



MODELADO NUMÉRICO DEL TIEMPO APLICADO A GENERACIÓN RENOVABLE: EVALUACIÓN DE CONFIGURACIONES EN EL MODELO WRF

Julián G. Cañellas^{1,2}, M. Laura Mayol^{1,2}, Elián Wolfram^{3,4}, Facundo Orte³, A. Celeste Saulo^{1,5}, Alejandro D. Otero^{2,6}

¹ Departamento de Ciencias de la Atmósfera, FCEyN, UBA

² Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas (CONICET)

³ CEILAP-UNIDEF (CITEDEF-CONICET), Villa Martelli, Buenos Aires, Argentina

⁴ Facultad Regional Buenos Aires, Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires, Argentina

⁵ Servicio Meteorológico Nacional

⁶ Departamento de Energía, FI, UBA

Tel. +54-01-4899-5500 – e-mail: jeanellas@csc.conicet.gov.ar

Recibido 19/08/19, aceptado 24/10/19

RESUMEN:

En el marco del futuro crecimiento de la participación de la generación renovable en el sistema eléctrico argentino, es necesario estudiar la capacidad de pronóstico del recurso eólico y solar en el territorio nacional, en un horizonte temporal de algunas horas a varios días. En este trabajo se analiza la capacidad del modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF) para ser aplicado a la predicción de variables asociadas a la generación renovable. Para ello, se compararon los pronósticos de WRF utilizando distintas configuraciones contra observaciones de alta calidad de cada uno de los recursos. Se reportan resultados a lo largo de dos semanas testigo y se presentan métricas del error de pronóstico. En base a estos resultados se extraen conclusiones y se proponen líneas de trabajo a futuro.

Palabras clave: Energías Renovables, WRF, Pronóstico, Fotovoltaica, Eólica.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el marco legal para el fomento de las energías renovables está dado por la ley 27.191, que propone cubrir un 20% del consumo de energía eléctrica nacional con estas fuentes a fines del 2025. Esto implicaría llegar a una potencia instalada para generación renovable de aproximadamente 10.000 MW desde los menos de 300 MW al momento de la entrada en vigencia de dicha norma. Actualmente se encuentran instalados aproximadamente 1.600 MW de generación eólica y fotovoltaica y hay adjudicados proyectos por más de 2.500 MW, correspondiendo aproximadamente 54% a energía eólica y 39% a energía solar fotovoltaica¹. La incorporación de este volumen de energía supone un desafío para la administración del sistema eléctrico, por lo que se necesitan herramientas que faciliten la incorporación de mayores cantidades de energía provenientes de fuentes renovables intermitentes.

En este contexto resulta de especial interés el desarrollo de productos meteorológicos adecuados a las necesidades del mercado energético. La experiencia previa en el sector de la energía eólica ha demostrado que contar con pronósticos meteorológicos específicos es un aspecto clave de la

1

<https://public.tableau.com/profile/datosminem#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina>

integración exitosa del recurso al mercado energético (Lara-Fanego et al., 2012). La capacidad de pronosticar de forma más precisa la producción eólica reduce el riesgo de incertidumbre y permite un mejor planeamiento (Foley et al, 2012). En particular, modelos meteorológicos de mesoescala han sido ampliamente utilizados para pronosticar viento (Parks et al, 2011), mostrando un buen desempeño. Por otro lado, el desarrollo de modelos numéricos especializados a la producción de energía solar es reciente y, debido a la naturaleza fuertemente local de los factores determinantes de la radiación global, se realiza en grillas de alta resolución para regiones específicas (Jimenez et al., 2016). Sin embargo, el desarrollo de estos modelos es beneficioso para la industria energética, dado que la predicción numérica es el método más efectivo para los horizontes de tiempo en que se comercializa la energía en los mercados mayoristas (Haupt, 2017).

En el marco del futuro crecimiento de la participación de la generación renovable, es necesario estudiar la capacidad de pronóstico del recurso eólico y solar en Argentina, en un horizonte temporal de algunas horas a varios días. Para la predicción meteorológica operativa, el modelo Weather Research and Forecasting, WRF (Skamarock et al., 2008) es utilizado por varios centros mundiales, como el Centro Nacional de Predicción Ambiental (NCEP) de Estados Unidos, el Centro de Previsión del Tiempo y Estudios Climáticos (CPTEC) de Brasil y el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) argentino, entre otros. En este trabajo se analiza la capacidad de dicho modelo para ser aplicado a la predicción de variables asociadas a la generación renovable. Para ello, se compararán los pronósticos de WRF contra observaciones de alta calidad de cada uno de los recursos en dos ubicaciones geográficas cada una representativa de regiones con buen nivel del respectivo recurso. Para esta primera etapa de estudio, se utilizarán dos semanas testigo en las cuales se evaluará la calidad de los resultados obtenidos de WRF con distintas configuraciones. Se reportan resultados a lo largo de dichas semanas y se presentan métricas del error de pronóstico diario y semanal. Además, se pone el foco en días particulares que resultan de interés para entender las diferencias de las parametrizaciones bajo estudio.

DATOS Y METODOLOGÍA

Las simulaciones del presente trabajo se realizaron con el modelo WRF utilizando como condiciones iniciales y de borde campos de análisis del Global Forecast System² (GFS) para todo el periodo de estudio: 18 al 25 de junio de 2017 (en adelante, invierno) y 18 al 25 de diciembre de 2017 (en adelante, verano). Ambas semanas fueron simuladas para un dominio centrado en Rawson, Chubut, y otro centrado en Villa Martelli, Buenos Aires. Todas las parametrizaciones utilizadas son iguales para cada simulación excepto los esquemas de Microfísica, Capa Límite y Capa de Superficie. Las combinaciones específicas de cada configuración se detallan en la Tabla 1. Los otros esquemas se mantuvieron constantes en todas las simulaciones y fueron:

- Radiación de onda larga y onda corta: RRTMG (Iacono et al., 2008)
- Superficie: Noah-MP (Niu et al. 2011)
- Cúmulos: Kain-Fritsch (Kain, 2004)

La selección de las opciones de configuración estuvo regida por la premisa de priorizar esquemas que, dado el costo computacional demandado, sean compatibles con una aplicación operativa. De esta forma, se seleccionaron algunos esquemas que el SMN prevé utilizar en su pronóstico operativo tanto determinístico como por ensambles. Las parametrizaciones elegidas privilegian la economía en el costo computacional sobre la precisión en la descripción, por lo que se optó por esquemas de microfísica de 1 momento (LIN y WSM6, ver Tabla 1), y esquemas de capa límite y superficie consistentes con estas.

Configuración	Microfísica	Capa Límite	Capa de Superficie
1	LIN	YSU	MM5

2 <https://nomads.ncdc.noaa.gov/data/gfsan/>

2	LIN	MYJ	NOAH
3	LIN	SH	MM5
4	WSM6	YSU	MM5
5	WSM6	MYJ	NOAH
6	WSM6	SH	MM5
LIN: Lin et al. (1983), WSM6: Hong and Lim (2006), YSU: Hong et al. (2006), MYJ: Janjic (1990), SH: Shin and Hong (2013), MM5: Jimenez et al. (2012), NOAH: Ek et al. (2003)			

Tabla 1: Parametrizaciones específicas de cada configuración

Estas 6 parametrizaciones se corrieron utilizando el WRF versión 3.8.1. Se realizó, además, una simulación exclusivamente para el modelado de radiación solar sobre Buenos Aires con el modelo WRF-Solar. El WRF-Solar es una versión aumentada del WRF versión 3.6 diseñada específicamente para mejorar la calidad de los pronósticos meteorológicos aplicados a la industria de la energía solar (Jimenez et al., 2016). Sus desarrollos principales incluyen una parametrización más sofisticada del efecto de los aerosoles sobre la dispersión de la radiación solar (efecto directo), así como la inclusión de los aerosoles en el modelado de la nucleación de nubes (efecto indirecto). El modelo contiene un esquema de radiación más económico en términos de cómputo que permite obtener los datos de radiación en cada paso de tiempo simulado (El WRF tradicional llama al esquema de radiación cada 30 pasos de tiempo por defecto). La configuración de este modelo fue igual al caso 1 de la Tabla 1, con la excepción de utilizar el esquema de microfísica de Thompson con representación de aerosoles (Thompson and Eidhammer, 2014).

Se diseñaron dos dominios experimentales, uno centrado en la ciudad de Buenos Aires, de donde se obtuvo la serie de radiación simulada para el punto de grilla más cercano a las instalaciones de CITEDEF en la localidad de Villa Martelli, Buenos Aires (34.556°S, 58.506°O), y otro centrado en la ciudad de Rawson, de donde se obtuvo la serie de viento simulada para el punto de grilla más cercano a la torre meteorológica del Parque Eólico Rawson (43.349°S, 65.178°O). Los dominios se muestran en la Figura 1. Las condiciones iniciales y de borde de los dominios fueron diseñadas con datos geográficos de 30 segundos de resolución en una grilla de 4x4 km con proyección Lambert, junto con campos de análisis del GFS cada 6 horas. Las simulaciones contaron con 45 niveles verticales seleccionados de forma automática por el modelo WRF. El dominio y las condiciones de borde para las corridas de WRF-Solar se definieron de manera idéntica, aunque el modelo está basado en la versión 3.6 y por lo tanto utiliza un sistema distinto de preprocesamiento.

Las variables de interés fueron contrastadas contra datos medidos en dos estaciones de superficie. Para la intensidad de viento, los datos provienen de el Parque Eólico Rawson (PER). Éste cuenta con una torre meteorológica emplazada en su esquina Noroeste, que presenta un registro histórico de mediciones, del año 2011 a la fecha, de intensidad y dirección del viento, entre otras variables. En lo que respecta a intensidad, el mástil cuenta con dos anemómetros de coperolas instalados a 50m y 80m de altura, mientras que para la dirección la veleta se encuentra a una altura cercana a los 80m. Los datos de intensidad de viento a 50 metros fueron comparados con los valores del nivel vertical más cercano generado por WRF, a 59 metros.

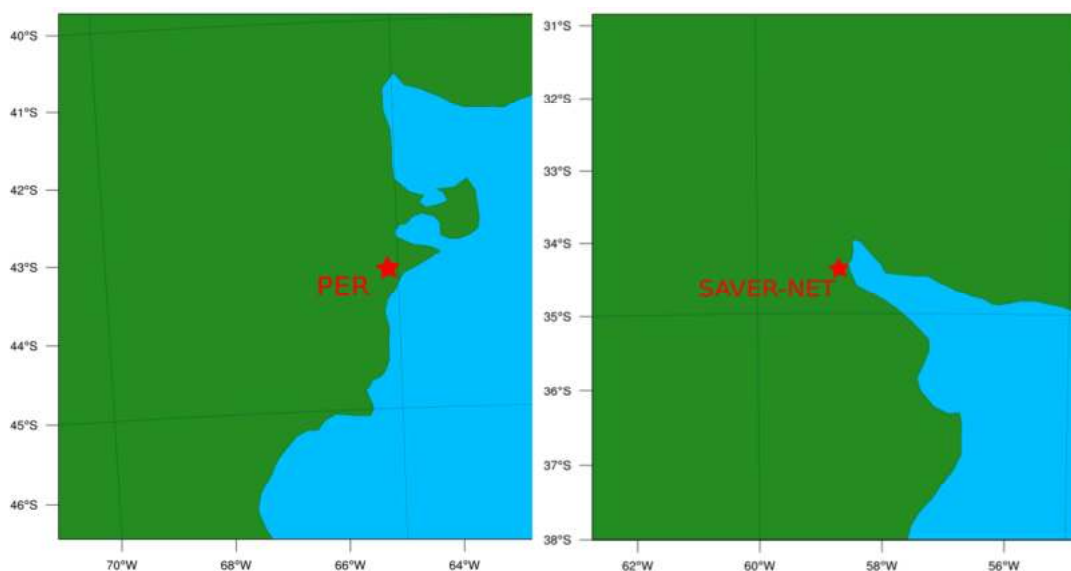


Figura 1: Dominios empleados para las simulaciones. Izquierda: Dominio centrado en Rawson, Chubut para el modelado de intensidad de viento. Derecha: Dominio centrado en Buenos Aires para el modelado de la radiación.

Por otro lado, los datos de radiación solar global horizontal en superficie fueron medidos en el nodo Villa Martelli de la red Saver-Net³, ubicado en el predio del Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa (CITEDEF). Los datos de radiación solar fueron medidos con un piranómetro Kipp&Zonen modelo CMP21. Este instrumento de banda ancha permite monitorear la radiación solar en superficie en el rango de longitud de onda de 285-2800 nm. Estos datos fueron comparados con la radiación solar global de onda corta en superficie obtenida de WRF y WRF-Solar.

Para realizar una comparación entre las distintas configuraciones analizadas, se calculó el Error Cuadrático Medio (RMSE, por sus siglas en inglés) definido como la desviación estándar del apartamiento de cada simulación con respecto a los datos observados. Esta métrica fue calculada para cada semana completa bajo estudio y para cada día por separado.

RESULTADOS: SIMULACIÓN DE LA INTENSIDAD DE VIENTO EN RAWSON

A partir de los resultados obtenidos para las 6 configuraciones del modelo WRF definidas en la Tabla 1 sobre el dominio de Rawson, Chubut, se calculó la intensidad y dirección del viento para contrastar con los datos de la torre meteorológica del Parque Eólico Rawson. Las mediciones provienen del anemómetro instalado a 50 metros de altura, mientras que los datos de WRF corresponden al nivel de 59 metros. Los resultados para la semana de invierno se muestran en la Figura 2. Los datos y las mediciones tienen frecuencia 10-minutal. En la Figura 2 se sombrea en rojo las direcciones para las cuales la torre meteorológica se encuentra en la estela de las turbinas eólicas, que perturban las mediciones. En general, se observa que existe poca diferencia entre las distintas configuraciones, siendo del orden de 0,2 m/s, mientras que las variaciones entre días distintos del error son del orden de 1 o 2 m/s. Los días en que el viento sopla con dirección este sur-este (90 -180°), como el día 24 de junio, o los días que sopla con dirección norte (0°), como el día 22, se observan los mayores errores. Estas direcciones corresponden a las situaciones donde la estela del parque afecta las mediciones de la torre meteorológica. Sin embargo, también hay días en que el viento sopla de la dirección óptima para el PER (oeste, 270°), y sin embargo existen desviaciones, como el día 18. Si se lo compara con el día 21, ambos presentan errores similares, aún cuando el día 21 existió una gran variación de la dirección y el 18 permaneció constante.

3 <http://data.savernet-satreps.org/>

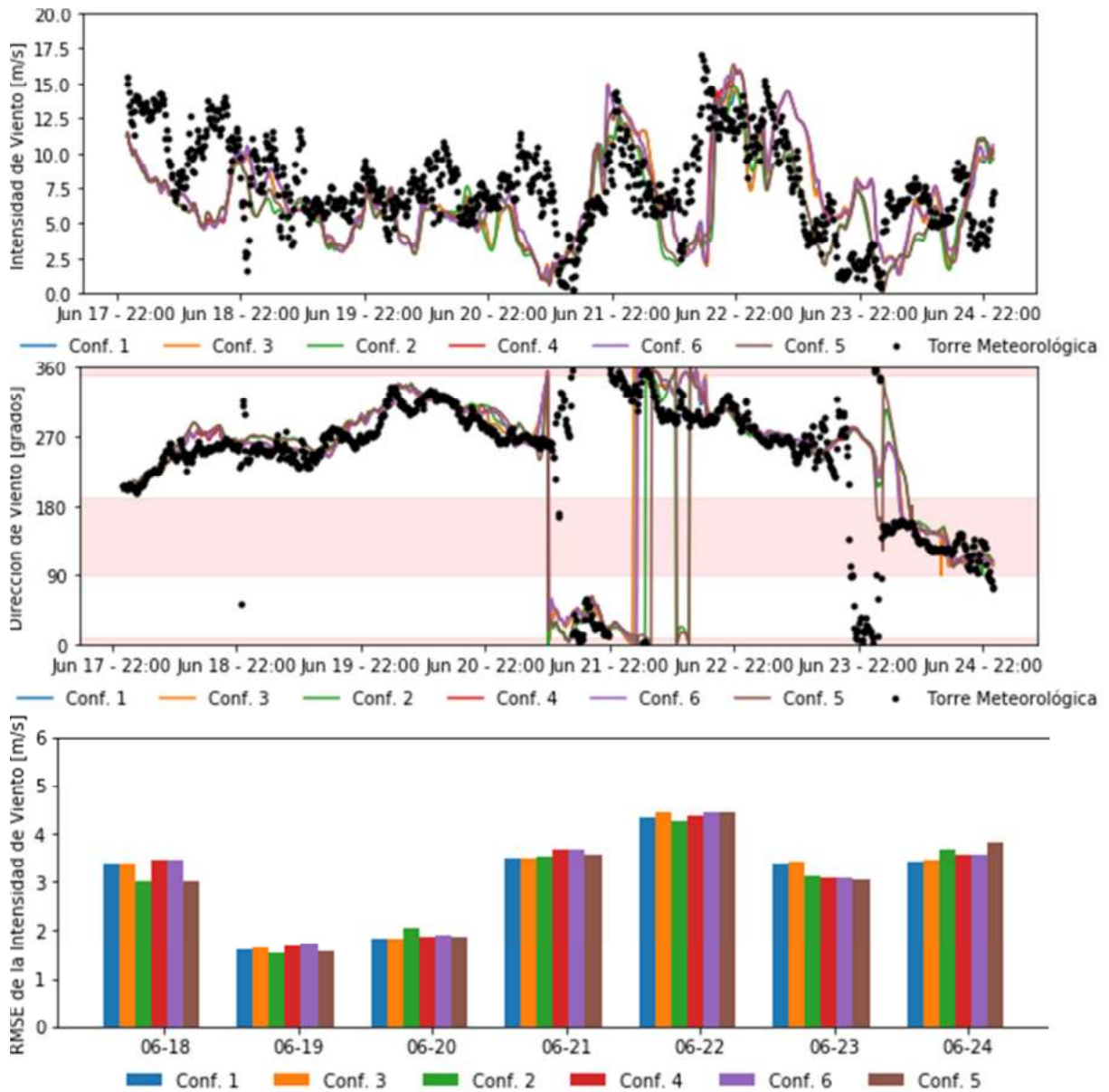


Figura 2: Arriba, intensidad de viento simulada para el punto de grilla correspondiente al PER (líneas) y datos de la torre meteorológica (puntos), para la semana del 18 al 25 de junio de 2017. Centro, dirección del viento obtenida del mismo conjunto de datos. Abajo, RMSE para las simulaciones de intensidad de viento para cada día de la semana estudiada. Horario UTC. En rojo se resaltan las direcciones para las que existe efecto estela en el parque.

Este día también muestra una marcada diferencia entre las configuraciones 2 y 5 y el resto, al menos cuando se la compara con la variación entre configuraciones de otros días.. Estas configuraciones comparten los esquemas de capa límite y superficie, MYJ y NOAH. El día 23 se ve un caso en que dos simulaciones sobreestimaron la intensidad de viento durante varias horas, en condiciones de dirección oeste constante. Estas simulaciones comparten el esquema de microfísica, LIN, y el de superficie, MM5. Algunos de estos días serán analizados en detalle más adelante.

De manera análoga, se muestran en la Figura 3 los resultados para el experimento de verano. Se observa que los dos primeros días estuvieron caracterizados por una dirección variable del viento, mientras que el resto de la semana fue constante del oeste. La intensidad promedio del viento es superior al caso de invierno y el RMSE es similar o ligeramente menor.

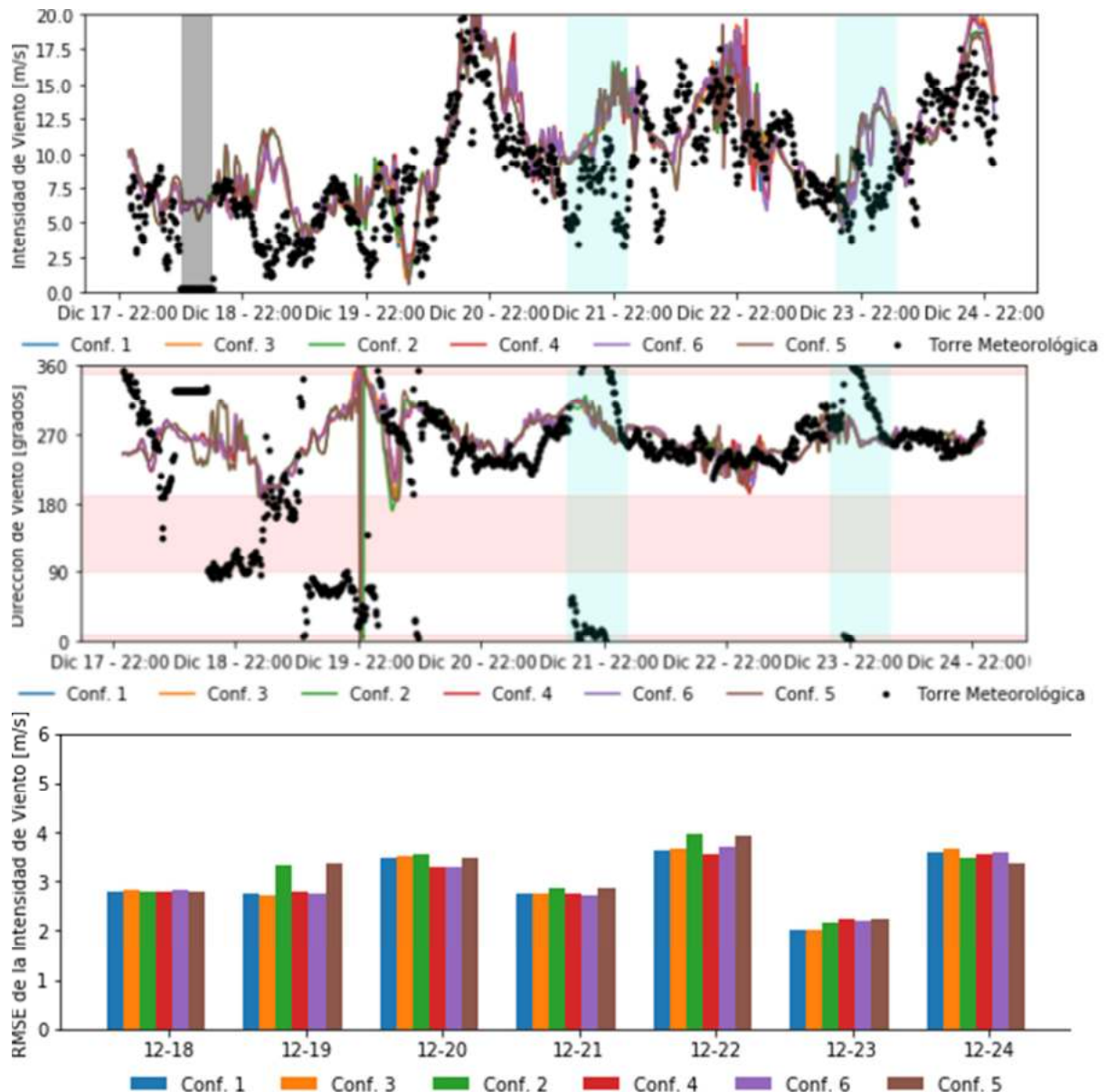


Figura 3: Arriba, intensidad de viento simulada para el punto de grilla correspondiente al PER (líneas) y datos de la torre meteorológica (puntos), para la semana del 18 al 25 de diciembre de 2017. Centro, dirección del viento. Abajo, RMSE para las simulaciones de intensidad de viento para cada día de la semana estudiada. Horario UTC. En rojo se resaltan las direcciones para las que existe efecto estela en el parque. En gris se resalta un periodo en que la Torre Meteorológica no registró datos y por ende los datos simulados fueron excluidos del cálculo de RMSE. En celeste se resaltan episodios de ráfaga (ver texto).

El día 19 se observa la mayor variación entre configuraciones, siendo los casos 2 y 5, mencionados en el párrafo anterior, los que muestran el mayor apartamiento. Este día también se caracteriza por una gran variación de la dirección. Los días 21 y 23 aproximadamente a las 22 UTC se ve un cambio brusco de la dirección asociado a un máximo local de intensidad que los modelos no anticiparon, posiblemente debido a una ráfaga generada en la capa límite.

Para cuantificar el desempeño global de las simulaciones realizadas, se muestra en la Tabla 2 el RMSE calculado para toda la semana para invierno y verano. Teniendo en cuenta que la intensidad promedio observada es 7,75 m/s para invierno y 8,5 m/s para verano, se ve que el error relativo es ligeramente menor para verano que para invierno. El RMSE promedio es 3,5 m/s para invierno y 3,2 m/s para verano, resultados similares a los informados en Zhenhua et al., 2019. Analizando ambas semanas

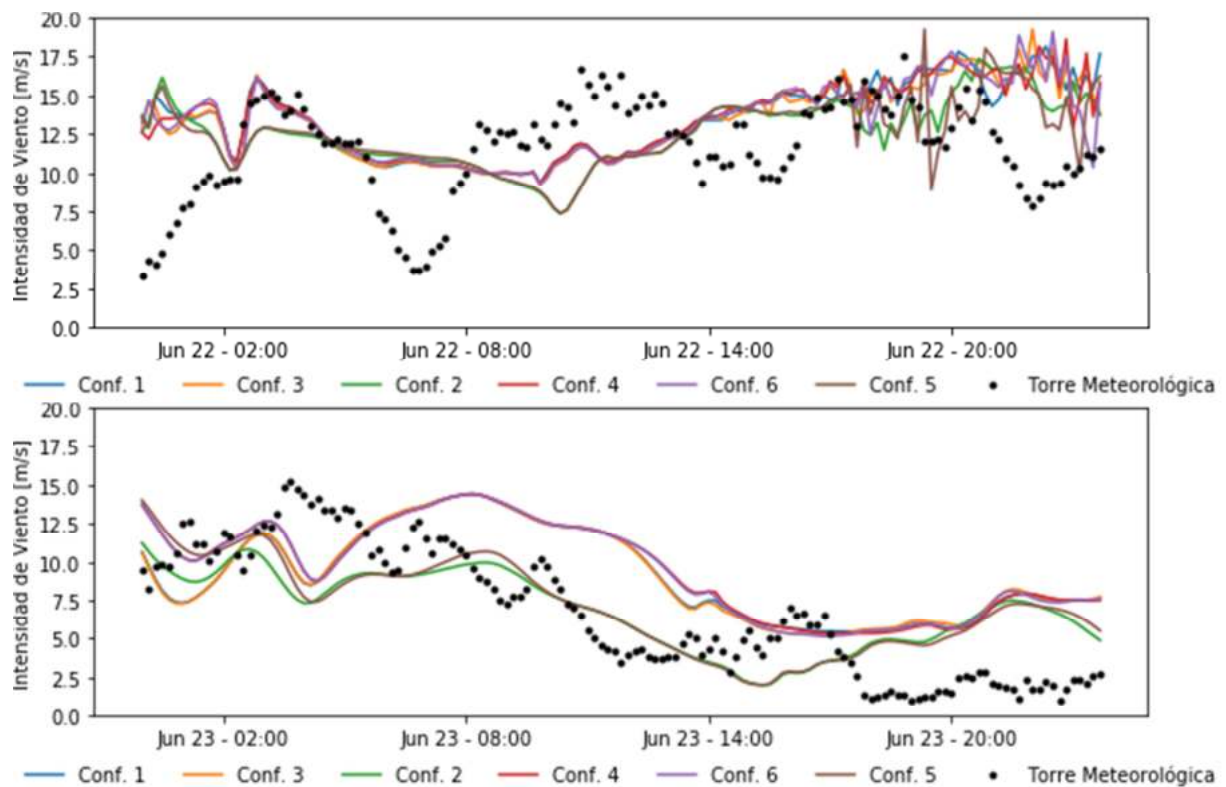


Figura 4: Arriba, detalle de la Figura 2 para el día 22 de junio. Este fue el día con mayor RMSE de los experimentos realizados. Abajo, detalle de la Figura 2 para el día 23 de junio como ejemplo de un día donde hubo gran diferencia variación entre configuraciones.

globalmente se ve que las configuraciones 2 y 5 mencionadas anteriormente se desempeñan ligeramente peor que las demás en verano, pero esto se revierte en la semana de invierno donde resultan las que menos error global presentan.

Para finalizar esta sección, se incluyen detalles de algunos días mencionados en los párrafos anteriores. En la Figura 4, arriba, se muestra el 22 de junio, el día con mayor RMSE de ambos experimentos. Los modelos predijeron una intensidad sostenida de aproximadamente 13 m/s durante el día, fallando en identificar un periodo de calma por la mañana. Durante estas horas las 6 configuraciones predicen valores similares, sin embargo hacia el final del día se observan mayores diferencias entre ellas. Durante estas horas los modelos también predijeron cambios de dirección del viento que no se observaron.

Configuración	RMSE Invierno [m/s]	RMSE Verano [m/s]
1	3,53	3,24
2	3,23	3,33
3	3,57	3,22
4	3,63	3,22
5	3,31	3,28
6	3,64	3,19

Tabla 2: RMSE de los resultados de intensidad de viento para las semanas completas.

En la Figura 4, abajo, se muestra el 23 de junio, uno de los días con mayores diferencias entre

configuraciones. En este caso se observa que todos los esquemas sobreestiman en promedio la intensidad de viento durante el día excepto las configuraciones 2 y 5, que reproducen bien los datos hasta las 19 horas aproximadamente, cuando nuevamente los resultados no varían entre modelos y todos sobreestiman la intensidad.

RESULTADOS: SIMULACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN BUENOS AIRES

De manera similar, los resultados de las 6 configuraciones antedichas, así como aquellos del WRF-Solar, fueron utilizados para calcular la radiación global horizontal de onda corta en superficie en el dominio de Buenos Aires, para la semana de invierno y verano. Estos datos se compararon con mediciones de radiación global horizontal obtenidas del piranómetro de la red SAVER-NET ubicado en la localidad de Villa Martelli, con una frecuencia temporal de 1 minuto. La calidad de las simulaciones se cuantificó mediante el cálculo del RMSE para cada configuración, tomando sólo los datos diurnos y excluyendo los periodos cercanos a la salida y puesta del sol, dado que el piranómetro está ubicado en una zona urbana y recibe sombra de los edificios cercanos.

Se muestran en la Figura 5 los datos simulados y observados para toda la semana de invierno, así como su error medio por día. Como se puede ver, en días despejados el error es menor a 50 W/m^2 , o al 10% de la radiación diaria promedio, y es independiente de la configuración empleada. En días con presencia de nubosidad, se observan casos, como el día 21 de junio, en que las simulaciones predicen ausencia de nubes pero aún así se registraron variaciones significativas de la radiación, y nuevamente este resultado es independiente de la configuración.

Así también, se observan instantes en que la radiación real es superior a la esperada en un día despejado, fenómeno debido a la reflexión del sol en nubes aisladas, que genera un efecto de concentración no representado en los modelos numéricos. Por otro lado, los días en que hubo nubosidad y fue captada por las simulaciones se observa la mayor variación entre configuraciones. El máximo de radiación diaria en un día despejado es aproximadamente 600 W/m^2 . El día 23 de junio es uno de los casos con mayor variación entre modelos, observándose claramente cómo en algunos momentos predicen erróneamente cortos periodos en que la radiación es máxima. Algunos de estos días serán analizados en detalle más adelante.

En la Figura 6 se muestran los resultados para la semana de verano. El efecto de sombra que ocurre por la mañana es más evidente en este caso. Se observa que la radiación diaria es aproximadamente el doble que en invierno, llegando a 1100 W/m^2 , y que la variación del error diario a lo largo de la semana es mayor. Tanto en invierno como en verano se observa que el error en días despejados es independiente de la configuración empleada y similar en valor absoluto (entre 20 y 50 W/m^2). Es posible que este error sea debido a la falta de una representación adecuada de las concentraciones de aerosoles y su efecto en la dispersión de la radiación. El WRF-Solar es capaz de incorporar esta representación pero no se la utilizó para el presente estudio, dado que se puso el foco en comparar las modificaciones que este modelo contiene con respecto al cálculo de la radiación.

Por otro lado, los días nublados muestran nuevamente la mayor variación entre las configuraciones, así como el mayor RMSE. Entre los días que registran el mayor error, se diferencian días como el 22 de diciembre, en el cual hubo radiación intermitente que los modelos captan, pero carecen de precisión temporal, y días como el 19 de diciembre, en el que se observan variaciones en la radiación simulada, pero el valor real es mucho menor.

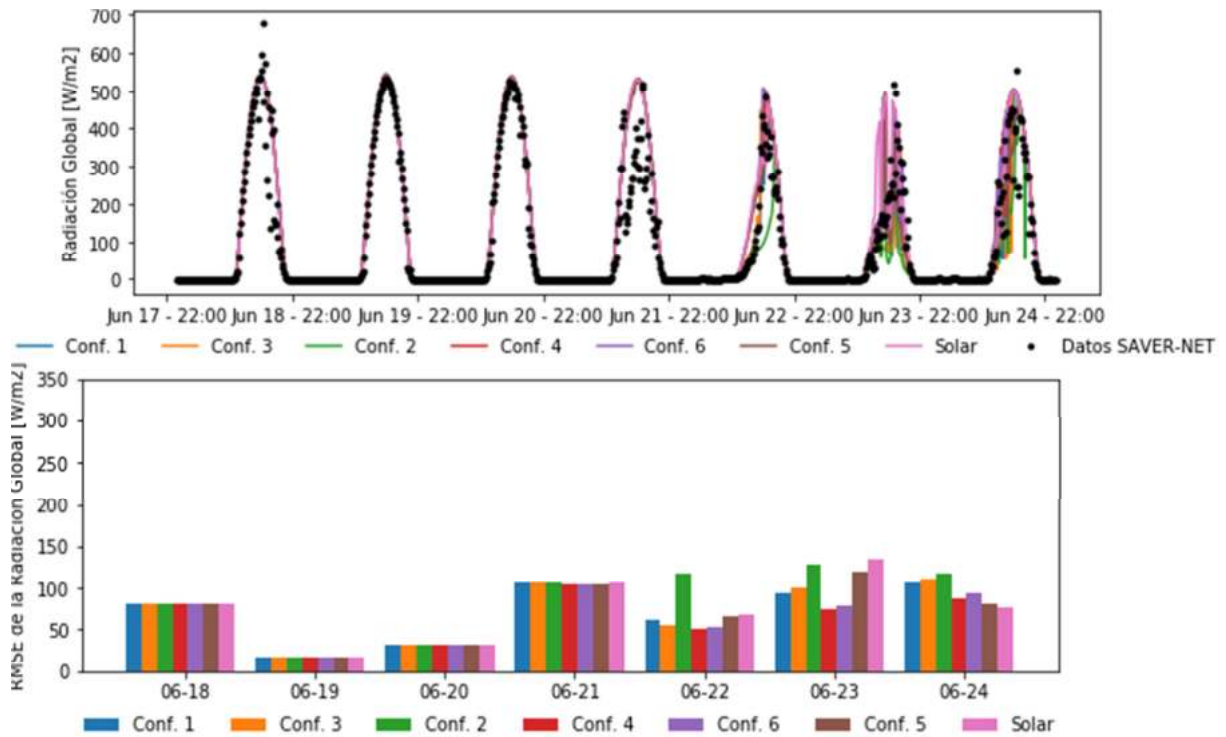


Figura 5: Arriba, radiación global en superficie para la semana del 18 al 25 de junio de 2017 calculada a partir de las 7 simulaciones realizadas sobre el dominio de Buenos Aires (líneas) y obtenidas de la red SAVER-NET (puntos). Abajo, RMSE para los datos de radiación, calculados para cada día de la semana. Horario UTC.

Los errores globales para los experimentos de invierno y verano se muestran en la Tabla 3. Teniendo en cuenta que el promedio diario de radiación solar global en plano horizontal para Buenos Aires en un día despejado de invierno es aproximadamente 400 W/m² (llegando a 700 de máximo), y para verano de 700 W/m² (1200), la Tabla 3 muestra que el error relativo se encuentra entre 25 y 35 %, valor que se encuentra dentro de lo esperable para un horizonte de pronóstico a 24 hs (Perez et al. 2013).

Configuración	RMSE Invierno [W/m ²]	RMSE Verano [W/m ²]
1	102,92	254,94
2	123,31	226,81
3	103,29	259,19
4	85,66	255,59
5	95,65	212,92
6	87,80	230,41
WRF-Solar	94,78	244,50

Tabla 3: RMSE de los resultados de radiación global calculado a partir de los datos diurnos, excluyendo las mediciones cercanas a la salida y puesta del sol (ver texto).

Como se dijo al principio de esta sección, las mayores diferencias entre las configuraciones elegidas se muestran en días nublados, y existe un error constante e independiente de las configuraciones en días despejados. Para finalizar esta sección se incluyen detalles de días puntuales que ilustran mejor estas características. En la Figura 7, arriba, se muestra el día 24 de diciembre, un caso de día despejado en el que hubo breves periodos de nubosidad durante la mañana. El error para este día es de aproximadamente 50 W/m² y fue calculado tomando los datos entre las 11 y 21:30 hs UTC, para no considerar el efecto de sombra que se observa en horas de salida y puesta del sol.

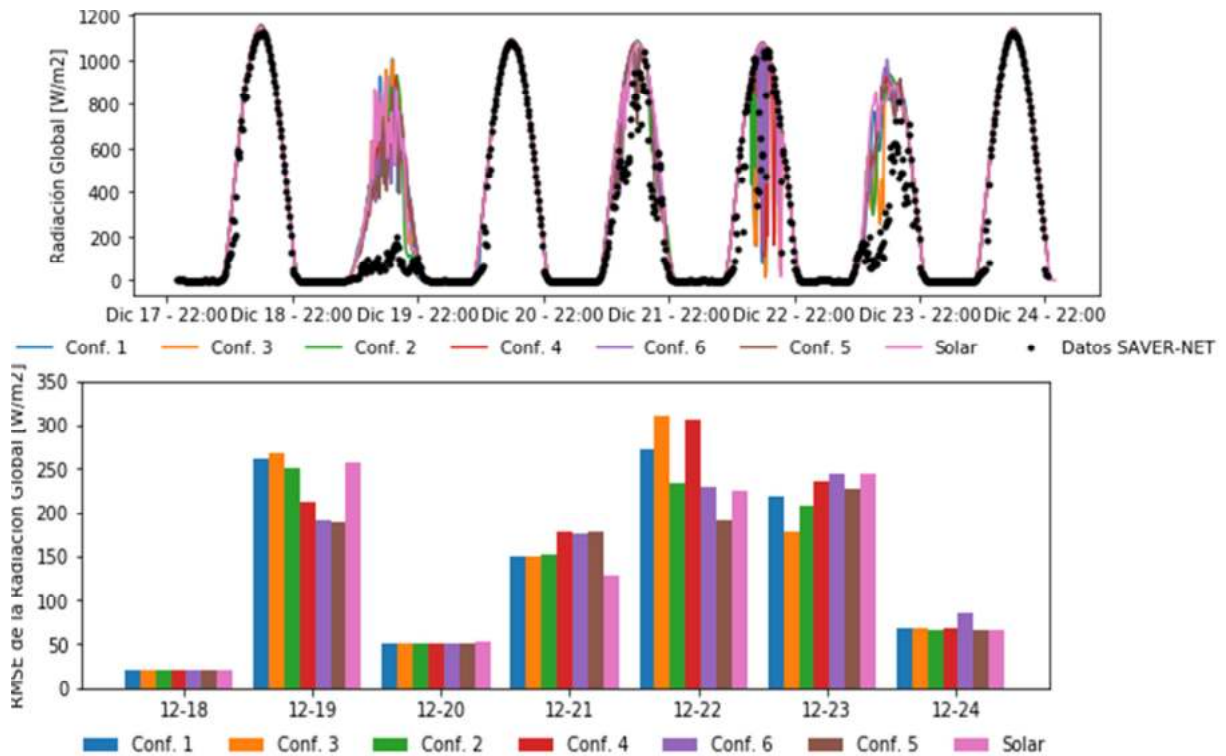


Figura 6: Arriba, radiación global en superficie para la semana del 18 al 25 de diciembre de 2017 calculada a partir de las 7 simulaciones realizadas sobre el dominio de Buenos Aires (líneas) y obtenidas de la red SAVER-NET (puntos). Abajo, RMSE para los datos de radiación, calculados para cada día de la semana. Horario UTC.

El error, entonces, se produce por una ligera sobreestimación de la radiación, sumado a un desfase temporal que parece ir incrementándose a lo largo del día. Es posible que una mejora en la descripción de los aerosoles presentes contribuya a mitigar la primer fuente de error mencionada (Ruiz-Arias et al., 2013).

En la Figura 7, centro, se ve el detalle del día 23 de junio. Hasta las 17 horas aproximadamente, se observa que todos los modelos predicen condiciones nubladas en general, pero los esquemas 2 y 5, así como el WRF-Solar, predicen periodos de claridad intermitente que no se observan. Estos esquemas ya han sido mencionados en la sección de modelado de viento por exhibir un pronóstico distinto a los otros 4. Este fenómeno podría estar relacionado con una falencia en el modelado de una capa particular de nubosidad, que algunas configuraciones logran resolver y otras no, o por la falta de consideración de ese tipo de nubosidad en los esquemas de radiación. En la Figura 7, abajo, se muestra el detalle del día 19 de diciembre, en donde se ve otro ejemplo similar. En este caso todas las configuraciones anticipan la presencia de nubosidad, pero no parecen estimar adecuadamente el impacto resultante sobre la radiación global. La red SAVER-NET, que brindó los datos del piranómetro, tiene en sus estaciones cámaras de cielo total. Esta información fue consultada para el día en cuestión, observándose que fue un día de cielo cerrado con precipitación moderada durante la tarde. Los modelos captaron la precipitación y la nubosidad adecuadamente, pero aún así sobreestimaron la radiación global en superficie.

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó un estudio sobre las capacidades del modelo WRF para representar variables relacionadas con la generación renovable. Para ello se compararon 6 combinaciones de configuraciones de las parametrizaciones de capa límite, capa de superficie y microfísica. Estas configuraciones se seleccionaron con la premisa de acotar el esfuerzo computacional a los requerimientos de pronóstico operativo. Además, en el caso de la radiación solar se agregó una configuración extra correspondiente a un producto diseñado específicamente para aplicaciones solares.

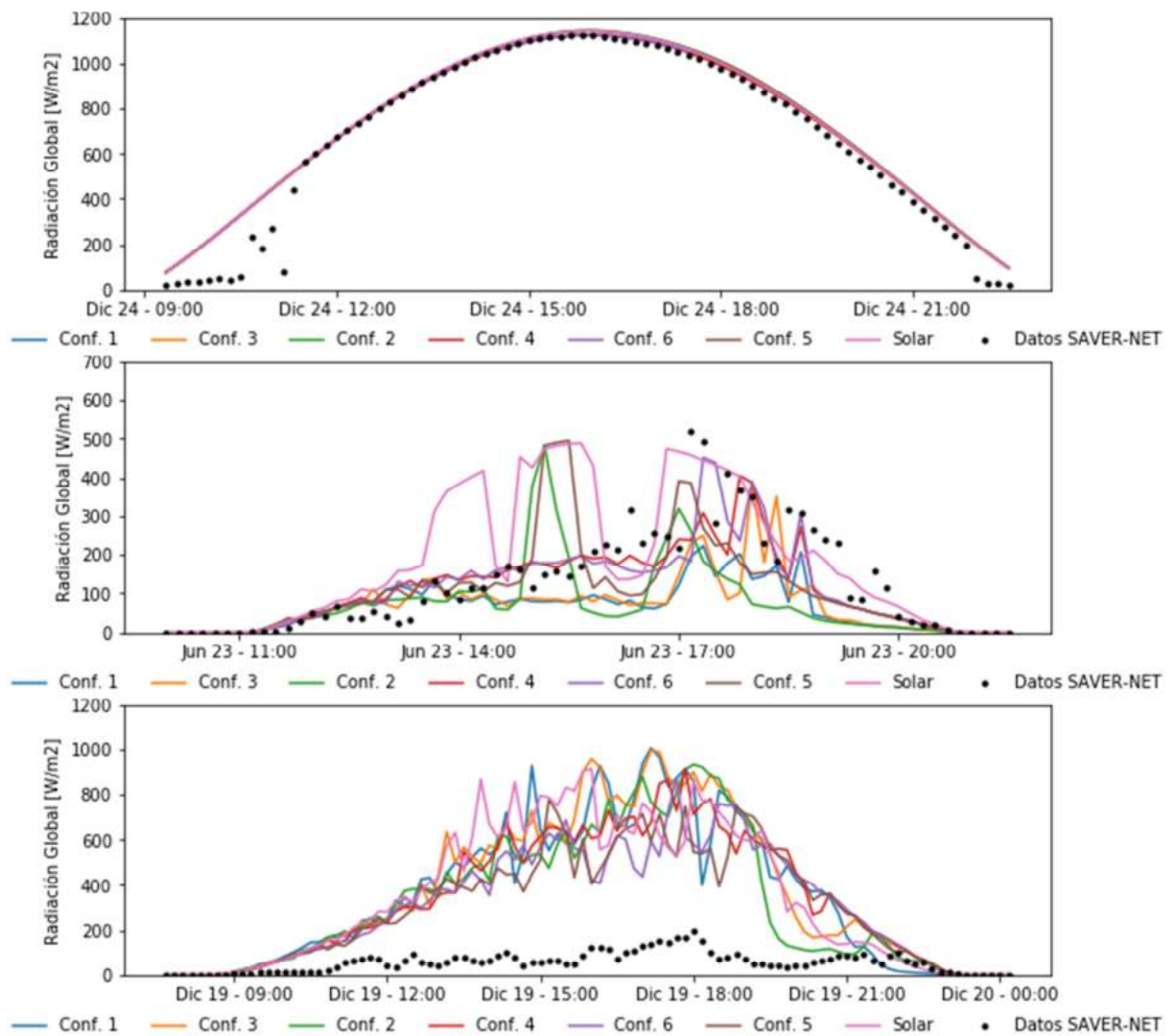


Figura 7: Arriba, detalle de la Figura 6 para el día 24 de diciembre. Ejemplo de día despejado. Centro, detalle de la Figura 5 para el día 23, ejemplo de día con gran variación entre configuraciones. Abajo, detalle de la Figura 6 para el día 19. Ejemplo de día con una sobreestimación generalizada de la radiación global.

Los resultados de las simulaciones utilizando estas configuraciones se compararon con mediciones de campo en dos localizaciones representativas de zonas de buenos recursos solares y eólicos.

En el caso eólico las distintas configuraciones muestran comportamientos similares, acompañando en general las tendencias pero produciendo errores significativos en la intensidad de viento en algunos casos. La predicción de la dirección de viento en general presenta, por el contrario, mayor grado de precisión. Esto parece indicar que el modelo representa acertadamente los fenómenos de gran escala pero resulta menos sensible a los fenómenos en la capa límite. Más allá de profundizar en un estudio más amplio, esto podría indicar la necesidad de aumentar la cantidad de niveles verticales en las capas bajas cercanas a las alturas de interés para el aprovechamiento eólico, que en este caso se dejaron librados a la selección del modelo, y trabajar en otras estrategias para mejorar las condiciones iniciales y de contorno, como por ejemplo la asimilación de datos de mediciones.

En el caso solar los errores en los resultados de días sin nubosidad dan cuenta de la necesidad de representar más precisamente el efecto de los aerosoles en la atmósfera. En el caso de los días parcial o totalmente nublados se ve la necesidad de profundizar el estudio sobre versiones más complejas de las parametrizaciones utilizadas y de trabajar sobre la parametrización que representa la interacción de la microfísica con la radiación solar.

Con respecto a las diferencias entre configuraciones, se observó en algunos de los días estudiados en

detalle tanto para radiación como para viento que los esquemas 2 y 5, que difieren en su parametrización de microfísica y comparten los esquemas MYJ y NOAH de capa límite y superficie, respectivamente, tienden a producir resultados distintos a los otros esquemas, algunas veces resultando en un RMSE más pequeño, y otras en uno más grande, por lo que si bien no se puede concluir que sean más o menos efectivos, se ha observado que pronostican valores diferentes al resto de las configuraciones para ambos recursos. Esta observación no se confirma definitivamente en las estadísticas globales para ambas semanas.

Como trabajo a futuro se plantea explorar las alternativas antes mencionadas y ampliar el estudio a períodos más extensos de tiempo y otras localizaciones que puedan tener características climáticas particulares.

AGRADECIMIENTOS

Los datos de mediciones de la torre meteorológica del PER fueron gentilmente facilitados por GENNEIA S.A. por lo cual estamos agradecidos. Además, agradecemos el tiempo de cómputo en el clúster TUPAC otorgado por el CSC-CONICET para llevar a cabo este trabajo. Se agradece los datos de radiación solar de la red SAVER-Net (CITEDEF-SMN) utilizados en este trabajo.

REFERENCIAS

- Ek, M. B., Mitchell K. E., Lin Y., Rogers E., Grummann P., Koren V., Gayno G., y Tarpley J. D. (2003), Implementation of Noah land surface model advances in the National Centers for Environmental Prediction operational Mesoscale Eta Model, *J. Geophys. Res.*, **108**, 8851, (DOI:10.1029/2002JD003296).
- Foley A.M; Leahy, P.G.; Marvuglia, A.; Mckeogh E.J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*. 37p. p. 1-8.
- Haupt S. E. y Kosović B., "Variable Generation Power Forecasting as a Big Data Problem," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 725-732, April 2017. (DOI: 10.1109/TSTE.2016.2604679).
- Hong, S., Noh, Y. y Dudhia, J. (2006), A New Vertical Diffusion Package with an Explicit Treatment of Entrainment Processes, *Monthly Weather Review*, 134, 9, 2318-2341, (DOI:10.1175/MWR3199.1).
- Hong S., and Lim J., (2006), The WRF Single-Moment 6-Class Microphysics Scheme (WSM6). *J. Korean Meteor. Soc.* 42: 129-151.
- Iacono, M. J., Delamere, J. S., Mlawer E. J., Shephard M. W., Clough S. A. , y Collins W. D., "Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: calculations with the AER radiative transfer models," *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, vol. 113, no. 13, Article ID D13103, 2008. (DOI:10.1029/2008JD009944)
- Janjic, Z. I., 1990: The step-mountain coordinate: Physical package. *Mon. Wea. Rev.*, 118, 1429–1443. (DOI:10.1175/1520-0493(1990)118<1429:TSMCPP>2.0.CO;2).
- Jiménez, P. A., Dudhia, J., González-Rouco, J. F., Navarro J., Montávez, J. P. y García-Bustamante E. (2012), A Revised Scheme for the WRF Surface Layer Formulation, *Monthly Weather Review*, 140, 3, 898-918, (DOI:10.1175/MWR-D-11-00056.1).
- Jimenez, P.A., Hacker J.P. , Dudhia J., Haupt S.E., Ruiz-Arias J.A., Gueymard C.A., Thompson G., Eidhammer T. y Deng A. (2016): WRF-SOLAR, Description and Clear-Sky assessment of an augmented NWP model for solar power prediction. *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, **97**, 1249–1264 (DOI:10.1175/BAMS-D-14-00279.1)
- Kain, J. S. (2004), The Kain–Fritsch Convective Parameterization: An Update. *Journal of Applied Meteorology*, 43, 1, 170-181, (DOI:10.1175/1520-450(2004)043<0170:TKCPAU>2.0.CO;2).
- Lara-Fanego, V., Ruiz-Arias, J. A., Pozo-Vázquez, A. D., Gueymard, C. A. y Tovar-Pescador, J. (2012): Evaluation of DNI forecast based on the WRF mesoscale atmospheric model for CPV applications. AIP Conference Proceedings, CPV-8 Conf., Toledo, Spain. (DOI:10.1063/1.4753895)
- Lin, Y.-L., Farley R. D. y Orville H. D., (1983), Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. *J. Climate Appl. Meteor.*, **22**, 1065–1092, (DOI:https://doi.org/10.1175/1520-0450(1983)022<1065:BPOTSF>2.0.CO;2).

- Niu, G. Y., Yang Z., Mitchell K. E., Chen F., Ek M. B., Barlage M., Kumar A., Manning K., Niyogi D., Rosero E., Tewari M. y Xia Y. (2011), The community Noah land surface model with multiparameterization options (NoahMP): 1. Model description and evaluation with local scale measurements, *J. Geophys. Res.*, 116, D12109, (DOI:doi.org/10.1029/2010JD015139).
- Parks, K., Wan, Y. H., Wiener, G., and Liu, Y. (2011). Wind energy forecasting: A collaboration of the National Center for Atmospheric Research (NCAR) and Xcel Energy. *Contract*, 303, 275-3000.
- Perez, R., et al. (2013), Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. *Sol. Energy*, 94, 305–326, (DOI:10.1016/j.solener.2013.05.005).
- Ruiz-Arias J. A., Dudhia J., Santos-Alamillos F. J. y Pozo-Vázquez D. (2013), Surface clear-sky shortwave radiative closure intercomparisons in the Weather Research and Forecasting model. *J. Geophys. Res. Atmos.*, 118, 9901–9913, (DOI:10.1002/jgrd.50778).
- Shin, H. H. and Hong, S.-Y. (2013), “Analysis of resolved and parameterized vertical transports in convective boundary layers at gray-zone resolutions,” *Journal of the Atmospheric Sciences*, vol. 70, no. 10, pp. 3248–3261, (DOI:10.1175/JAS-D-12-0290.1).
- Skamarock, W.C., Klemp J., Dudhia J., Gill D.O., Barker D., Wang W. y Powers J.G. (2008). A Description of the Advanced Research WRF Version 3. 27. 3-27 (DOI:10.5065/D68S4MVH)
- Thompson G. y Eidhammer T. (2014), A Study of Aerosol Impacts on Clouds and Precipitation Development in a Large Winter Cyclone, *Journal of the Atmospheric Sciences*, 71, 10, 3636-3658, (DOI:10.1175/JAS-D-13-0305.1).
- Zhenhua D., Ao J., Duan Q., Wang J., Gong W., Shen C., Gan Y. y Liu Z. (2019), Improving WRF model turbine-height wind-speed forecasting using a surrogate-based automatic optimization method, *Atmospheric Research*, Volume 226, Pages 1-16, ISSN 0169-8095, (DOI:10.1016/j.atmosres.2019.04.011).