

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

Pronóstico  
Demanda  
Eléctrica

Energía Eólica  
y Gestión  
Sistemas  
Eléctricos

*Sulphuric  
acid-catalysed  
steam  
pretreatment*

Residuos  
Agrícolas  
Uruguay

Agenda 2030  
y América  
del Sur

Modelo de  
Adopción  
Energías  
Renovables

*SWH NAMA  
Concept  
for Belize*

Efectividad/  
Políticas de  
Fuentes  
Renovables



---

## COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco  
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés  
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega  
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA  
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO  
(AUGM)

Martha Ligia Vides Lozano  
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS DE OLADE

Blanca Guanocunga  
BIBLIOTECARIA OLADE

---

## COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL  
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS  
Pablo Garcés  
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN  
Martha Ligia Vides Lozano

---

## REVISORES

Alfonso Blanco Bonilla. *Secretario Ejecutivo de OLADE*

Fabio García. *Especialista Asociado de OLADE*

Andrés Schuschny. *Director de Estudios y Proyectos e  
Información de OLADE*

Luis Guerra. *Consultor de OLADE*

Jaime Guillén. *Consultor de OLADE*

Alexandra Arias. *Consultora de OLADE*

Francisco Lotufo. *Universidad Estadual Paulista  
(UNESP). Brasil*

Guillermo Garrido. *Universidad Nacional de Córdoba  
(UNC). Argentina*

Gustavo Figueredo. *Universidad Nacional del Nordeste  
(UNNE). Argentina*

Leonardo Assaf. *Universidad Nacional de Tucumán  
(UNT). Argentina*

Byron Chiliquinga. *Gerente de Proyecto de Cooperación  
Canadiense*

Cristhian Carrasco Villanueva. *Universidad Mayor de San  
Andrés (UMSA). Bolivia*

Carlos Orestes Martín Medina. *Umea University. Suecia*

Patricia Arnera. *Universidad Nacional de la Plata  
(UNLP). Argentina*

Héctor Chávez. *Universidad Santiago de Chile. Chile*

## COLABORADORES

Gabriela Martínez. *Traductora OLADE*

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

---

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía  
(OLADE) 2018. Todos los derechos reservados.

2602-8042 (Impresa)  
2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y  
Fernández Salvador.

Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>

Página web OLADE: [www.olade.org](http://www.olade.org)

Mail ENERLAC: [enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 /  
2599-489

Fotografía de la portada Huerto Solar Fotovoltaico Fase II  
de Eosol. Durango. México. Foto cedida por la Secretaría de  
Energía del Gobierno de México.

Esta revista es financiada por la Cooperación Canadiense.



Global Affairs  
Canada

Affaires mondiales  
Canada

## NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad  
de los autores y no comprometen a las organizaciones  
mencionadas.



# PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE ENERGÍA EÓLICA PARA LA GESTIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LA REGIÓN

Alejandro Gutiérrez <sup>1</sup>, Everton de Almeida <sup>2</sup>, Claudio Porrini <sup>3</sup>, Marcelo Romero <sup>4</sup>, Sofia Ortelli <sup>5</sup>, Gabriel Cazes <sup>6</sup>,  
Alex Alisson Bandeira <sup>7</sup>, Davidson Moreira <sup>8</sup>, José Cataldo <sup>9</sup>

Recibido: 15/05/2018 y Aceptado: 08/08/2018  
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (28-41).



<sup>1</sup> Profesor Adjunto IMFIA FING UdelaR  
[aguti@fing.edu.uy](mailto:aguti@fing.edu.uy)

<sup>2</sup> Estudiante de Posgrado IMFIA FING UdelaR  
[ealmeida@fing.edu.uy](mailto:ealmeida@fing.edu.uy)

<sup>3</sup> Contrato UTE-FING-FJR  
[cporrini@ute.com.uy](mailto:cporrini@ute.com.uy)

<sup>4</sup> Profesor Adjunto Unipampa  
[marceloromero@unipampa.edu.br](mailto:marceloromero@unipampa.edu.br)

<sup>5</sup> Contrato UTE-FING-FJR  
[sortelli@ute.com.uy](mailto:sortelli@ute.com.uy)

<sup>6</sup> Profesor Agregado IMFIA FING UdelaR  
[agcm@fing.edu.uy](mailto:agcm@fing.edu.uy)

<sup>7</sup> Profesor Agregado SENAI CIMATEC  
[alex.santos@fieb.org.br](mailto:alex.santos@fieb.org.br)

<sup>8</sup> Profesor Titular SENAI CIMATEC  
[davidson.moreira@fieb.org.br](mailto:davidson.moreira@fieb.org.br)

<sup>9</sup> Profesor Titular IMFIA FING UdelaR  
[jcataldo@fing.edu.uy](mailto:jcataldo@fing.edu.uy)

## RESUMEN

En los últimos años se ha desarrollado una importante transformación en algunos sistemas eléctricos en la región, Brasil en términos absolutos destaca como el país que ha incorporado más potencia eólica en América del Sur. Uruguay se ha posicionado en los primeros lugares a nivel mundial en lo que refiere a la participación relativa de la energía eólica en el sistema eléctrico. Los sistemas en los cuales se tiene una participación relevante de la energía eólica requieren el desarrollo e implementación de sistemas operativos de pronósticos a los efectos de la gestión del sistema eléctrico de modo de equilibrar producción y demanda, despachando

las centrales, con pronósticos reportados en diferentes horizontes de tiempo. En este trabajo se describe una herramienta de pronóstico de corto plazo de energía eólica basada en un sistema de pronóstico de conjuntos de corridas (SPCC) del modelo WRF-GFS que ha sido implementada de modo operativa en el sistema eléctrico en Uruguay con estimaciones para la producción de energía eólica RG-Brasil. Asociado al pronóstico se presenta la metodología desarrollada para el cálculo de los intervalos de confianza de los pronósticos en función del horizonte de tiempo.

**Palabras Clave:** Energía Eólica, Gestión, Pronóstico, Sistema Eléctrico, Uruguay, Brasil

## ABSTRACT

*In recent years there has been an important transformation in some electrical systems in the region. Brazil in absolute terms stands out as the country that has incorporated further wind power in South America. Uruguay has positioned itself as one of the world's leading countries in terms of the relative share of wind energy in the electricity system. The systems in which wind energy has a significant share require the development and implementation of operating forecasting systems for the purpose of managing the electricity system in order to balance production and demand, dispatching the plants, with forecasts reported in different time horizons. This paper describes a short-term wind energy forecasting tool based on a run set forecasting system (SPCC) of the WRF-GFS model that has been operationally implemented in the electricity system in Uruguay with estimates for RG-Brazil wind energy production. Associated with the forecast is the methodology developed for the calculation of the confidence intervals of the forecasts according to the time horizon.*

**Keywords:** Wind Energy, Management, Forecasting, Electric System, Uruguay, Brazil

## INTRODUCCIÓN

La creciente incorporación de nuevas tecnologías vinculadas con la explotación de los recursos eólicos y solar en la región en los últimos años, implican la necesidad de desarrollar e implementar nuevos sistemas para la gestión del sistema eléctrico.

La generación eléctrica de origen eólico tiene características inherentes asociadas a la necesidad de inyectar toda la energía generada instante a instante por los parques eólicos (Ackerman, 2005). Un sistema eléctrico a escala de un país o de una región está compuesto por un conjunto de centrales de generación de distintas características.

A los efectos de la planificación del sistema energético es de relevancia conocer las escalas de variación de los recursos que son incorporados al sistema o que se plantean incorporar a futuro.

En la circulación atmosférica los distintos fenómenos asociados, tienen asociadas distintas escalas, tanto espaciales como temporales (Orlanski, 1975), (Fujita, 1981). La naturaleza fluctuante de la energía eólica a escala horaria es, en alguna medida, la razón de existencia de las herramientas de predicción de la energía eléctrica de origen eólico (Fox et al 2014).

Un aspecto fundamental en los sistemas de energía eléctrica a los efectos de asegurar la estabilidad en el sistema es que en todo momento se debe cumplir que la producción de energía eléctrica en el sistema sea igual a la demanda. La variación de la demanda era la principal incertidumbre de corto plazo a la cual estaban sometidos los modelos eléctricos tradicionales (Ackerman, 2005). Las principales variaciones en la demanda están asociadas a los ciclos de producción en la industria, a requerimientos de iluminación y a cambios en condiciones climáticas que puedan requerir suministro de energía para adecuar las condiciones de confort. Sin embargo, un sistema en el que se tenga una importante participación

de fuentes fluctuantes a escalas horarias, como la eólica y solar puede tener variaciones en la generación a dichas escalas de tiempo, lo que implica un desafío desde el punto de vista del despacho del sistema eléctrico (Orteli, Porrini, Tozzo, Vogel & Ribeiro, 2017).

Las fuentes de energía renovables y en especial la energía eólica y solar, son esencialmente fuentes de flujo. Su disponibilidad varía significativamente a escalas horarias y toda la producción de energía en base a estas fuentes debe ser entregada a la red. Los sistemas eléctricos en los que se insertan la producción de energía eólica y solar, fueron concebidos en su origen y desarrollo histórico desde la óptica de la demanda. Si bien se ha tenido históricamente una importante participación de la generación hidroeléctrica, la capacidad de represar agua, resulta una forma inherente de acumulación de energía potencial, lo que permite planificar el despacho de las centrales con escalas semanales. En los sistemas eléctricos interconectados (a escala de un país o de una región) es una condición necesaria que en todo momento se tiene que generar el requerimiento de energía determinado por la demanda.

**La creciente incorporación de nuevas tecnologías vinculadas con la explotación de los recursos eólicos y solar en la región en los últimos años, implican la necesidad de desarrollar e implementar nuevos sistemas para la gestión del sistema eléctrico.**

Esto quiere decir que al introducir fuentes altamente fluctuantes en las escalas de tiempo horarias resulta relevante disponer de información respecto a la producción futura que se tendrá de modo de asegurar el balance, Producción = Demanda, en el sistema eléctrico. Los sistemas de pronóstico operativos, deben generar información para resolver la planificación

del despacho a diferentes escalas; semanal, diario y resolver la operación del sistema en tiempo real, lo que implica decisiones frente a contingencias que se pudieran tener en escalas de tiempo con un horizonte de tiempo de muy corto plazo (1 a 6 horas).

## **ENERGÍA EÓLICA EN LOS SISTEMA ELÉCTRICOS EN LA REGIÓN**

Brasil es el país que más ha incorporado energía eólica en la región en términos absolutos, teniéndose previsto concretar 18790 MW al finalizar 2019 lo cual representará en términos relativos del orden del 10 % de la potencia instalada en Brasil (ABEE, 2018). Uruguay tiene instalado actualmente 1475MW lo cual representa el 35 % de participación relativa (UTE, 2018), lo cual posiciona al país en uno de los primeros lugares a nivel mundial tomando en cuenta este indicador.

Desde el punto de vista de la generación de energía eólica la zona de la atmósfera de interés se encuentra en alturas cercanas a la superficie terrestre, la cual se denomina capa límite atmosférica (CLA) (Stull, 1988). Los aerogeneradores transforman la energía cinética disponible en la CLA que atraviesa el área de barrida por las palas de un aerogenerador en energía eléctrica. Luego, la energía eléctrica que es producida por los parques eólicos entregada a la red, depende de las condiciones de la energía cinética del flujo medio (“viento”) en la CLA y la interacción del viento con el aerogenerador y entre los aerogeneradores en el parque en particular (Gutiérrez, 2015). Las variaciones en la producción de energía eólica, están asociadas a procesos que se tienen en la atmósfera como es la transferencia de energía proveniente de la radiación solar que al calentar la superficie terrestre, da lugar al intercambio de calor y agua entre la superficie terrestre y la atmósfera y que provoca mezclas turbulentas. En de Almeida, Gutiérrez, Romero, Cazes & Cataldo, (2016), se describe el ciclo diario de la estructura vertical de los primeros 100 metros de la CLA. Estos

intercambios de calor y masa, dependiendo de condiciones concretas pueden determinar la formación de nubes y tormentas convectivas las cuales darían lugar a ráfagas (Gutiérrez & Fovell, 2018) y por consiguiente rampas en la producción de potencia de los parques eólicos (Gutiérrez, Cataldo, Cazes & de Mello, 2015), por otro lado, los flujos de aire interactúan con la topografía. Como se verá en la próxima sección todos estos procesos físicos que se desarrollan en la atmósfera terrestre pueden ser simulados numéricamente, de modo de generar información de la evolución futura de las variables que determinan el estado de la atmósfera (Pielke, 2013).

## **PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE ENERGÍA EÓLICA**

Desarrollar una herramienta de predicción, implica generar información de lo que sucederá en el futuro en términos de la descripción de la evolución temporal de la potencia eólica  $P(t)$  a partir de la información disponible en el presente y pasado.

La predicción de la potencia será realizada en un instante de tiempo  $t$ , para un horizonte temporal de predicción  $k$ , es decir el pronóstico se realiza en el instante  $t$  con el objeto de conocer la potencia que se inyectara a la red en el instante  $t+k$ , a este pronóstico se lo nota  $P(t+k/t)$ . El horizonte de pronóstico  $k$  es muy relevante en términos de la definición del método a ser empleado (Lange, 2006). Cuando el horizonte temporal es menor o igual que cuatro horas, son denominados de muy corta duración y pueden ser utilizados en este caso modelos de tipo estadísticos como el de persistencia. En este caso, el pronóstico de la potencia se realiza a partir de la información de la potencia inyectada a la red en el presente y pasado, pudiéndose agregar información de modelos de mesoescala (de Mello, Cazes & Gutiérrez, 2015). Cuando el horizonte de pronóstico es superior a cuatro horas, necesariamente se deben utilizar modelos numéricos de mesoescala (Markowski, Richardson, 2010), (Pielke, 2013).

Para el desarrollo de las herramientas de pronóstico se utiliza la información histórica de la potencia generada por los parques eólicos, así como el conjunto de variables atmosféricas significativas.

Dado el conjunto amplio de información que se debe manejar, así como la complejidad de un sistema que se debe operar en tiempo real, es necesario jerarquizar la información que será incorporada en el sistema de pronóstico, de modo de maximizar beneficios y simplificar los procesos de cómputo. Siempre la definición del sistema de pronóstico va estar condicionada a la capacidad de cálculo disponible, esta restricción determinará la escala de la grilla del modelo de mesoescala, y el número de corridas a implementar.

La atmósfera terrestre es un ejemplo de un sistema, donde pequeños cambios en las condiciones iniciales pueden llevar a resultados muy distintos a lo largo del tiempo, esto es en base a los fundamentos de la teoría del caos (Lorenz, 1995). Los modelos numéricos de mesoescala, generan pronósticos de los estados futuros de la atmósfera, a partir de condiciones iniciales. Las condiciones iniciales siempre tienen incertidumbres, las cuales provienen de errores producidos por los instrumentos con los que se realizan las observaciones de las variables atmosféricas, así como de la escala espacial de las mediciones y de la integración de esta información en una grilla para la resolución numérica, lo cual implica la imposibilidad de conocer con precisión y exactitud el estado inicial de la atmósfera (Kalnay, 2003).

Además los métodos de cálculos de los modelos numéricos de circulación general de atmósfera introducen errores condicionados por los esquemas numéricos de los procesos físicos (parametrizaciones). Las parametrizaciones dentro los modelos numéricos de circulación atmosférica, son esquemas numéricos que introducen formulaciones para expresar la dinámica y cambio en el tiempo de las magnitudes, en escalas no resueltas explícitamente dentro de cada

dimensión de grilla. Estas formulaciones resultan una representación de los distintos procesos físicos que tienen en la atmósfera (Stensurd, 2007). Otras fuentes de errores, provienen de los límites de cálculo y procesamiento en la dinámica de los modelos así como de las condiciones de borde. En resumen, se puede decir que las principales fuentes de incertidumbre en los modelos de pronósticos numéricos son: los errores introducidos en condiciones iniciales, las parametrizaciones físicas, y las condiciones de borde (Buizza et al, 2005).

Buscando resolver y desarrollar un modelo de pronóstico que tome en cuenta la incertidumbre que se tiene en el modelado de la circulación atmosférica, se introduce el sistema de pronóstico por conjuntos de corridas (SPCC), lo cual consiste generar un conjunto de corridas del modelo de mesoescala con condiciones iniciales perturbadas. El SPCC se utiliza para generar una muestra representativa de los posibles estados futuros del sistema dinámico de la atmósfera, teniendo así un pronóstico con base probabilística.

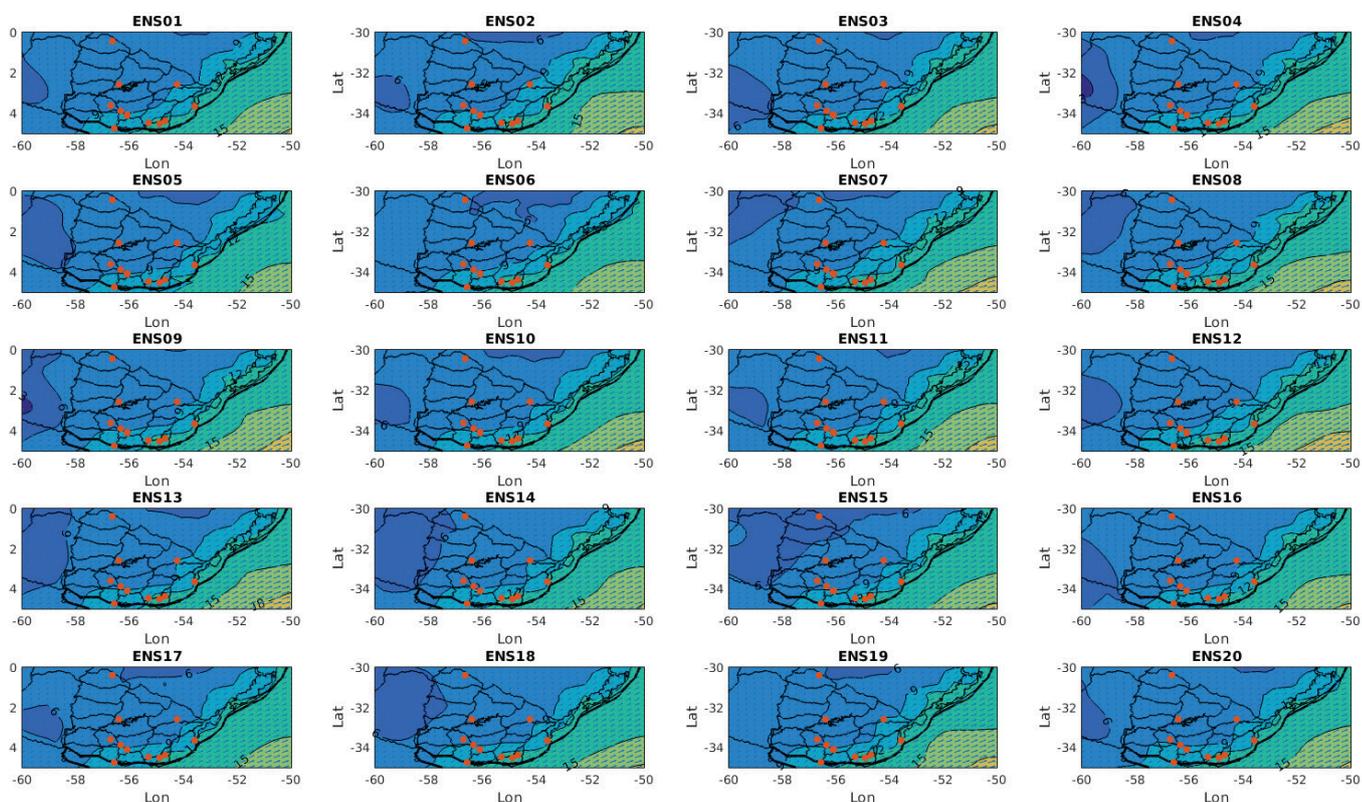
Se tienen varios modelos de circulación general que pueden ser utilizados como condiciones iniciales y de contorno, para correr modelos de mesoescala como el WRF (Skamarock, 2008). Por ejemplo los de disponibilidad libre como los GFS-NCEP u otros como el Centro Europeo de Predicción a Plazo Medio (CEPPM/ECMWF) (ECMWF, 2013), y el modelo Centro de Previsión del Tiempo e Estudios Climáticos – CPTEC/INPE – Brasil.

Los pronósticos numéricos basados en modelos de circulación general atmosférica tienen asociada los datos de condiciones iniciales y de frontera que se hacen disponibles cada seis horas a las 00:00, 06:00, 12:00 y 18:00 GMT, la información disponible es dada en una grilla a escala planetaria. Es decir que es posible generar un pronóstico, basados en corridas de modelos de mesoescala cada 6 horas considerando la información disponible a escala planetaria.

En la figura 1 se presenta los valores de la velocidad del modelo para un nivel representativo de una altura de 100 metros sobre el nivel del suelo, para la inicialización 12:00 GMT salidas del modelo WRF con un horizonte de pronóstico de 12 horas, para 20 corridas en base a condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS. Se presentan resultados de un dominio con una grilla de 30 km de resolución horizontal

que abarca el territorio en Uruguay, los puntos rojo se presentan los parques (identificados en la figura 3) que fueron considerados para el análisis en este trabajo. Cada corrida representa un estado posible de la atmósfera y por consiguiente cada corrida tiene asociada valores de velocidad distintos, los cuales tendrán asociados pronósticos de potencia inyectada a la red diferentes.

Figura 1. Velocidades de viento (m/s) a 100 metros de altura en una grilla de 30 km para 20 conjuntos de corridas con condiciones iniciales perturbadas (GFS) del modelo WRF horizonte de pronóstico 12 horas



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver dado un horizonte de tiempo objetivo, si se utilizan como entrada del modelo de pronóstico diferentes corridas asociadas a un SPCC (ensembles), se tendrá a cada instante de tiempo tantos pronósticos como corridas.

### Pronóstico de energía eólica basados en SPCC WRF-GFS.

El modelo de pronóstico desarrollado se basa en corridas del modelo WRF, a partir de un

conjunto de 20 corridas con condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS (*ensembles*). Los productos de conjuntos de corridas (*ensembles*) que se tienen disponibles libremente del modelo GFS, se generan a partir del enfoque de “crianza de vectores”, (*bread-vector approach*), identificando los conjuntos de corridas que tienen más probabilidades de amplificar la perturbación de origen, esta estrategia busca una mejor descripción de los posibles estados futuros atmosféricos (Buizza, 2005).

Para cada uno de los conjuntos de condiciones iniciales perturbadas del modelo GFS

(*ensembles*), se corre el modelo de mesoescala WRF. Los esquemas numéricos utilizados en las corridas del modelo WRF son, de radiación Dudhia (Dudhia 1989), (Mlawer, Taubman, Brown, Iacono & Clough, 1997), en micro física Purdue-Lin (Lin, Farley & Orville, 1983), el modelo de superficie Noah (Chen & Dudhia, 2001) y fue utilizado el esquema de cúmulus Kain-Fritsch (Kain, 2004). La resolución de grilla horizontal es de 30 km, y en vertical de 30 niveles. En la figura 2 se presenta el dominio que abarca Uruguay y la región de Río Grande del Sur en Brasil, donde se tienen instalados los parques eólicos a los que se le realiza el pronóstico de la producción.

Figura 2. Dominio WRF de 30 km utilizado para los pronósticos operativos de energía eólica



Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto central en el desarrollo del modelo es el proceso de calibración en base a la información histórica de producción de los parques eólicos, en base a la misma se calculan los coeficientes del modelo, que minimizan el error, luego estos coeficientes son utilizados en el pronóstico. En el modelo desarrollado se tiene como variable de pronóstico objetivo, el factor de capacidad horario  $FC_h(t)$ , definido como (1), cociente entre la producción horaria  $P(t)$  del parque eólico considerado y la potencia instalada  $P_{INST}$ .

$$FC_h(t) = \frac{P(t)}{P_{INST}} \quad (1)$$

$FC_h(t)$  es un parámetro adimensionado lo cual resulta relevante ya que para un sistema en el que se están teniendo incorporaciones de parques eólicos nuevos, no es posible disponer de históricos de producción de parque recientemente incorporados al sistema. Por lo que aplicar un coeficiente adimensional para parques nuevos calculado, en base a la información histórica de un parque cercano como estimativo es de utilidad.

Para cada corrida de los SPCC, se consideran las siguientes variables pronosticadas: el gradiente vertical de temperatura  $\frac{\partial T}{\partial z}$  en los primeros 100 metros sobre la superficie, la densidad del aire  $\bar{\rho}$  a 100 metros sobre la superficie y la velocidad en el plano horizontal (velocidad del viento)  $\bar{V}$  a 100 metros sobre el nivel de superficie.

**En este trabajo se describe una herramienta de pronóstico de corto plazo de energía eólica basada en un sistema de pronóstico de conjuntos de corridas (SPCC) del modelo WRF-GFS que ha sido implementada de modo operativa en el sistema eléctrico en Uruguay con estimaciones para la producción de energía eólica RG-Brasil.**

El gradiente vertical de temperatura  $\frac{\partial T}{\partial z}$  correspondiente a cada parque, es relevante ya que esta variable es un indicador de la estabilidad atmosférica (Arya, 1998), salvo situaciones de inestabilidad como tormentas convectivas entre otros. Durante el día la radiación solar calienta la superficie terrestre y se tendrá  $\frac{\partial T}{\partial z} \leq 0$  y durante la noche  $\frac{\partial T}{\partial z} > 0$  (Gutiérrez & Fovell, 2018). La energía cinética y potencia disponible en el flujo de aire en la CLA en términos medios pueden ser calculado con densidad  $\bar{\rho}$  y la velocidad  $\bar{V}$  en el área barrida por las palas de los aerogeneradores instalados. De este modo el modelo toma en cuenta las variables significativas a los efectos del cálculo de la producción de energía del parque eólico.

Luego se pronostica el factor de capacidad con (2) y (3);

cuando  $\frac{\partial T}{\partial z}(t+k/t) \leq 0$

$$\widehat{FC}_h(t+k/t) = a_n \frac{(\bar{\rho}(t+k/t) \bar{V}(t+k/t)^2)}{P_{INST}} \quad (2)$$

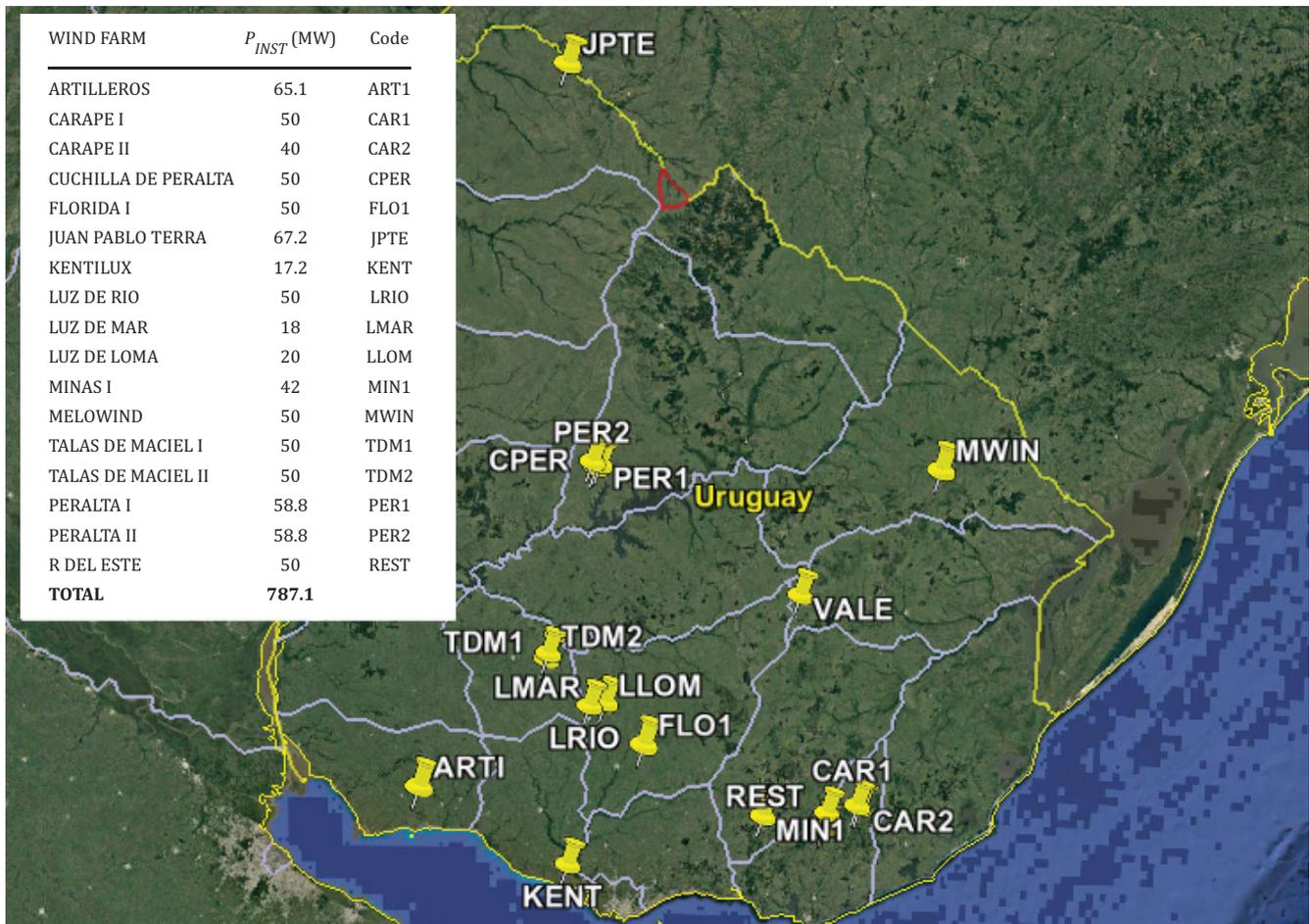
cuando  $\frac{\partial T}{\partial z}(t+k/t) > 0$

$$\widehat{FC}_h(t+k/t) = a_p \frac{(\bar{\rho}(t+k/t) \bar{V}(t+k/t)^2)}{P_{INST}} \quad (3)$$

Los coeficientes  $a_n$  y  $a_p$  se calculan durante el proceso de calibración por medio de regresiones lineales, de modo de minimizar el error del pronóstico en el periodo histórico de calibración.

En la figura 3 se presenta la localización y potencia instalada en los 17 parques analizados en el presente trabajo.

Figura 3. Localización y potencia instalada de parques eólicos analizados

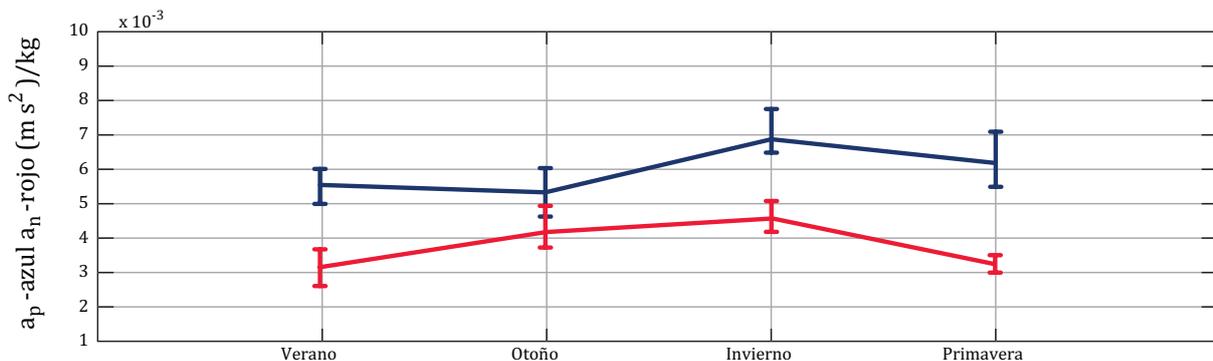


Fuente: Elaboración propia.

La figura 4 se muestra los resultados de  $a_n$  (rojo) y  $a_p$  (azul) para los 17 parques evaluados, el valor medio se presenta en línea continua y los percentiles 16% y 84% con barras verticales. Los

coeficientes presentan variaciones estacionales (para el período Julio 2016 a Mayo de 2017) en el proceso de calibración así como baja dispersión dentro de cada estación del año.

Figura 4.  $a_n$  (rojo) y  $a_p$  (azul), el valor medio en línea continua y percentiles 16% y 84% representados por barras verticales



Fuente: Elaboración propia.

La baja dispersión de los coeficientes en términos estacionales, implica que los mismos pueden ser utilizados a los efectos de estimar el pronóstico de parques cercanos. Este aspecto es sumamente relevante en el caso de parques eólicos en construcción en los que no se disponga de una serie histórica prolongada con la cual realizar el proceso de calibración. Así como para la estimación de la producción de parques instalados en regiones cercanas.

### Metodología para el cálculo de los intervalos de confianza de los pronósticos

Como se describió anteriormente, a partir de los conjuntos de corridas se dispone de 20 pronósticos para cada parque, siendo  $i$  el pronóstico correspondiente a cada corrida del modelo de mesoescala con perturbaciones en las condiciones iniciales  $i=[1,20]$  (4). Es decir, en cada instante de tiempo  $t$ , para cada horizonte de pronóstico  $k$ , es posible calcular el valor medio de los pronósticos (5) y la desviación estándar (6).



$$\widehat{P}_i(t+k/t) = \widehat{FC}_h^i(t+k/t) P_{INST} \quad (4)$$

$$\widehat{P}_m(t+k/t) = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^{i=20} \widehat{P}_i(t+k/t) \quad (5)$$

$$\widehat{\sigma}_P(t+k/t) = \sqrt{\frac{1}{20} \sum_{i=1}^{i=20} (\widehat{P}_i(t+k/t) - \widehat{P}_m(t+k/t))^2} \quad (6)$$

Dado un periodo de tiempo donde se tiene el conjunto pronósticos, se plantea el desarrollo de una metodología para calcular los intervalos de confianza (aciertos de potencia pronosticada dentro de las bandas definidas) a partir de la información generada por el conjunto de corridas.

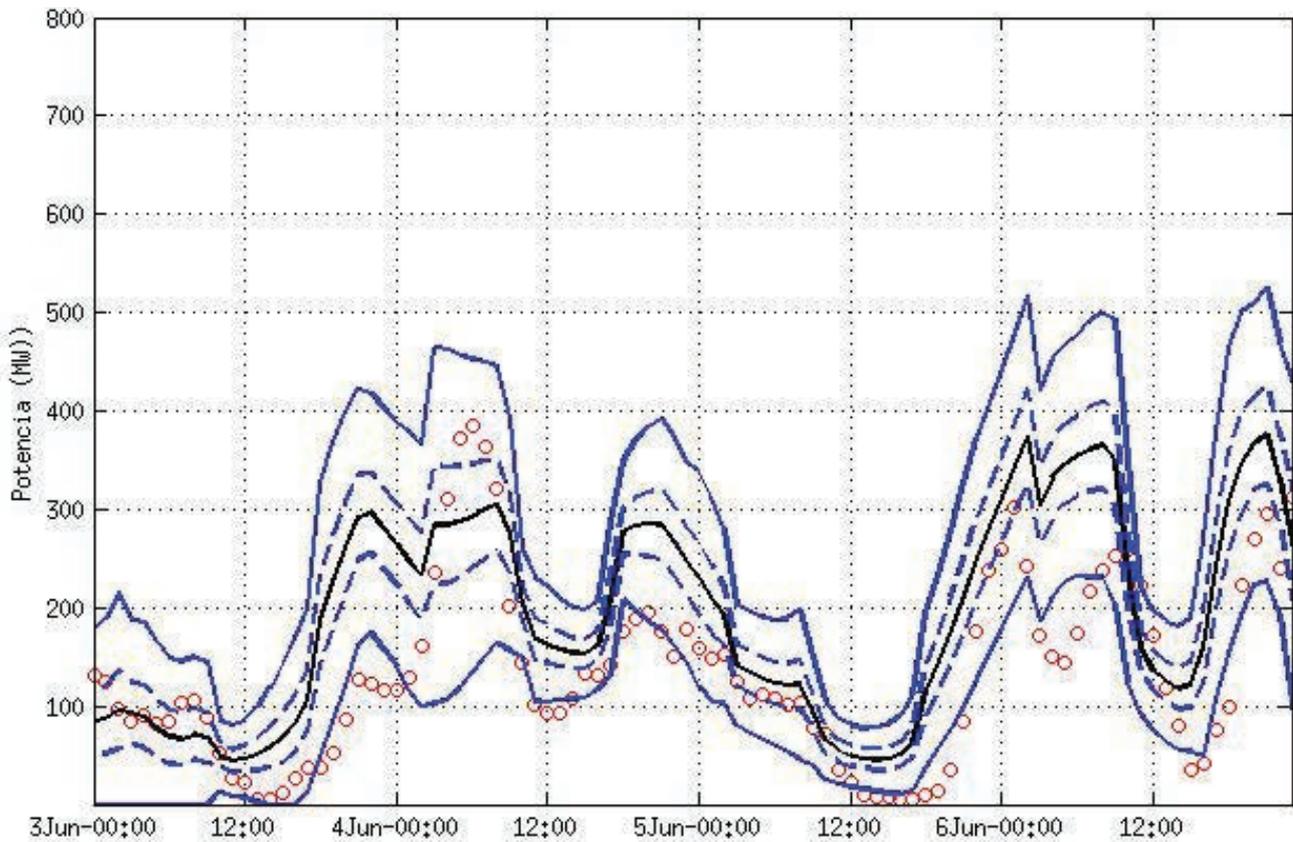
Dado un horizonte de tiempo  $k$  se calculan el porcentaje de número de casos que la potencia real  $P(t+k)$  está dentro del intervalo definido en (7) (aciertos), siendo  $N\sigma$  el número de desviaciones estándar a los efectos de definir el intervalo de confianza.

$$\widehat{P}_m(t+k/t) - N_\sigma \widehat{\sigma}_P(t+k/t) < P(t+k) < \widehat{P}_m(t+k/t) + N_\sigma \widehat{\sigma}_P(t+k/t) \quad (7)$$

A los efectos de visualizar la metodología se presenta en la figura 5, las primeras 48 horas de pronóstico para 4 días de pronóstico, en círculos rojos la potencia real inyectada a la red (por el

conjunto de parques detallados en la figura 3), en línea negra continua  $\widehat{P}_m$  y en punteada azul el entorno de pronósticos ( $[\widehat{P}_m - N_\sigma \widehat{\sigma}_P; \widehat{P}_m + N_\sigma \widehat{\sigma}_P]$ ) con  $N\sigma=1$  y en línea continua azul  $N\sigma=3$ .

Figura 5. Círculos rojos la potencia real, en línea negra  $\widehat{P}_m$  continua y en punteada azul el entorno de pronósticos ( $[\widehat{P}_m - N\sigma\widehat{\sigma}_P; \widehat{P}_m + N\sigma\widehat{\sigma}_P]$ ) con  $N\sigma=1$  y en línea continua azul  $N\sigma=3$  - 3, 4, 5 y 6 Junio 2017.



Fuente: Elaboración propia.

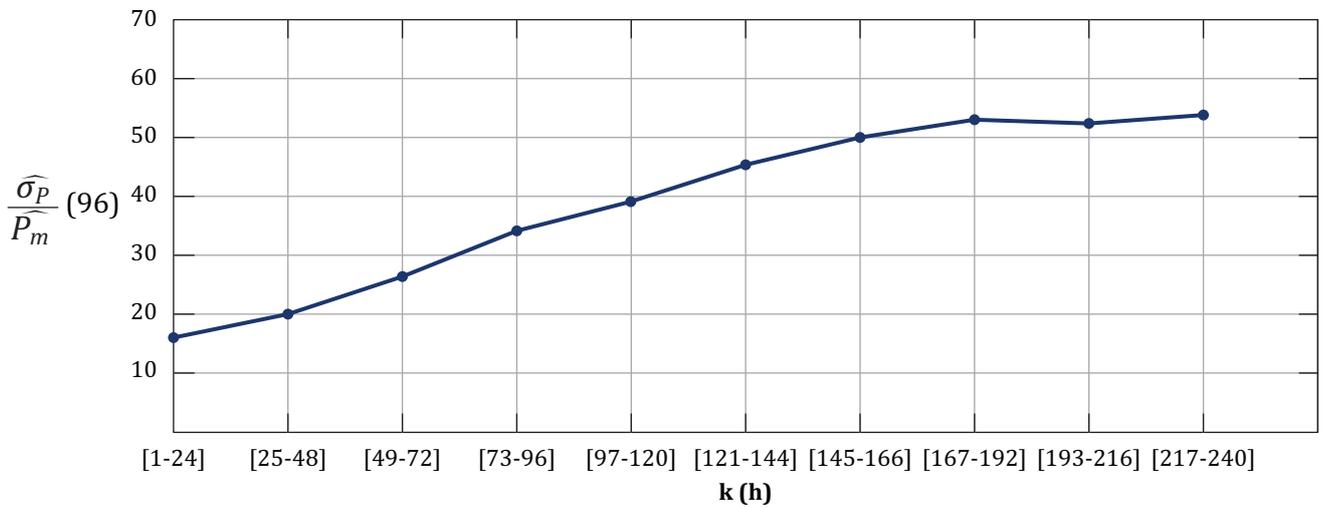
Se propone como metodología contabilizar el porcentaje de casos dentro de las bandas definidas por  $N\sigma$  y calcular dicho valor para cada horizonte de pronóstico considerado.

**Intervalos de confianza en función del horizonte de pronóstico**

A medida que el horizonte de pronóstico crece, las distintas corridas del modelo de mesoescala tienden a tener mayor dispersión, por lo tanto, los pronósticos de potencia eólica tendrán el mismo comportamiento. En la figura 6 se gráfica (dispersión relativa entre pronósticos), para el conjunto de parques detallado en la figura 3, para el periodo Mayo 2017-Agosto 2017, en función del horizonte de tiempo.

**A los efectos de la planificación del sistema energético es de relevancia conocer las escalas de variación de los recursos que son incorporados al sistema o que se plantean incorporar a futuro. En la atmósfera los distintos fenómenos asociados a la circulación, tienen asociadas distintas escalas, tanto espaciales como temporales. La naturaleza fluctuante de la energía eólica a escala horaria es, en alguna medida, la razón de existencia de las herramientas de predicción de la energía eléctrica de origen eólico.**

Figura 6. Dispersión relativa del conjunto los pronósticos  $\frac{\widehat{\sigma}_P}{\widehat{P}_m}$  Mayo 2017-Agosto 2017.



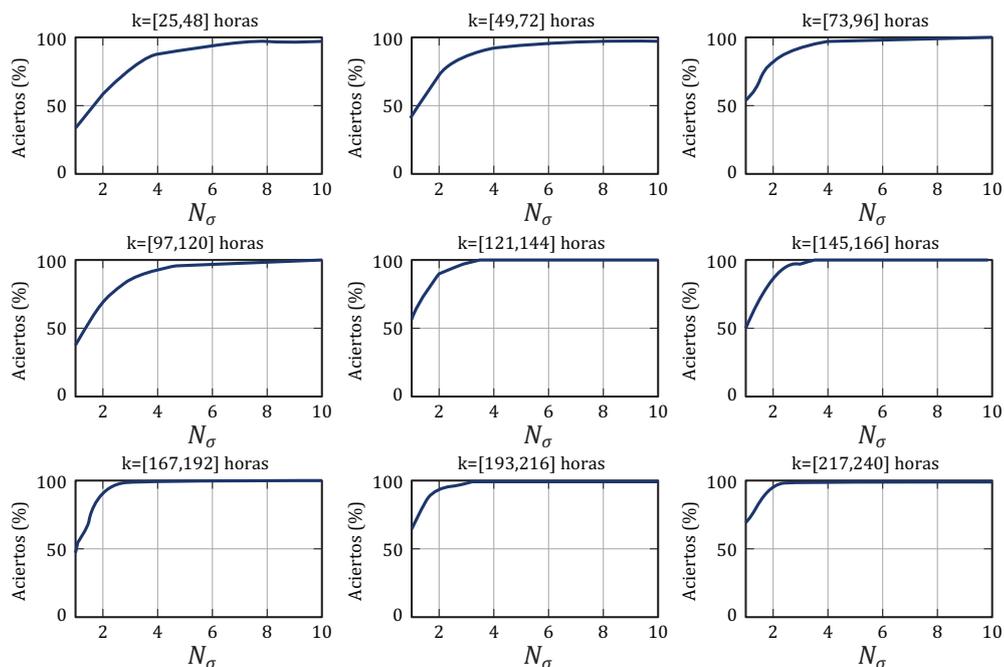
Fuente: Elaboración propia.

En la metodología propuesta se contabilizan para cada entorno de horizontes de pronóstico ( $k=[1;24]$ ,  $[25;48]$ ,  $[49;72]$ ,  $[73;96]$ ,  $[97;120]$ ,  $[121;144]$ ,  $[145;168]$ ,  $[169;192]$ ,  $[193;216]$ ,  $[217;240]$  horas) el porcentaje de casos en los que la potencia real está dentro del intervalo definido por  $N\sigma$ . De este modo, dado un porcentaje de casos

de aciertos dentro de las bandas, se elige  $N\sigma$  para definir las bandas para el intervalo de confianza o porcentaje de aciertos objetivo.

En la figura 7 se presentan los aciertos dentro de las bandas en función de  $N\sigma$ , para los horizontes de tiempo entre 25 y 240 horas.

Figura 7. Dispersión relativa del conjunto los pronósticos Mayo  $\frac{\widehat{\sigma}_P}{\widehat{P}_m}$  2017-Agosto 2017.



Fuente: Elaboración propia.

Se puede constatar que para horizontes de tiempo crecientes se tienen valores menores de  $N\sigma$ , para obtener el mismo número de aciertos. Esto se debe a que la dispersión relativa de los SPCC crece con el horizonte de tiempo.

## CONCLUSIONES

El método presentado en este trabajo permite generar pronósticos a partir de procesos de calibración con información histórica de producción de parques eólicos. Se infiere a partir de la baja dispersión de los coeficientes, que estos pueden ser utilizados para realizar pronósticos de parques ubicados en una región cercana.

Se puede constatar que para horizontes de tiempo crecientes la dispersión de los SPCC también aumenta. La metodología propuesta permite determinar las bandas entorno a los pronósticos medios a partir de la definición del número de aciertos, lo cual es asimilable a la definición de un intervalo de confianza para cada horizonte de tiempo.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), por facilitar los datos para hacer posible esta publicación. También agradecen a los clusters FING-UdelaR, UNIPAMPA y SENAI CIMATEC centro de supercomputo industrial para la innovación, con el apoyo de BG Brasil y a la Autoridad de combustibles de Brasil (ANP), por proveer capacidades de cálculo para las investigaciones y desarrollos presentados en este trabajo.

## REFERENCIAS

- ABEE (2018) Boletim. Dados Associacao Brasileira de Energia Eolica ABEE <http://www.abeelica.org.br>
- Ackerman, T., (2005). Wind Power in Power Systems, England, Wiley
- Arya,S.P. (1998). Air Pollution Meteorology and Dispersion. Oxford University Press.
- Buizza, R., Houtekamer P.L., Toth Z., Pellerin G., Wei M., and Zhu Y., (2005). A comparison of the ECMWF, MSC, and NCEP global ensemble prediction systems. Mon. Wea. Rev., Vol(13), 1076–1097.
- Chen F, Dudhia J. (2001) Coupling an advanced land-surface/ hydrology model with the Penn State/ NCAR MM5 modeling system. Part I: Model description and implementation. Mon. Wea. Rev. Vol (129), 569-585.
- de Almeida E., Gutiérrez A., Romero M., Cazes G., y Cataldo J. (2016) Descrição estatística do ciclo diário do vento nos primeiros 100 metros de altura da C.L.P na localidade de Colonia Eulacio, Uruguai, Ciencia & Natura Vol(38) 426-434
- de Mello, S., Cazes, G. and Gutiérrez, A. (2015) Operational wind energy forecast with power assimilation. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Dudhia, J. (1989). Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model, J. Atmos. Sci. Vol(46), 3077-3107.
- ECMWF (2013) IFS DOCUMENTATION Cy37r2Operational implementation 22 November 2013 PART IV: PHYSICAL PROCESSES <https://www.ecmwf.int/sites/default/files/elibrary/2014/9204-part-iv-physical-processes.pdf>
- Fox, B., Flynn, D., Bryans, L., Jenkins, N., Milborrow, D., O'Malley, M., Watson, R., and Olimpo A.L. (2014) Wind Power Integration: Connection and system operational aspects, 2nd Edition, London, UK, IET

- Fujita, T. T., (1981) Tornadoes and downbursts in the context of generalized planetary scales. *J. Atmos. Sci.*, Vol(38), 1511-1534.
- Gutiérrez, A., (2015) Description of Intensity of Turbulence IT in dependence with stability regime at swept area of wind turbines blades heights. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Gutiérrez, A., Cataldo, J., Cazes, G. and de Mello, S. (2015) Forecast of cut out events in Emanuele Cambilargiu 20 MW wind Farm. 14Th International Conference on Wind Engineering. IAWE. Porto Alegre, Brazil.
- Gutiérrez A., Robert G.F. (2018) A new gust parameterization for weather prediction models, *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics Vol (177)* 45–59
- Kain J.S. (2004). The Kain-Fritsch convective parameterization: An update. *J. Appl. Meteor.* Vol(43), 170-181.
- Kalnay, E. (2003). *Atmospheric Modeling, Data Assimilation and Predictability*. New York, USA, Cambridge University Press.
- Lin Y.L., Farley R.D., and Orville H.D. (1983). Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. *J. Climate Appl. Meteor.* Vol(22), 1065-1092.
- Lange, M., Focken U. (2006). *Physical approach to short-term wind power prediction*. Berlin, Germany, Springer
- Lorenz (1995). *The Essence Of Chaos* Seattle, USA, University of Washington Press
- Markowski, P. and Richardson, Y. (2010) *Mesoscale Meteorology in Midlatitudes* Penn State University, University Park, PA, USA, John Wiley & Sons, Ltd
- Mlawer E.J., Taubman S.J., Brown P.D., Iacono M.J., and Clough S.A. (1997). Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated-k model for the long-wave. *J. Geophys. Res.* Vol (102(D14)), 16663-16682.
- Orlanski, I., (1975). A rational subdivision of scales for atmospheric processes. *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, Vol (56), 527-530.
- Pielke, R.A. (2013). *Mesoscale Meteorological Modeling* . USA, Elsevier.
- Skamarock, (2008) NCAR/TN 475+STRNCAR TECHNICAL NOTE June 2008 A Description of the Advanced Research WRF Version 3 <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/>
- Stensurd, D.J. (2007) *Parameterization Schemes: Keys to Understanding Numerical Weather Prediction Models*. New York, USA, Cambridge University Press 2007
- Stull RB. (1988) *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Boston, London, Kluwer Academic Publishers
- UTE (2018) Potencia instalada en Uruguay UTE <https://portal.ute.com.uy/>