

modelo utilizado para este trabajo de tesis sea el mismo que el se corre de modo operativo en el SMN. Respecto de la configuración de la física del WRF, para las simulaciones de 4 km elaboradas por el SMN, se utiliza el mismo modelo de suelo y parametrización de radiación de onda larga que los propuestos para esta tesis pero diferentes esquemas para la radiación de onda corta, microfísica y capa límite, utilizando Dudhia [28], MYJ [50] y WSM6 [45], respectivamente. Más detalle sobre las diferentes configuraciones utilizadas por el SMN para el WRF, tanto para su pronóstico determinístico como para su pronóstico por ensambles, pueden encontrarse en Dillon *et al.* [25] y Dillon *et al.* [26].

A.1.3. Nudging

Como en cualquier modelo de pronóstico numérico del tiempo, se espera que los errores aumenten con la duración de la simulación. Hay dos formas de contrarrestar esto, una es periódicamente reinicializar los cálculos (por ejemplo, diariamente), y la otra es forzar las simulaciones a seguir determinadas condiciones de contorno aplicando una técnica de nudging.

El nudging, también conocido como asimilación de datos de cuatro dimensiones (FDDA), es un método para mantener las simulaciones cercanas a los análisis y/o a las observaciones, aplicando términos de forzamiento adicionales a las ecuaciones del modelo. Existen tres tipos de nudging, el *grid nudging* donde se fuerza a las simulaciones hacia los análisis punto de grilla por punto de grilla, el *observacional* donde localmente se fuerzan las simulaciones hacia los datos observacionales y el nudging *espectral* donde se fuerza a las simulaciones hacia un determinado espectro de longitudes de onda de los análisis.

Al realizar un downscaling dinámico con un modelo regional, como se hace en esta tesis, deben mantenerse a lo largo de las simulaciones los patrones climáticos de gran escala y es para esto que se utilizan las técnicas de nudging. En particular, en las distintas simulaciones no idealizadas llevadas a cabo en esta tesis se utilizó la técnica de nudging espectral [72]. Luego de diversos análisis de sensibilidad y desempeño de las distintas técnicas de nudging, se recomendó para el desarrollo del Nuevo Atlas Eólico Europeo la utilización de la técnica de nudging espectral implementándola únicamente sobre el dominio externo [130]. Dado que este trabajo de tesis persigue el mismo objetivo que el Atlas, de representar de la mejor forma posible el recurso eólico, es que se decidió tomar estas recomendaciones y aplicar las mismas técnicas.

A.2. OpenFOAM

OpenFoam (Open Field Operation and Manipulation) [1] es uno de los software de fluido dinámica computacional (CFD por su sigla en inglés) de código abierto más extendidos en el mundo. Se ha aplicado a casi todos los sectores de la industria eólica y ha sido ampliamente validado.

En este trabajo se muestran los resultados de este software utilizando el solver *simpleFoam* que consiste en la resolución estacionaria de las ecuaciones de Navier Stokes en promedios de Reynolds (RANS) mediante el algoritmo *SIMPLE* (en inglés Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations), con las turbinas eólicas representadas a través del modelo del actuador discal (AD) y el modelo $k-\epsilon$ Realizable [106] con coeficientes estándar como modelo de clausura de la turbulencia. Respecto de la resolución utiliza dos mallados, uno general y otro, encerrando al aerogenerador, de mayor resolución lo que permite una descripción más detallada del fenómeno en los alrededores de la turbina y en consecuencia de la estela resultante. Las condiciones iniciales y de borde fueron definidas de forma tal de hacer los resultados lo más compatibles con aquellos simulados con el modelo WRF, con un perfil logarítmico del viento con una velocidad de 8 m/s a la altura de góndola, una estratificación neutral y una longitud de rugosidad de 0,01 m . Toda esta configuración y metodología de OpenFoam ha sido validada, entre otras situaciones, para condiciones neutrales de CLA en el PER, uno de los parques eólico tomado como caso de estudio [80].

Una de las mayores diferencias en el enfoque de OpenFOAM y el de WRF en la representación de los aerogeneradores, es la forma en cómo la turbulencia es incorporada en ambos modelos. Mientras que en el enfoque de OpenFOAM no es incorporada explícitamente en el modelo, sino generada debido a las tensiones originadas en las fuerzas volumétricas inducidas por el modelo AD, en la WRF se tiene una fuente explícita de TKE que inyecta turbulencia en el flujo, y esta podría ser la mayor diferencia entre ambos enfoques, ya que esta turbulencia sin duda tiene un efecto en cómo se mezcla y disipa la estela.

A.3. Meso-NH

Meso-NH es un modelo atmosférico de mesoescala no hidrostático [58] desarrollado por el Centro Nacional de Investigaciones Meteorológicas de Francia (CNRM por su sigla en francés) y el Laboratorio de Aerología (LA). Puede simular flujos atmosféricos de meso a micro escala. Sus ecuaciones principales se basan en la conser-

vación de la masa, cantidad de movimiento, humedad y la ecuación termodinámica derivada de la conservación de la entropía. Una descripción de su núcleo dinámico puede encontrarse en Lafore *et al.* [59]. A diferencia del WRF que es un modelo totalmente compresible, el Meso-NH es un modelo inelástico basado en el sistema pseudo-compresible de Durran [29] que filtra los efectos elásticos de las ondas de sonido.

Al igual que el modelo WRF, el Meso-NH tiene un enfoque euleriano y discretiza el dominio utilizando la grilla escalonada de tipo Arakawa C. No obstante, este modelo utiliza coordenadas verticales de seguimiento del terreno basadas en la altura z . Esta es también una coordenada híbrida dado que además de la coordenada vertical implementada originalmente (Gal-Chen y Somerville [37]), utiliza también la Coordenada Vertical de Nivel Suave (SLEVE por su sigla en inglés) (Schär *et al.* [100]) donde las características de pequeña escala en las superficies de coordenadas decaen rápidamente con la altura, limitando la existencia de superficies de coordenadas inclinadas a los primeros kilómetros sobre el suelo.

El modelo Meso-NH, de igual manera que el WRF, puede ser utilizado para un amplio rango de resoluciones horizontales, desde resoluciones de escala sinóptica ($\Delta x \sim 10 \text{ km}$), mesoescala ($\Delta x \sim 1 \text{ km}$), a simulaciones LES ($\Delta x \sim 100 \text{ m}$ a 1 m). En este trabajo de tesis, este modelo numérico Meso-NH, es utilizado con un enfoque LES, debido a que bajo este enfoque cuenta con distintos modelos acoplados de actuador para representar la presencia de los aerogeneradores en la atmósfera, tal como el modelo de actuador lineal descrito en la Sección 3.2. Si bien el modelo WRF también cuenta con la capacidad de ser empleado bajo un enfoque LES, dentro de este modalidad no posee ningún modelo acoplado para representar la presencia de los aerogeneradores en la atmósfera.

Del mismo modo que en WRF, numerosas parametrizaciones han sido integradas en el modelo Meso-NH. La Figura A.4 esquematiza las parametrizaciones disponibles como por ejemplo convección, microfísica de nubes, turbulencia y radiación entre otras, distinguiéndolas entre las que podrían ocupar sólo una porción de la celda y las que se encontrarían activas en toda la grilla.

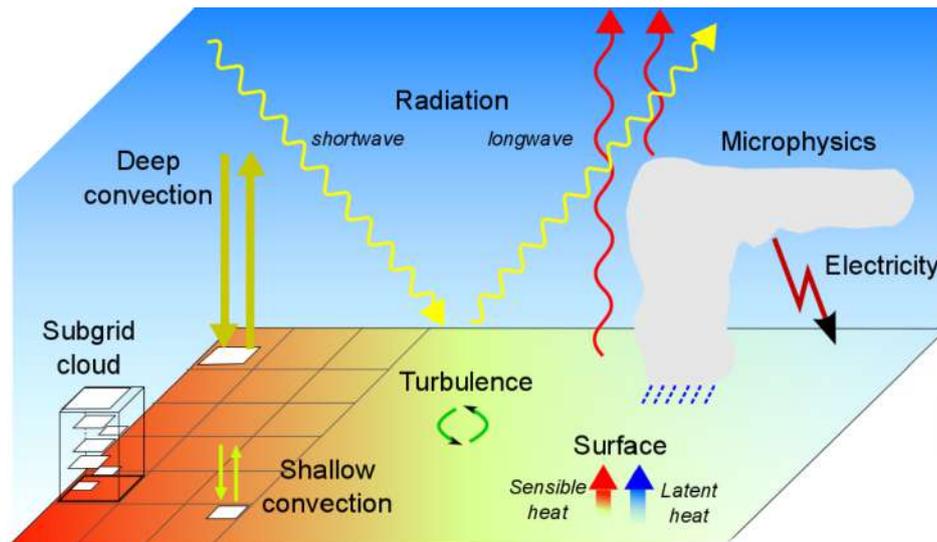


Figura A.4: Parametrizaciones físicas disponibles en Meso-NH. Las parametrizaciones de la izquierda se basan en el supuesto implícito porque los procesos que representan ocupan solo una parte de cada celda de cuadrícula. Las parametrizaciones de la derecha representan varios procesos de subgrilla que pueden estar activos en la porción completa de cada celda de cuadrícula. Imagen extraída de Lac *et al.* [58].

Si bien este modelo cuenta con diferentes esquemas para seleccionar dentro de cada parametrización, el número de opciones es bastante más reducido que para el modelo WRF. Esto se debe a que mientras que el WRF es, desde sus comienzos, un código abierto, lo que permitió contribuciones de muchos desarrolladores de toda la comunidad científica, el Meso-NH se volvió accesible para toda la comunidad a partir de su versión 5.1, recién en el año 2015.

A.3.1. Parametrizaciones físicas utilizadas.

A continuación se describen brevemente las parametrizaciones y esquemas utilizados para las simulaciones con Meso-NH en este trabajo de tesis.

- Radiación. La radiación de onda larga y onda corta fue parametrizada siguiendo a Fouquart y Bonnel [35] y Mlawer *et al.* [74], respectivamente. Estos esquemas, al igual que los seleccionados para las simulaciones de WRF, dividen el espectro solar en 14 bandas mientras que para la radiación de onda larga utiliza 16 bandas espectrales.
- Microfísica de nubes. Se utilizó el esquemas de seis clases y un momento ICE3 [84]. Esta parametrización incluye seis especies de hidrometeoros y es dentro de los esquemas presentes en el Meso-NH el más simple y parecido al utilizado en el modelo WRF.

- Suelo. Respecto de los procesos de superficie, el Meso-NH tiene externalizados estos procesos en un modelo acoplado de superficie, el SURFEX [70] que se encarga de representar las interacciones tierra-atmósfera considerando diferentes tipos de superficies (vegetación, ciudad, océano, lago). En particular, dado que las simulaciones realizadas con Meso-NH dentro de este trabajo de tesis, fueron idealizadas y tuvieron lugar sobre una superficie oceánica, la superficie del mar fue representada a través del esquema *Sea Flux* detallado en Belamari [7] y acoplado al modelo SURFEX.
- Turbulencia. Como ya fuera mencionado, para este trabajo de tesis el modelo numérico Meso-NH, fue utilizado con un enfoque LES. Los flujos turbulentos de segundo orden son calculados utilizando el esquema de clausura de orden 1.5 propuesto por [95]. El esquema de clausura esta basado en una ecuación de pronóstico para la energía cinética turbulenta de subgrilla y una ecuación de diagnóstico para la longitud de mezcla. A diferencia de para su enfoque de mesoescala, bajo el enfoque LES los intercambios turbulentos horizontales no son despreciados. Por otro lado, la longitud de de mezcla ya no se relaciona con la distancia que una parcela puede desplazarse hacia arriba y hacia bajo, sino que se considera que se puede vincular a los torbellinos de subgrilla que presentan mayor tamaño. La longitud de mezcla de [23] fue elegida para este trabajo, teniendo en cuenta el tamaño de grilla y la estratificación de la capa límite de la atmósfera del caso de estudio.

Bibliografía

- [1] OpenFOAM. 2017. URL <http://www.openfoam.org/>.
- [2] Global Wind Report 2019. Inf. téc., Global Wind Eenergy Council. 2020.
- [3] M. Abkar y F. Porté-Agel. A new wind-farm parameterization for large-scale atmospheric models. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(1):013121. 2015.
- [4] C. L. Archer; S. Wu; Y. Ma y P. A. Jiménez. Two corrections for turbulent kinetic energy generated by wind farms in the WRF model. *Monthly Weather Review*, 148(12):4823–4835. 2020.
- [5] S. Baidya Roy; S. Pacala y R. Walko. Can large wind farms affect local meteorology? *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 109:D19. 2004.
- [6] D. Barrie y D. Kirk-Davidoff. Weather response to a large wind turbine array. *Atmospheric Chemistry & Physics*, 10(2). 2010.
- [7] S. Belamari. Report on uncertainty estimates of an optimal bulk formulation for surface turbulent fluxes. *Marine EnviRonment and Security for the European Area–Integrated Project (MERSEA IP), Deliverable D, 4*. 2005.
- [8] U. Blahak; B. Goretzki y J. Meis. A simple parameterization of drag forces induced by large wind farms for numerical weather prediction models. En *Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition*, tomo 1, págs. 4577–4585. 2010.
- [9] D. Bodine; P. M. Klein; S. C. Arms y A. Shapiro. Variability of surface air temperature over gently sloped terrain. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 48(6):1117–1141. 2009.
- [10] Burton T.; et al. *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons. 2011.
- [11] C. C. C. S. (C3S). ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate, Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS). 2017.
- [12] M. Calaf; C. Meneveau y J. Meyers. Large eddy simulation study of fully developed wind-turbine array boundary layers. *Physics of fluids*, 22(1):015110. 2010.

- [13] M. Calaf; M. B. Parlange y C. Meneveau. Large eddy simulation study of scalar transport in fully developed wind-turbine array boundary layers. *Physics of Fluids*, 23(12):126603. 2011.
- [14] F. Campagnolo; A. Molder; J. Schreiber y C. Bottasso. Comparison of analytical wake models with wind tunnel data. En *Journal of Physics: Conference Series*, tomo 1256, pág. 012006. IOP Publishing. 2019.
- [15] D. J. Cannon; D. J. Brayshaw; J. Methven; P. J. Coker y D. Lenaghan. Using reanalysis data to quantify extreme wind power generation statistics: A 33 year case study in Great Britain. *Renewable Energy*, 75:767–778. 2015.
- [16] D. Carvalho; A. Rocha; M. Gómez-Gesteira y C. S. Santos. Offshore wind energy resource simulation forced by different reanalyses: Comparison with observed data in the Iberian Peninsula. *Applied Energy*, 134:57–64. 2014.
- [17] D. Carvalho; A. Rocha; M. Gómez-Gesteira y C. S. Santos. WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalyses: Comparison with observed data for Portugal. *Applied Energy*, 117:116–126. 2014.
- [18] R. Chang; R. Zhu y P. Guo. A case study of land-surface-temperature impact from large-scale deployment of wind farms in China from Guazhou. *Remote Sensing*, 8(10):790. 2016.
- [19] F. Chen. The Noah land surface model in WRF: a short tutorial. En *LSM group meeting*. 2007.
- [20] F. Chen y J. Dudhia. Coupling an advanced land surface–hydrology model with the Penn State–NCAR MM5 modeling system. Part II: Preliminary model validation. *Monthly Weather Review*, 129(4):587–604. 2001.
- [21] M. B. Christiansen y C. B. Hasager. Wake effects of large offshore wind farms identified from satellite SAR. *Remote Sensing of Environment*, 98(2-3):251–268. 2005.
- [22] M. Churchfield; S. Lee; P. Moriarty; L. Martinez; S. Leonardi; G. Vijayakumar y J. Bresseur. A large-eddy simulation of wind-plant aerodynamics. En *50th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, pág. 537. 2012.
- [23] J. W. Deardorff. Stratocumulus-capped mixed layers derived from a three-dimensional model. *Boundary-Layer Meteorology*, 18(4):495–527. 1980.

- [24] W. B. G. Department of Wind Energy at the Technical University of Denmark. Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/>. 2020. Fecha de consulta: 2020-06-18.
- [25] M. E. Dillon; C. M. Matsudo; Y. García Skabar; M. Sacco y M. Alvarez Imaz. Implementación del sistema de pronóstico numérico en el hpc: Configuración de los pronósticos determinísticos. *Inf. téc.* 2020. Nota Técnica SMN 2020-78.
- [26] M. E. Dillon; C. M. Matsudo; Y. García Skabar; M. Sacco y M. Alvarez Imaz. Implementación del sistema de pronóstico numérico en el hpc: Configuración del ensamble. *Inf. téc.* 2020. Nota Técnica SMN 2020-79.
- [27] P. Doubrawa; M. Debnath; P. J. Moriarty; E. Branlard; T. Herges; D. Maniaci y B. Naughton. Benchmarks for model validation based on lidar wake measurements. En *Journal of Physics: Conference Series*, tomo 1256, pág. 012024. IOP Publishing. 2019.
- [28] J. Dudhia. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. *Journal of the atmospheric sciences*, 46(20):3077–3107. 1989.
- [29] D. R. Durran. Improving the anelastic approximation. *Journal of the atmospheric sciences*, 46(11):1453–1461. 1989.
- [30] O. Eriksson; J. Lindvall; S.-P. Breton y S. Ivanell. Wake downstream of the Lillgrund wind farm. a comparison between LES using the actuator disc method and a wind farm parametrization in WRF. En *Journal of physics: Conference series*, tomo 625, pág. 012028. IOP Publishing. 2015.
- [31] A. C. Fitch. Climate impacts of large-scale wind farms as parameterized in a global climate model. *Journal of Climate*, 28(15):6160–6180. 2015.
- [32] A. C. Fitch; J. K. Lundquist y J. B. Olson. Mesoscale influences of wind farms throughout a diurnal cycle. *Monthly Weather Review*, 141(7):2173–2198. 2013.
- [33] A. C. Fitch; J. B. Olson y J. K. Lundquist. Parameterization of wind farms in climate models. *Journal of Climate*, 26(17):6439–6458. 2013.
- [34] A. C. Fitch; J. B. Olson; J. K. Lundquist; J. Dudhia; A. K. Gupta; J. Michalakes y I. Barstad. Local and mesoscale impacts of wind farms as parameterized in a mesoscale NWP model. *Monthly Weather Review*, 140(9):3017–3038. 2012.

- [35] Y. Fouquart y B. Bonnel. Computations of solar heating of the earth's atmosphere- A new parameterization. *Beitraege zur Physik der Atmosphaere*, 53:35–62. 1980.
- [36] M. Fujiwara; J. S. Wright; G. L. Manney; L. J. Gray; J. Anstey; T. Birner; S. Davis; E. P. Gerber; V. L. Harvey; M. I. Hegglin *et al.* Introduction to the SPARC Reanalysis Intercomparison Project (S-RIP) and overview of the reanalysis systems. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 17(2):1417–1452. 2017.
- [37] T. Gal-Chen y R. C. Somerville. On the use of a coordinate transformation for the solution of the Navier-Stokes equations. *Journal of Computational Physics*, 17(2):209–228. 1975.
- [38] A. N. Hahmann; A. Peña y J. Carsten. WRF mesoscale pre-run for the wind atlas of Mexico. *DTU Wind Energy*. 2016.
- [39] X. Han; D. Liu; C. Xu y W. Z. Shen. Atmospheric stability and topography effects on wind turbine performance and wake properties in complex terrain. *Renewable energy*, 126:640–651. 2018.
- [40] K. S. Hansen. Presentation of Horns Rev offshore wind farm and Vestas V80 Wind turbine. *IEA WInd Task 31 Wakebench*. 2012.
- [41] F. H. Harlow y J. E. Welch. Numerical calculation of time-dependent viscous incompressible flow of fluid with free surface. *The physics of fluids*, 8(12):2182–2189. 1965.
- [42] R. A. Harris; L. Zhou y G. Xia. Satellite observations of wind farm impacts on nocturnal land surface temperature in Iowa. *Remote Sensing*, 6(12):12234–12246. 2014.
- [43] C. Hasager; L. Rasmussen; A. Peña; L. Jensen y P.-E. Réthoré. Wind farm wake: The Horns Rev photo case. *Energies*, 6(2):696–716. 2013.
- [44] S.-Y. Hong; J. Dudhia y S.-H. Chen. A revised approach to ice microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation. *Monthly weather review*, 132(1):103–120. 2004.
- [45] S.-Y. Hong y J.-O. J. Lim. The WRF single-moment 6-class microphysics scheme (WSM6). *Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences*, 42(2):129–151. 2006.
- [46] M. J. Iacono; J. S. Delamere; E. J. Mlawer; M. W. Shephard; S. A. Clough y W. D. Collins. Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations

- with the AER radiative transfer models. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 113(D13). 2008.
- [47] Ingemar. Foto rawson I y II. <https://www.ingemar.com.ar/blog/novedades/ampliacion-del-parque-eolico-rawson>. 2017. Fecha de consulta: 2020-06-19.
- [48] Z. I. Janjić. Nonsingular implementation of the Mellor-Yamada level 2.5 scheme in the NCEP Meso model. *NCEP Office Note No. 437*, pág. 61. 2001.
- [49] Z. Janjić. The surface layer in the NCEP Eta Model. En *Eleventh Conference on Numerical Weather Prediction*, págs. 19–23. Amer. Meteor. Soc. Norfolk, VA. 1996.
- [50] Z. I. Janjić. The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes. *Monthly weather review*, 122(5):927–945. 1994.
- [51] N. O. Jensen. A note on wind generator interaction. 1983.
- [52] P. A. Jiménez; J. Navarro; A. M. Palomares y J. Dudhia. Mesoscale modeling of offshore wind turbine wakes at the wind farm resolving scale: a composite-based analysis with the Weather Research and Forecasting model over Horns Rev. *Wind Energy*, 18(3):559–566. 2015.
- [53] P. Joulin; M. L. Mayol; F. Blondel; V. Masson; Q. Rodier y C. Lac. Coupling the actuator line method to the high order meteorological LES model Meso-NH to study wind farm wakes impacts on local meteorology. En *Journal of Physics: Conference Series*, tomo 1256, pág. 012019. IOP Publishing. 2019.
- [54] P.-A. Joulin; M. L. Mayol; V. Masson; F. Blondel; Q. Rodier; M. Cathelain y C. Lac. The Actuator Line Method in the meteorological LES model Meso-NH to analyze the Horns Rev 1 wind farm photo case. *Frontiers in Earth Science*, 7:350. 2020.
- [55] J. S. Kain. The Kain-Fritsch convective parameterization: an update. *Journal of applied meteorology*, 43(1):170–181. 2004.
- [56] E. Kalnay; M. Kanamitsu; R. Kistler; W. Collins; D. Deaven; L. Gandin; M. Iredell; S. Saha; G. White; J. Woollen *et al.* The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. *Bulletin of the American meteorological Society*, 77(3):437–472. 1996.

- [57] D. B. Kirk-Davidoff y D. W. Keith. On the climate impact of surface roughness anomalies. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 65(7):2215–2234. 2008.
- [58] C. Lac; P. Chaboureau; V. Masson; P. Pinty; P. Tulet; J. Escobar; M. Leriche; C. Barthe; B. Aouizerats; C. Augros *et al.* Overview of the Meso-NH model version 5.4 and its applications. *Geoscientific Model Development*, 11:1929–1969. 2018.
- [59] J. P. Lafore; J. Stein; N. Asencio; P. Bougeault; V. Ducrocq; J. Duron; C. Fischer; P. Hérel; P. Mascart; V. Masson *et al.* The Meso-NH atmospheric simulation system. Part I: Adiabatic formulation and control simulations. En *Annales geophysicae*, tomo 16, págs. 90–109. Copernicus GmbH. 1998.
- [60] R. Laprise. The euler equations of motion with hydrostatic pressure as an independent variable. *Monthly weather review*, 120(1):197–207. 1992.
- [61] J. A. Lee; P. Doubrawa; L. Xue; A. J. Newman; C. Draxl y G. Scott. Wind Resource Assessment for Alaska’s Offshore Regions: Validation of a 14-Year High-Resolution WRF Data Set. *Energies*, 12(14):2780. 2019.
- [62] J. C. Lee y J. K. Lundquist. Evaluation of the wind farm parameterization in the Weather Research and Forecasting model (version 3.8. 1) with meteorological and turbine power data. *Geoscientific Model Development (Online)*, 10(NREL/JA-5000-70672). 2017.
- [63] Y. Li; E. Kalnay; S. Motesharrei; J. Rivas; F. Kucharski; D. Kirk-Davidoff; E. Bach y N. Zeng. Climate model shows large-scale wind and solar farms in the Sahara increase rain and vegetation. *Science*, 361(6406):1019–1022. 2018.
- [64] M. Liebreich. London summit 2017, Breaking Clean, Bloomberg New Energy Finance. <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/09/BNEF-Summit-London-2017-Michael-Liebreich-State-of-the-Industry.pdf>. 2017. Fecha de consulta: 2020-05-18.
- [65] J. C.-F. Lo; Z.-L. Yang y R. A. Pielke Sr. Assessment of three dynamical climate downscaling methods using the Weather Research and Forecasting (WRF) model. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 113(D9). 2008.
- [66] H. Lu y F. Porté-Agel. Large-eddy simulation of a very large wind farm in a stable atmospheric boundary layer. *Physics of Fluids*, 23(6):065101. 2011.

- [67] E. E. Lucio-Eceiza; J. F. González-Rouco; E. García-Bustamante; J. Navarro y H. Beltrami. Multidecadal to centennial surface wintertime wind variability over Northeastern North America via statistical downscaling. *Climate dynamics*, 53(1-2):41–66. 2019.
- [68] J. Lundquist; K. DuVivier; D. Kaffine y J. Tomaszewski. Costs and consequences of wind turbine wake effects arising from uncoordinated wind energy development. *Nature Energy*, 4(1):26–34. 2019.
- [69] R. J. Mangara; Z. Guo y S. Li. Performance of the wind farm parameterization scheme coupled with the Weather Research and Forecasting Model under multiple resolution regimes for simulating an onshore wind farm. *Advances in Atmospheric Sciences*, 36(2):119–132. 2019.
- [70] V. Masson; P. Le Moigne; E. Martin; S. Faroux; A. Alias; R. Alkama; S. Belamari; A. Barbu; A. Boone; F. Bouyssel; P. Brousseau; E. Brun; J.-C. Calvet; D. Carrer; B. Decharme; C. Delire; S. Donier; K. Essaouini; A.-L. Gibelin; H. Giordani; F. Habets; M. Jidane; G. Kerdraon; E. Kourzeneva; M. Lafaysse; S. Lafont; C. Lebeaupin Brossier; A. Lemonsu; J.-F. Mahfouf; P. Marguinaud; M. Mokhtari; S. Morin; G. Pigeon; R. Salgado; Y. Seity; F. Taillefer; G. Tanguy; P. Tulet; B. Vincendon; V. Vionnet y A. Voldoire. The SURFEXv7.2 land and ocean surface platform for coupled or offline simulation of Earth surface variables and fluxes. *Geoscientific Model Development*, 6:929–960. 2013.
- [71] T. Mauritsen y G. Svensson. Observations of stably stratified shear-driven atmospheric turbulence at low and high richardson numbers. *Journal of the atmospheric sciences*, 64(2):645–655. 2007.
- [72] G. Miguez-Macho; G. L. Stenchikov y A. Robock. Spectral nudging to eliminate the effects of domain position and geometry in regional climate model simulations. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 109(D13). 2004.
- [73] Ministerio de Energía y Minería Presidencia de la Nación. Adjudicaciones del programa RenovAr. <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina>. 2019. Fecha de consulta: 2020-12-18.
- [74] E. J. Mlawer; S. J. Taubman; P. D. Brown; M. J. Iacono y S. A. Clough. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 102(D14):16663–16682. 1997.

- [75] A. Molod; L. Takacs; M. Suarez y J. Bacmeister. Development of the GEOS-5 atmospheric general circulation model: Evolution from MERRA to MERRA2. *Geoscientific Model Development*, 8(5):1339. 2015.
- [76] A. S. Monin y A. M. Obukhov. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. *Contrib. Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR*, 151(163):e187. 1954.
- [77] P. Moriarty; N. Hamilton; M. Debnath; R. Fao; J. Roadman; J. van Dam; T. Herges; B. Isom; J. Lundquist; D. Maniaci *et al.* American WAKE experiment (AWAKEN). Inf. téc., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). 2020.
- [78] M. Nakanishi y H. Niino. Development of an improved turbulence closure model for the atmospheric boundary layer. *Journal of the Meteorological Society of Japan. Ser. II*, 87(5):895–912. 2009.
- [79] G. P. Navarro Diaz. *Simulación del efecto de la interacción de turbinas eólicas con su entorno*. Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. 2019.
- [80] G. P. Navarro Diaz; A. C. Saulo y A. D. Otero. Wind farm interference and terrain interaction simulation by means of an adaptive actuator disc. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 186:58–67. 2019.
- [81] J. Newman y P. Klein. The impacts of atmospheric stability on the accuracy of wind speed extrapolation methods. *Resources*, 3(1):81–105. 2014.
- [82] J. Olauson. ERA5: The new champion of wind power modelling? *Renewable energy*, 126:322–331. 2018.
- [83] Ørsted. Ørsted presents update on its long-term financial targets. <https://orsted.com/en/company-announcement-list/2019/10/1937002>. 2019. Accessed: 2020-12-10.
- [84] J. Pinty y P. Jabouille. A mixed-phase cloud parameterization for use in mesoscale non-hydrostatic model: simulations of a squall line and of orographic precipitations. En *Conf. on Cloud Physics*, págs. 217–220. American Meteorological Society Everett, WA. 1998.

- [85] A. Platis; S. K. Siedersleben; J. Bange; A. Lampert; K. Bärfuss; R. Hankers; B. Cañadillas; R. Foreman; J. Schulz-Stellenfleth; B. Djath *et al.* First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms. *Scientific reports*, 8(1):1–10. 2018.
- [86] F. Porté-Agel; M. Bastankhah y S. Shamsoddin. Wind-turbine and wind-farm flows: a review. *Boundary-Layer Meteorology*, 174(1):1–59. 2020.
- [87] M. A. Prósper; C. Otero-Casal; F. C. Fernández y G. Miguez-Macho. Wind power forecasting for a real onshore wind farm on complex terrain using WRF high resolution simulations. *Renewable energy*, 135:674–686. 2019.
- [88] S. Pryor; R. Barthelmie y T. Shepherd. The Influence of Real-World Wind Turbine Deployments on Local to Mesoscale Climate. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 123(11):5804–5826. 2018.
- [89] S. Pryor; T. Shepherd; R. J. Barthelmie; A. N. Hahmann y P. Volker. Wind farm wakes simulated using WRF. En *Journal of Physics: Conference Series*, tomo 1256, pág. 012025. IOP Publishing. 2019.
- [90] S. C. Pryor; T. J. Shepherd; P. J. Volker; A. N. Hahmann y R. J. Barthelmie. “wind theft” from onshore wind turbine arrays: Sensitivity to wind farm parameterization and resolution. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 59(1):153–174. 2020.
- [91] D. A. Rajewski; E. S. Takle; J. K. Lundquist; S. Oncley; J. H. Prueger; T. W. Horst; M. E. Rhodes; R. Pfeiffer; J. L. Hatfield; K. K. Spoth *et al.* Crop wind energy experiment (CWEX): observations of surface-layer, boundary layer, and mesoscale interactions with a wind farm. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 94(5):655–672. 2013.
- [92] D. A. Rajewski; E. S. Takle; J. K. Lundquist; J. H. Prueger; R. L. Pfeiffer; J. L. Hatfield; K. K. Spoth y R. K. Doorenbos. Changes in fluxes of heat, H₂O, and CO₂ caused by a large wind farm. *Agricultural and forest meteorology*, 194:175–187. 2014.
- [93] D. A. Rajewski; E. S. Takle; J. H. Prueger y R. K. Doorenbos. Toward understanding the physical link between turbines and microclimate impacts from in situ measurements in a large wind farm. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 121(22):13–392. 2016.

- [94] J. Ramon; L. Lledó; V. Torralba; A. Soret y F. J. Doblas-Reyes. What global reanalysis best represents near-surface winds? *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 145(724):3236–3251. 2019.
- [95] J. L. Redelsperger y G. Sommeria. Three-dimensional simulation of a convective storm: Sensitivity studies on subgrid parameterization and spatial resolution. *Journal of the atmospheric sciences*, 43(22):2619–2635. 1986.
- [96] O. Reynolds. On the dynamical theory of incompressible viscous fluids and the determination of the criterion. *Philosophical transactions of the Royal Society of London*, (186):123–164. 1895.
- [97] M. E. Rhodes y J. K. Lundquist. The effect of wind-turbine wakes on summertime US midwest atmospheric wind profiles as observed with ground-based doppler lidar. *Boundary-layer meteorology*, 149(1):85–103. 2013.
- [98] S. B. Roy y J. J. Traiteur. Impacts of wind farms on surface air temperatures. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(42):17899–17904. 2010.
- [99] B. Sanderse; S. Pijl y B. Koren. Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics. *Wind energy*, 14(7):799–819. 2011.
- [100] C. Schär; D. Leuenberger; O. Fuhrer; D. Lüthi y C. Girard. A new terrain-following vertical coordinate formulation for atmospheric prediction models. *Monthly Weather Review*, 130(10):2459–2480. 2002.
- [101] J. G. Schepers; T. S. Obdam y J. Prospathopoulos. Analysis of wake measurements from the ECN Wind Turbine Test Site Wieringermeer, EWTW. *Wind Energy*, 15(4):575–591. 2012.
- [102] L. Sedefian y E. Bennett. A comparison of turbulence classification schemes. *Atmospheric Environment (1967)*, 14(7):741–750. 1980.
- [103] SENER. ¿Qué son las energías limpias? <https://dge1.energia.gob.mx/ine1/CleanEnergies.html>. 2019. Fecha de consulta: 2020-09-10.
- [104] V. Sharma; M. Parlange y M. Calaf. Perturbations to the spatial and temporal characteristics of the diurnally-varying atmospheric boundary layer due to an extensive wind farm. *Boundary-layer meteorology*, 162(2):255–282. 2017.
- [105] T. Shepherd; R. Barthelmie y S. Pryor. Sensitivity of wind turbine array downstream effects to the parameterization used in WRF. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 59(3):333–361. 2020.

- [106] T.-H. Shih; W. W. Liou; A. Shabbir; Z. Yang y J. Zhu. A new $k - \varepsilon$ eddy viscosity model for high Reynolds number turbulent flows. *Computers & Fluids*, 24(3):227–238. 1995.
- [107] S. K. Siedersleben; J. K. Lundquist; A. Platis; J. Bange; K. Bärfuss; A. Lampert; B. Cañadillas; T. Neumann y S. Emeis. Micrometeorological impacts of offshore wind farms as seen in observations and simulations. *Environmental Research Letters*, 13(12):124012. 2018.
- [108] S. K. Siedersleben; A. Platis; J. K. Lundquist; B. Djath; A. Lampert; K. Bärfuss; B. Canadillas; J. Schulz-Stellenfleth; J. Bange; T. Neumann *et al.* Observed and simulated turbulent kinetic energy (WRF 3.8. 1) over large offshore wind farms. *Geoscientific Model Development Discussions In review*, págs. 1–29. 2020.
- [109] W. C. Skamarock; J. B. Klemp; J. Dudhia; D. O. Gill; D. M. Barker; W. Wang y J. G. Powers. A description of the advanced research WRF version 3. NCAR Technical note 475 STR. 2008.
- [110] L. M. Slawsky; L. Zhou; S. B. Roy; G. Xia; M. Vuille y R. A. Harris. Observed thermal impacts of wind farms over northern Illinois. *Sensors*, 15(7):14981–15005. 2015.
- [111] C. M. Smith; R. Barthelmie y S. Pryor. In situ observations of the influence of a large onshore wind farm on near-surface temperature, turbulence intensity and wind speed profiles. *Environmental Research Letters*, 8(3):034006. 2013.
- [112] Sorensen J. N.; Shen W. Z. Numerical modeling of wind turbine wakes. *Journal of fluids engineering*, 124:393–399. 2002.
- [113] I. Staffell y S. Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239. 2016.
- [114] R. B. Stull. *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*, tomo 13. Springer Science & Business Media. 1988.
- [115] Stull R.B. *An introduction to boundary layer meteorology*. Springer Science and Business Media. 2012.
- [116] H. Tennekes y J. L. Lumley. *A first course in turbulence*. MIT press. 1972.
- [117] J. M. Tomaszewski y J. K. Lundquist. Simulated wind farm wake sensitivity to configuration choices in the Weather Research and Forecasting model version 3.8.1. *Geoscientific Model Development*, 13(6):2645–2662. 2020.

- [118] J. S. Touma. Dependence of the wind profile power law on stability for various locations. *Journal of the Air Pollution Control Association*, 27(9):863–866. 1977.
- [119] I. Van der Hoven. Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of meteorology*, 14(2):160–164. 1957.
- [120] P. van der Laan; N. N. Sørensen; P.-E. Réthoré; M. C. Kelly y J. Mann. *Efficient Turbulence Modeling for CFD Wake Simulations*. DTU Wind Energy. 2014.
- [121] B. J. Vanderwende; B. Kosović; J. K. Lundquist y J. D. Mirocha. Simulating effects of a wind-turbine array using LES and RANS. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 8(3):1376–1390. 2016.
- [122] R. Vautard; F. Thais; I. Tobin; F.-M. Bréon; J.-G. D. De Lavergne; A. Colette; P. Yiou y P. M. Ruti. Regional climate model simulations indicate limited climatic impacts by operational and planned European wind farms. *Nature communications*, 5:3196. 2014.
- [123] N. Villefranque; R. Fournier; F. Couvreur; S. Blanco; C. Cornet; V. Eymet; V. Forest y J.-M. Tregan. A Path-Tracing Monte Carlo Library for 3-D Radiative Transfer in Highly Resolved Cloudy Atmospheres. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 11(8):2449–2473. 2019.
- [124] P. Volker; J. Badger; A. Hahmann y S. Ott. The Explicit Wake Parametrisation V1.0: a wind farm parametrisation in the mesoscale model WRF. *Geoscientific Model Development Discussions*, 8:3481–3522. 2015.
- [125] P. J. Volker; A. N. Hahmann; J. Badger y H. E. Jørgensen. Prospects for generating electricity by large onshore and offshore wind farms. *Environmental Research Letters*, 12(3):034022. 2017.
- [126] C. Waimann. *Desarrollo de un sistema de pronóstico estocástico-dinámico de producción de energía eólica basado en el modelo WRF/CIMA*. Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. 2016.
- [127] C. Wang y R. G. Prinn. Potential climatic impacts and reliability of very large-scale wind farms. 2010.
- [128] Q. Wang; K. Luo; C. Wu y J. Fan. Impact of substantial wind farms on the local and regional atmospheric boundary layer: Case study of Zhangbei wind power base in China. *Energy*, 183:1136–1149. 2019.

- [129] W. Wang; J. Dudhia y M. Chen. Application of WRF-How to get better performance. *National Center for Atmospheric Research, Boulder, CO, USA*, URL http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/tutorial/201901/chen_best_practices.pdf. 2019.
- [130] B. Witha; A. N. Hahmann; T. Sile; M. Dörenkämper; Y. Ezber; E. G. Bustamante; J. F. Gonzalez-Rouco; G. Leroy y J. Navarro. Report on WRF model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs: Deliverable D4. 3. D4.3. 2019.
- [131] J. C. Wyngaard. Toward numerical modeling in the “Terra Incognita”. *Journal of the atmospheric sciences*, 61(14):1816–1826. 2004.
- [132] J. C. Wyngaard. *Turbulence in the Atmosphere*. Cambridge University Press. 2010.
- [133] G. Xia; L. Zhou; J. M. Freedman; S. B. Roy; R. A. Harris y M. C. Cervarich. A case study of effects of atmospheric boundary layer turbulence, wind speed, and stability on wind farm induced temperature changes using observations from a field campaign. *Climate dynamics*, 46(7-8):2179–2196. 2016.
- [134] G. Xia; L. Zhou; J. R. Minder; R. G. Fovell y P. A. Jimenez. Simulating impacts of real-world wind farms on land surface temperature using the WRF model: physical mechanisms. *Climate Dynamics*, 53(3-4):1723–1739. 2019.
- [135] L. Zhou; Y. Tian; S. B. Roy; Y. Dai y H. Chen. Diurnal and seasonal variations of wind farm impacts on land surface temperature over western Texas. *Climate dynamics*, 41(2):307–326. 2013.
- [136] L. Zhou; Y. Tian; S. B. Roy; C. Thorncroft; L. F. Bosart y Y. Hu. Impacts of wind farms on land surface temperature. *Nature Climate Change*, 2(7):539. 2012.