



Modelo de central de generación eólica.

Pablo Soubes, Felipe Palacio, Ruben Chaer.

Junio 2018

1. Introducción.

Se presentan a continuación los modelos desarrollados para representar las centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica.

El objetivo del modelado es poder estimar la generación de energía de la central, conocida la velocidad y dirección de viento y demás variables disponibles en su estación meteorológica.

Con el objetivo de desarrollar un modelo robusto, se utilizaron dos metodologías distintas para construir modelos complementarios. En el contexto de este trabajo se denominan a dichos modelos Modelo Empírico (ME) y el Modelo Teórico (MT).

El ME capta la respuesta de la potencia eléctrica en función de la velocidad del viento (módulo y dirección) y se construye a partir de la información histórica de producción de energía y datos climáticos de la central generadora. Este modelo es del tipo "caja negra" y se calibra exclusivamente a partir de la información histórica de medidas sin utilizar ninguna información del modelo físico de la central, ni de la respuesta propia de los aerogeneradores, ni de la posible interacción entre los mismos.

El MT, al contrario que el ME, se basa en el conocimiento de las ecuaciones de respuesta de los aerogeneradores (curvas Potencia-Velocidad según información del fabricante) y en un modelado de la distribución de los mismos en el emplazamiento para tener en cuenta las pérdidas por interferencias. El MT dispone de coeficientes de ajuste que son calibrados en base a la información histórica.



1.1. Necesidad de disponer del Modelo Teórico.

Hay por los menos dos motivaciones para implementar el MT:

- a) El ME solo puede explicar el comportamiento de la central para aquellos puntos de funcionamiento (dirección y módulo de velocidad de viento) de los que se disponga información histórica con peso estadístico significativo (suficientes muestras).
- b) El modelo MT será utilizado para estimar la reducción en la generación de la central ante la aplicación de Restricciones Operativas (RO) por parte de ADME. La aplicación de un RO implica fijar la Consigna de Generación Máxima (CGM) a un valor inferior a la potencia que podría generar con la velocidad de viento verificada en la estación meteorológica de la central. Si la dirección del viento es tal que la estación meteorológica queda en la estela del parque, la reducción en la generación implicará un aumento en la velocidad medida por la estación. Este cambio en la medida llevaría a sobreestimar la potencia generable por la central¹.

El ME es utilizado para calibrar el MT. Para la estimación de las reducciones de generación se utilizará el MT, dado que éste permite tener en consideración la afectación de la medida de viento ocasionada por la propia reducción mientras que el ME no lo permite.

2. Potencia del Viento.

La energía cinética de una masa m es $\frac{1}{2}mv^2$, si A es el área del rotor de un molino, la energía cinética que atraviesa dicha área por unidad de tiempo, se define como la Potencia del Viento y tiene la expresión de la ec. 1, siendo ρ la densidad del aire y v su velocidad.

$$P_v = \frac{1}{2} A \rho m v^3$$

ec. 1: Potencia del viento.

¹Durante el desarrollo de esta metodología se manejaron matrices de afectación de la medida en base a la velocidad y dirección del viento para el parque eólico Florida I (seleccionado simplemente por ser de los primeros en ser modelados) y se pudo constatar que para una dirección en particular la velocidad medida en la estación meteorológica es del orden de la mitad cuando el parque está funcionando a pleno que cuando está sin generar.



Tanto en el ME como en el MT se utiliza la P_v en lugar de v para mejorar el ajuste de la representación. Esta mejora se produce debido a que las curvas de respuestas de los aerogeneradores expresadas en función de la P_v se aproximan mejor a una curva lineal a tramos que si están expresadas en función de v , además de incorporar en forma directa el efecto de la ρ .

3. Modelo Empírico.

3.1. Introducción

El modelo empírico (ME) se basa exclusivamente en las medidas obtenidas de la central generadora. Estas mediciones son recogidas vía el SCADA de UTE y almacenadas en un histórico de medidas en ADME. Cada medida es obtenida y almacenada de forma asíncrona, con su correspondiente etiqueta temporal. En el sistema SCADA se genera una medida nueva de una variable cada vez que la misma tiene un cambio significativo con respecto al valor anterior medido. Este método de codificación de series temporales es usado comúnmente para disponer de una descripción de las señales basadas en sus variaciones reduciendo así el espacio de almacenamiento. A los efectos del uso en los modelos, las series temporales son transformadas obteniendo nuevas series con los promedios móviles diezminutales y con un intervalo de muestreo de diez minutos.

Las medidas consideradas son:

- $P_E[MW]$ Potencia eléctrica a la salida del parque.
- $v[m/s]$ Módulo de la velocidad del viento en la estación meteorológica del parque.
- $\alpha[^\circ]$ Dirección de ataque del viento en la estación meteorológica del parque. El viento desde la dirección Norte se representa con $\alpha=0^\circ$ y el viento desde el Este con $\alpha=90^\circ$.
- $t[^\circ C]$ Temperatura en la estación meteorológica del parque.
- $p_a[hPa]$ Presión atmosférica en la estación meteorológica del parque.
- $h_r[\%]$ Humedad relativa en la estación meteorológica del parque.



- f_d Factor de disponibilidad del parque. Indicador de cantidad de unidades disponibles sobre el total instalado.
- CGM Consigna de generación máxima. Máxima potencia eléctrica que la central puede inyectar a la red.

3.2. Construcción del ME.

El ME se construye a partir de la respuesta de la central generadora obtenida en condiciones de funcionamiento normal y puede ser resumido, para cada sector de dirección de viento α_k , mediante dos componentes principales:

- Un vector de Representantes por tramo de velocidad j :
 $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$.
- Una función "S": $Pe = S_k(v)$.

Los componentes definidos arriba permiten representar la dependencia de la potencia eléctrica generada por la central en función de la velocidad y dirección de viento medida en la Estación Meteorológica.

El significado y procedimiento de cálculo de los componentes del ME es detallado en los capítulos a continuación.

3.2.1) Transformación de los datos a "Condiciones de referencia"

Para cada medida se realiza un ajuste de la velocidad del viento y de la potencia eléctrica según su densidad del aire para expresarlos en función de la densidad de aire de referencia. De esta forma se logra normalizar las medidas permitiendo que puedan ser comparables las potencias eléctricas obtenidas de la central bajo diversas condiciones atmosféricas.

La velocidad ajustada a las condiciones de densidad de aire de referencia se obtiene de la ec. 2

$$Vel_{referencia} = Vel_{medida} \left(\frac{\rho_{aire}}{\rho_{base}} \right)^{1/3}$$

ec. 2: Velocidad de viento en condiciones de referencia.



La densidad de referencia es $\rho_{base}=1.225\text{ kg/m}^3$ la cual es tomada bajo condiciones estándar (https://es.wikipedia.org/wiki/Atm%C3%B3sfera_Est%C3%A1ndar_Internacional)

La potencia eléctrica ajustada a las condiciones de densidad de aire de referencia se obtiene de la ec. 3

$$Pot_{referencia}=Pot_{medida}\left(\frac{\rho_{aire}}{\rho_{base}}\right)$$

ec. 3: Potencia eléctrica en condiciones de referencia.

La densidad del aire ρ_{aire} se calcula con la versión exponencial de la ecuación simplificada CIPM-2007 (ver documento adjunto "Impacto de la nueva fórmula de la densidad del aire CIPM-2007"), según la ec. 4

$$\rho_{aire}=\frac{(0,348\text{ Pre}-e^{0,061\text{ Temp}}0,009\text{ Hum})}{(273,16+\text{Temp})}$$

ec. 4: Densidad del aire CIPM-2007

3.2.2) Filtrado inicial de datos

Sobre las medidas obtenidas se realiza el filtrado inicial que tiene por objetivo eliminar todos los datos anómalos que puedan interferir en la creación del modelo. Se realizan los siguientes filtros:

1. Huecos
2. Disponibilidad
3. Coherencia
4. CGM

Filtrado de huecos: Se eliminan las medidas de velocidad y dirección de viento que tienen valores negativos o mayores a un umbral de condiciones de funcionamiento normal (ej: la velocidad de viento mayor a 80 m/s es filtrada, lo que representaría un viento huracanado). Se eliminan las medidas asociadas a una potencia eléctrica generada por la central menor a -5 MW (lo que representa que la central generadora está consumiendo energía de la red por más de 5 MW) y mayor a un 20% por encima de la potencia



autorizada. En esta etapa no se realiza eliminación de medidas con respecto a las variables de temperatura, humedad, presión, cgm, disponibilidad.

Escalado a disponibilidad 100%: En todo lo que sigue, se supone que las series de medidas de potencia eléctrica P_E se corrigen dividiendo por el factor de disponibilidad asociado f_d de forma de obtener el modelo equivalente a una disponibilidad de 100% de los aerogeneradores.

Filtrado por disponibilidad y por umbral de potencia: Se realiza la eliminación de los datos asociados a una disponibilidad menor al 80% y superior al 102%. También se eliminan los datos asociados a una potencia eléctrica (corregida por disponibilidad al 100%) superior al 105% de la potencia autorizada.

Filtrado por coherencia: El filtrado por coherencia realiza la eliminación de medidas asociadas a valores que se repiten durante más de una cierta cantidad de muestras en el tiempo. Estas medidas son generalmente consecuencia de intervalos de tiempo durante los cuales hay un faltante de la señal en el SCADA y la medida queda "congelada" durante un tiempo. La máxima cantidad de muestras que una medida puede mantenerse sin cambios es 8, sin embargo es razonable suponer que las magnitudes medidas en las variables de velocidad y dirección de viento no va a permanecer constante durante 8 muestras (8 muestras son 80 minutos de tiempo) si no que va a tener variaciones usualmente de una muestra a la siguiente. El tratamiento del filtrado por coherencia en la potencia eléctrica en las medidas tiene características particulares. La potencia eléctrica puede mantener un mismo valor durante varias muestras si la central de generación está generando a potencia máxima o sin generación; o durante una RO donde debe limitar su generación a un valor máximo determinado. Debido a lo anterior el filtrado para esta variable solo se realiza si la central no se encuentra operando en ninguno de los casos anteriormente mencionados.

Filtrado por CGM: Se eliminan las medidas asociadas a un valor de CGM inferior al 99% de la potencia máxima autorizada de la central. Esto se realiza para eliminar las medidas obtenidas cuando la central está funcionando fuera de las condiciones normales de operación (con RO activas).

3.2.3) Clasificación de los datos en sectores de dirección.

Una vez depurados los datos iniciales mediante el filtrado anteriormente descrito, se realiza la clasificación de las medidas en función de la dirección de viento. Para realizar dicha clasificación se procede a dividir el círculo trigonométrico en 72 sectores donde cada uno abarca 5° . El primer sector está centrado en 0° y comprende $\pm 2.5^\circ$ hacia cada lado. Para un mejor aprovechamiento del conjunto de datos se define un determinado porcentaje de solapamiento entre sectores, permitiendo que algunos valores de un sector sean compartidos con los sectores adyacentes. El porcentaje de solapamiento es de 100% lo que resulta en que cada medida participa en 2 sectores.

Como resultado de este paso se tiene una serie de sectores con ángulo central α_k definido como en la ec. 5.

$$\alpha_k = k \times 5; \text{ donde: } k = 0..71$$

ec. 5: Discretización de la dirección.

En la Fig. 1 se muestra en forma esquemática la definición de los valores centrales de los sectores y su solapamiento.

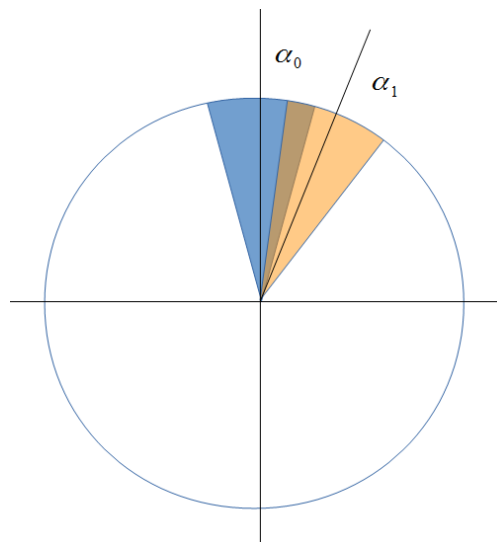


Fig. 1: Discretización de la dirección y definición de sectores.

3.2.4) Representantes por sector de dirección

Una vez obtenidos los sectores α_k , se realiza una discretización en la velocidad de viento, dividiendo el intervalo de velo-



cidad (desde cero hasta la velocidad máxima registrada para la central) en 10 tramos. Para cada tramo de velocidad j se define el **Representante Pv** (R_{Pv}^j) como la potencia del viento asociada al valor del viento en el centro del tramo, suponiendo una densidad del aire igual a ρ_{base} . A cada R_{Pv}^j se le va a asociar un **Representante Pe** (R_{Pe}^j) que es un valor de potencia eléctrica obtenido a partir de las potencias eléctricas de las medidas que están asociadas a dicho tramo j .

El R_{Pe}^j de cada tramo j se calcula ajustando, por mínimos cuadrados, una recta a los puntos de dicho tramo (aproximación lineal) y evaluando el R_{Pv}^j en dicha recta.

Para cada tramo j se define el **Peso** (N_{Peso}^j) como la cantidad de medidas que pertenecen a dicho tramo. El N_{Peso}^j es una medida cuantitativa de la cantidad de información que se dispone para determinado punto de funcionamiento de la central. Un N_{Peso}^j con un valor bajo significa que la central ha operado pocas veces en esa velocidad y dirección, por lo que el R_{Pe}^j puede tener una dispersión mayor comparado con representantes de otros tramos que tengan mayor peso. Si el tramo tiene menos de 2 medidas entonces no se le calcula representante y el peso asignado es -1.

A partir de lo anterior se obtiene para cada sector de dirección k un vector $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$ donde cada elemento del vector está asociado a cada tramo j de velocidad.

Se muestra en la Fig. 2 las medidas reales para una central de 50 MW de potencia autorizada y para el sector $\alpha=90$. En el eje de las abscisas se muestra su discretización en tramos. Para cada tramo se observa los R_{Pe}^j (puntos color verde, eje principal) y los N_{Peso}^j (puntos color fucsia, eje secundario) asociados a dichos representantes.

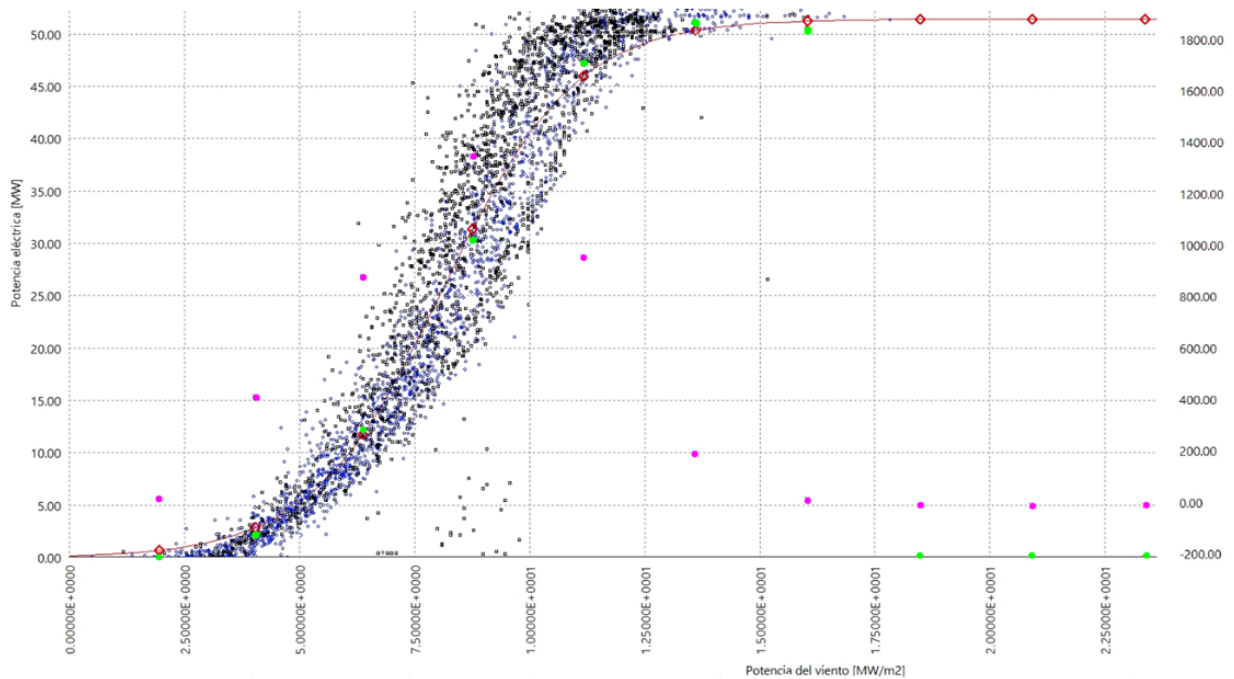


Fig. 2 Representantes Pe y Pesos asignados a cada tramo para un sector de dirección.

3.2.5) Ajuste de la función S por sector de dirección.

Para cada sector angular de dirección (identificado por el ángulo α_k) se procede a ajustar una función analítica llamada función S (o curva S) al conjunto de medidas velocidad de viento y potencia eléctrica $(Pe_i, v_i)_k$. El objetivo consiste en encontrar una función continua y creciente $Pe = S_k(v)$ para representar la relación entre la potencia eléctrica y la velocidad de viento, tomando como referencia la curva de respuesta $Pe = f_{aero}(v)$ característica de un aerogenerador y realizando la hipótesis de que el funcionamiento de la central generadora se puede aproximar como la sumatoria del funcionamiento de cada aerogenerador que la integra. Si se examina nuevamente la Fig. 2, se puede observar que la respuesta $(Pe_i, v_i)_k$ se corresponde con la forma general de la respuesta $Pe = f_{aero}(v)$ de un aerogenerador, por lo que la hipótesis considerada para elegir la función de ajuste tiene una base empírica. En dicha figura la función S es la curva color rojo con marcadores de rombo.



La función S se define con la ec. 6.

$$S_k(v) = \min \left(P_{\text{Autorizada}}, \frac{P_{\text{Máxima}}}{1 + e^{-\alpha(v-v_m)}} - d_p \right)$$

ec. 6: Función de ajuste S .

La ecuación de calibración para el sector k se define con la ec. 7 :

$$Pe_i = \min \left(P_{\text{Autorizada}}, \frac{P_{\text{Máxima}}}{1 + e^{-\alpha(v_i-v_m)}} - d_p \right)$$

ec. 7: Ecuación de calibración de la función S .

Los parámetros de calibración de la función son:

- $P_{\text{Máxima}}[MW]$ Potencia eléctrica máxima generable por la central.
- $P_{\text{Autorizada}}[MW]$ Potencia eléctrica autorizada a generar por la central.
- $v_m[m/s]$ Ajuste del offset de la función.
- $\alpha[s/m]$ Ajuste de la pendiente de la función.
- $d_p[MW]$ Ajuste del valor inicial (Pe_0, v_0) .

Se calibra una función S para cada sector k calculando los parámetros de ajuste mediante un optimizador no lineal que minimiza el error cuadrático medio a los puntos $(Pe_i, v_i)_k$ donde para cada medida i :

- $Pe_i[MW]$ Potencia eléctrica generada.
- $v_i[m/s]$ Módulo de la velocidad del viento.

La función S se va a calcular siempre que el sector k cuente con un número total de medidas superior a 50. Si el sector tiene menos de 50 medidas, se calculan los parámetros de la función S de dicho sector interpolando los parámetros de las funciones S de los sectores adyacentes al mismo $(k-1, k+1)$.

La implementación del optimizador no lineal utilizado es el MINER2012. La descripción del optimizador se encuentra en el documento adjunto *Memoria Final Proyecto AII-FSE2009-18*.

3.2.6) Filtrado de 10% y nuevo cálculo de componentes.

Una vez obtenidos los representantes y la función S para cada sector, se realiza la eliminación del 10% del total de las medidas. Dicha eliminación tiene por objetivo suprimir los datos atípicos, datos que no encajan en el modelo y que pueden provenir de ruido o mediciones erróneas. Para eliminar el 10% de los datos primero se realiza el cálculo del error entre las medidas y la función S para cada sector k . Luego de computar todos los sectores se ordenan todas las medidas de manera creciente en función del error calculado y se elimina el 10% que tiene mayor error.

Con el conjunto de medidas filtrado, se realiza nuevamente el cálculo de los componentes $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$ y $Pe = S_k(v)$ para todos los sectores, siguiendo los pasos descritos desde 3.2.3 hasta 3.2.5.

Se muestra en la Fig. 3 y Fig. 4 los representantes y las funciones S con el ME inicial y final luego del filtrado, para el sector $\alpha=90$.

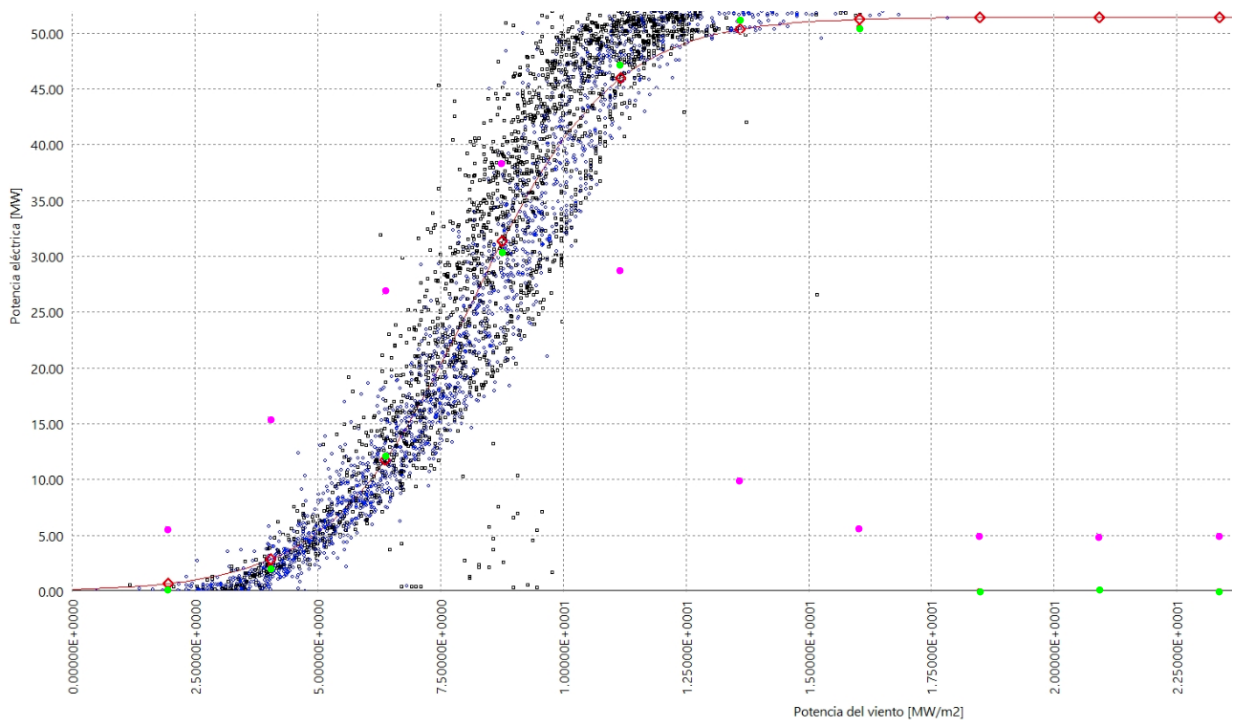


Fig. 3 Representantes y función S asociados al primer cálculo del ME.

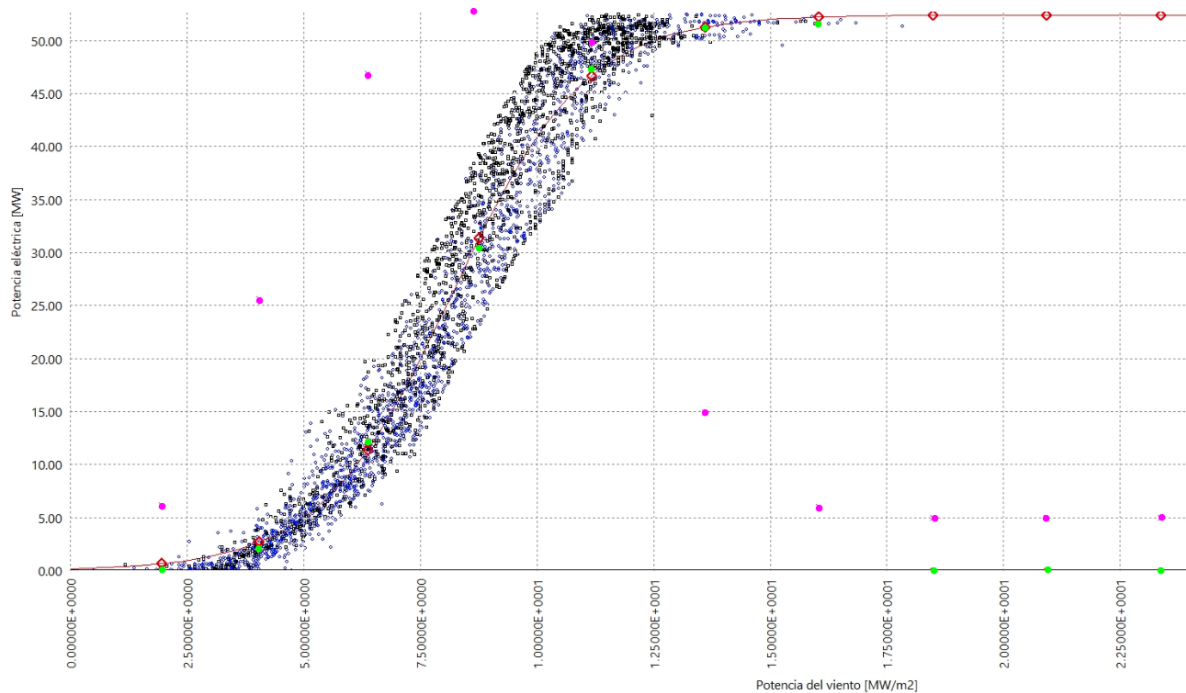


Fig. 4 Representantes y función S asociados al segundo cálculo del ME (luego del filtrado).

Una vez concluidos los procedimientos descritos en 3.2.1 a 3.2.6 se obtiene el ME.

3.3. Funcionamiento del ME.

El ME obtenido en 3.2 permite calcular la potencia eléctrica generada por la central para un dato de entrada de velocidad y dirección de viento. Siendo más preciso, el ME arroja dos resultados para un dato de entrada determinado, uno obtenido utilizando el vector $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$ y otro utilizando la función $Pe = S_k(v)$.

La función S tiene la ventaja de que existe en todo el intervalo de velocidad de viento y se utiliza para calibrar el parámetro η_{EM} del MT, mediante el procedimiento descrito 4.2.1.

El vector $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$ representa una aproximación lineal de la respuesta de la central, discretizada por sector de dirección y tramo de velocidad, y es la que se utiliza para obtener la potencia eléctrica asociada a determinado valor de entrada en el modelo. Como se menciona anteriormente, el vector puede no contener información sobre la potencia eléctrica generada para un determinado sector y tramo si el peso de las medidas asociadas a dicho sector y tramo no supera un umbral predefinido.



Se presenta a continuación el procedimiento que utiliza el ME para realizar el cálculo de la potencia eléctrica generada por la central $Pe^{\alpha, v}$ para un dato de entrada $(\alpha, v)_{entrada}$:

1) Se obtienen los centros de los sectores $(k; k+1)$ que incluyen la dirección α dada. Los ángulos centrales de dichos sectores son (α_k, α_{k+1}) .

2) Sobre el sector k se busca el tramo j tal que la potencia de viento correspondiente al punto medio del tramo T_j sea la más alta inferior a la potencia de viento Pv dada. Por construcción se cumplirá que la potencia de viento media del tramo $j+1$ será superior a la Pv dada. Se calcula la potencia eléctrica para la Pv dada si la dirección del viento fuera α_k por una interpolación lineal considerando como extremos de la interpolación los puntos medios de los tramos $(j; j+1)$ obteniendo así Pe_k .

Si la potencia del viento fuera inferior a la media del tramo 1, se calcula la potencia eléctrica a partir de la aproximación lineal obtenida para el tramo 1. Análogamente, si la potencia del viento fuera superior a la media del tramo 10, se calcula la potencia eléctrica a partir de la aproximación lineal obtenida para el tramo 10.

3) Con igual procedimiento que en 2) pero sobre el sector $k+1$ se obtiene la potencia eléctrica Pe_{k+1} .

4) La salida del modelo se calcula como se muestra en la ec. 8 como la combinación lineal convexa de los resultados de los dos sectores entre los que está la dirección de viento dada.

$$Pe^{\alpha, v} = Pe_k \left(\frac{\alpha_{k+1} - \alpha}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} \right) + Pe_{k+1} \left(\frac{\alpha - \alpha_k}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} \right)$$

ec. 8: Combinación de la estimación de los sectores más próximos.

En todo el cálculo están presentes los pesos asociados a los tramos. Para hacer uso de los pesos N_{Peso}^j , se define un Peso Mínimo Significativo PMS^j como umbral de importancia de la información de un tramo. Si el peso de un tramo j es inferior a su PMS^j entonces no hay suficiente información en el tramo como para considerar su aporte al modelo. Lo mínimo necesario para determinar la aproximación lineal dentro de un tramo son dos medidas, pero dado el nivel de ruido que tienen las mediciones de velocidad, dirección y potencia reales, el PMS se define en 10 muestras.



Se presenta a continuación el procedimiento que utiliza el ME para realizar el cálculo del peso estadístico $N_{Peso}^{\alpha,v}$ asociado a la $Pe^{\alpha,v}$ obtenida para un dato de entrada $(\alpha,v)_{entrada}$:

1) Como resultado del cálculo de $Pe^{\alpha,v}$ se sabe que la medida de entrada $(\alpha,v)_{entrada}$ está comprendida entre los sectores $(k;k+1)$ y entre los tramos $(j;j+1)$ para cada sector.

2) Se calcula primero el peso $N_{Peso}^{k,v}$ de la medida para el sector k como una ponderación de los pesos de los tramos $(j;j+1)$ según la ubicación del dato dentro del tramo ec. 9. Dicha ubicación se representa con la variable u que toma valores entre 0 y 1 según la posición del dato de entrada respecto al inicio del tramo ($u=0$ al inicio del tramo y $u=1$ al final del tramo).

$$N_{Peso}^{k,v} = N_{Peso}^j \cdot u + N_{Peso}^{j+1} \cdot (1-u)$$

ec. 9: Peso de un sector asociado al cálculo del ME para un dato de entrada.

3) Con igual procedimiento se calcula el peso $N_{Peso}^{k+1,v}$ de la medida para el sector $k+1$.

4) Se obtiene el peso resultante $N_{Peso}^{\alpha,v}$ ponderando los pesos $(N_{Peso}^{k,v}, N_{Peso}^{k+1,v})$ obtenidos en 2) y 3) según la posición del dato de entrada respecto a dichos sectores como se muestra en la ec. 10.

$$N_{Peso}^{\alpha,v} = N_{Peso}^{k,v} \left(\frac{\alpha_{k+1} - \alpha}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} \right) + N_{Peso}^{k+1,v} \left(\frac{\alpha - \alpha_k}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} \right)$$

ec. 10: Peso resultante asociado al cálculo del ME para un dato de entrada.

5) Si alguno de los pesos de los sectores vale -1, el peso total se fija en -1 y la potencia eléctrica estimada como salida del modelo para ese dato de entrada se impone a 0 MW.



4. Modelo Teórico

4.1. Introducción

El Modelo Teórico (MT) de la central generadora tiene como objetivo crear una representación matemática que tenga en cuenta las características físicas de los aerogeneradores y las perturbaciones que estos producen sobre el campo de velocidades de viento en la zona donde están ubicados. También es de interés poder representar mediante variables las principales magnitudes electromecánicas asociadas al funcionamiento de los aerogeneradores y el sistema de control de la central.

La información técnica suministrada por el fabricante de los aerogeneradores es incorporada al modelo, permitiendo utilizar la curva de generación de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento vista por el aerogenerador en el cálculo completo de la potencia eléctrica total generada.

La ubicación geográfica de los aerogeneradores y de la estación meteorológica es utilizada para estimar cual es el frente de viento incidente en el área del emplazamiento del parque y en cada punto de interés del mismo, utilizando un modelo teórico de interferencia (modelo de estelas) para calcular la afectación entre los molinos y entre estos y la estación meteorológica.

El MT es implementado para poder calcular de forma analítica la potencia eléctrica generada por la central, para una medida de entrada determinada asociada a una CGM, teniendo como entrada la potencia eléctrica generada por la central para esa misma medida pero asociada a otra CGM.

4.2. Construcción del MT

La central generadora está constituida por un conjunto de aerogeneradores y por una o varias estaciones meteorológicas. La información sobre la distribución espacial que tienen los aerogeneradores y las estaciones de la central es incorporada en el modelo mediante las coordenadas en el sistema UTM² de cada uno de ellos. A partir de lo anterior se define una grilla de puntos de cálculo, que abarca espacialmente todos los elementos de interés, y

2 https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_coordenadas_universal_transversal_de_Mercator



que define los límites de la representación espacial de la central.

El modelo intenta calcular la potencia eléctrica PE generada por el parque conocida la velocidad y dirección del viento en la EM. Si en todos los aerogeneradores se tuviera la misma velocidad que en la EM, la PE sería calculable a partir de la medida de la EM usando las curvas del fabricante. En la práctica, dependiendo de la distribución de los aerogeneradores, de la topología del terreno y de la velocidad y dirección del viento, cada aerogenerador tendrá una velocidad de viento vista diferente a la de la EM.

Como consecuencia de lo anterior, se representa la interacción de las estelas de viento generadas por cada aerogenerador mediante un modelo que considera la transferencia de potencia hacia el rotor del aerogenerador y la mezcla entre las diferentes capas de aire ocasionada por la turbulencia aguas abajo del aerogenerador, permitiendo calcular el campo de velocidades de viento en la grilla de cálculo.

4.2.1) Atributos y parámetros de ajuste.

Los atributos generales son:

- **Grilla de cálculo:** Es el conjunto de puntos espaciales sobre los cuales se realiza el cálculo de las variables de interés. Los puntos forman un rectángulo que se orienta según la dirección del viento incidente a la central generadora.
- **Potencia nominal (P_N):** Es la potencia eléctrica nominal declarada por la central generadora.
- **Potencia autorizada (P_A):** Es la máxima potencia eléctrica que la central puede inyectar a la red, de acuerdo al Convenio de Uso/Conexión. Se supone que la central generadora controla siempre la potencia inyectada para no superar este valor.

Los aerogeneradores que componen el parque se modelan a partir de las siguientes características:

- **Posición:** Son las coordenadas UTM de su ubicación geográfica.
- **Curva del aerogenerador:** Es un vector que representa la potencia eléctrica generada en función de la potencia del viento $P_e = f(P_v)$ para la densidad del aire ρ_{base} .
- **Diámetro del rotor D :** Es utilizado para dimensionar el rotor en la grilla de cálculo.



Los parámetros de calibración son:

- $\gamma_{atmosfera}$ Gamma atmósfera: Es la velocidad de mezcla vertical del viento en la estela generada por un aerogenerador.
- $\alpha_{terreno}$ Alfa terreno: Es la velocidad de mezcla horizontal del viento en la estela generada por un aerogenerador.
- f_{PvPe} Factor de potencia: Es la relación entre la potencia extraíble del viento y la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador.
- η_{EM} Eta estación meteorológica: Es el cociente entre la potencia del viento medida en la EM del ME y la potencia del viento calculada en la EM del MT. Este parámetro se calcula para cada sector k y para el rango completo de potencia eléctrica que puede generar la central. Se realiza una discretización en 10 intervalos de potencia eléctrica y se mapea a la potencia de viento correspondiente, para obtener como resultado una matriz $M_{\eta_{EM}}(72 \times 10)$ con los valores de η_{EM} para cada sector y potencia de viento.
- FP Factor de pérdidas: Es la pérdida eléctrica de la central generadora expresadas en p.u. de la P_N .

Las variables de calibración $\gamma_{atmosfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{PvPe} , η_{EM} y FP son necesarias para ajustar el funcionamiento del MT a los datos reales de desempeño de la central generadora.

4.3. Funcionamiento del MT.

Para el cálculo de la potencia generada por el parque a partir de la potencia del viento libre estimada se siguen los pasos de 4.3.1 a 4.3.5

4.3.1) Inicialización de las condiciones de borde de la grilla

Los datos asociados a las variables meteorológicas que son recibidos de la central generadora provienen de la EM por lo que el modelo debe estimar la potencia de viento libre a partir de la potencia del viento de la EM.

Para lograr lo anterior se inicializa la potencia de viento libre como el cociente entre el dato de potencia de viento de la EM y el parámetro η_{EM} según la ec. 11.

$$Pv_{libre} = \frac{Pv_{anemo}}{\eta_{EM}}$$

ec. 11: Potencia del viento libre inicial.

Se debe orientar la grilla de cálculo en la dirección del viento incidente (se rota la grilla de manera que la dirección del viento sea normal al plano formado por las palas del rotor del aerogenerador). Como se observa en la Fig. 5, se comienza inicializando los puntos de la primer fila de la grilla, y todos los puntos de la primera y última columna, con la potencia del viento libre inicial (puntos azules). La velocidad del viento libre es la velocidad del viento que no es afectada por la central.

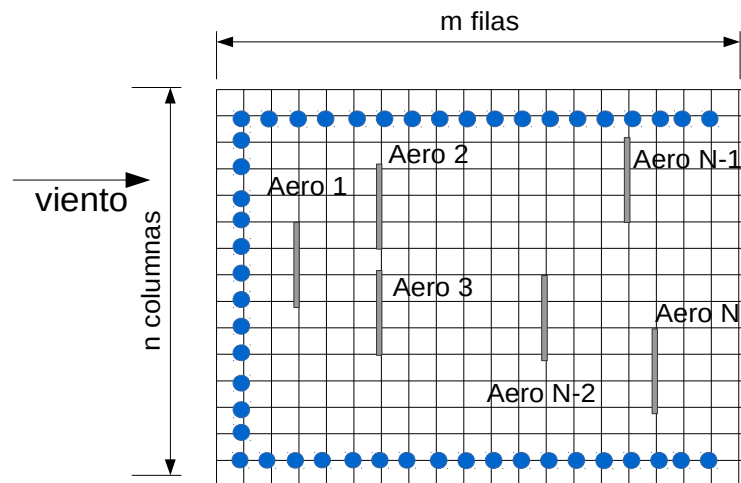


Fig. 5: Inicialización de la grilla del parque MT.

4.3.2) Cálculo de la potencia del viento

Para el cálculo de la potencia de viento $Pv_{i,j}$ incidente sobre un punto de la grilla ubicado en la fila i y en la columna j , se considera la influencia del viento proveniente de 3 puntos ($Pv_{i-1,j-1}$, $Pv_{i-1,j}$, $Pv_{i-1,j+1}$) ubicados en la fila $i-1$ y en las columnas $j-1$, j , $j+1$, según se muestra en la Fig. 6.

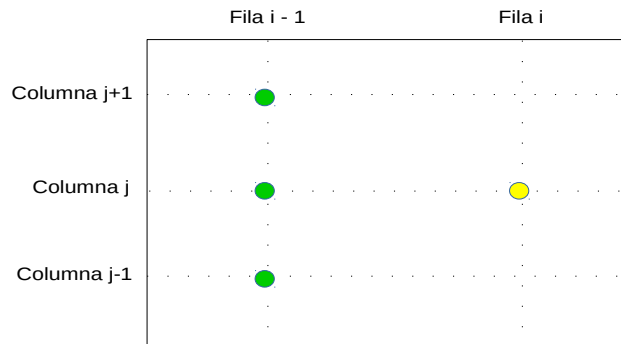


Fig. 6: Cálculo de la potencia de viento incidente en el punto (i,j) de la grilla.

Para el cálculo de $Pv_{i,j}$ se realiza la ponderación a partir de las potencias de viento en la fila $i-1$ y de la potencia del viento libre que se muestra en la ec. 12. Se busca modelar la mezcla entre las distintas capas de aire, tanto en sentido horizontal como vertical y el efecto de la turbulencia sobre la velocidad de mezcla.

$$Pv_{i,j} = [Pv_{i-1,j} \cdot \beta + [Pv_{i-1,j-1} + Pv_{i-1,j+1}] \cdot \alpha] \cdot \gamma_{inferior} + Pv_{libre} \cdot \gamma_{superior}$$

ec. 12: Cálculo de potencia del viento.

Los parámetros α (no confundir con alfa de la sección 3) y β son ponderadores de las potencias del viento de los puntos aguas arriba (puntos verdes en la Fig. 6) en el cálculo de la potencia de viento del punto aguas abajo (punto amarillo en la Fig. 6). La variable α representa la influencia de los puntos de las columnas $j-1$ y $j+1$ (columnas laterales) y β la del punto central (columna j). Ambos parámetros se calculan según la ec. 13 y ec. 14.

$$\alpha = \left(\frac{1}{3}\right) \left(1 - e^{-\alpha_{terreno} \left(\frac{caja_{dy}}{caja_{dx}}\right)}\right)$$

ec. 13: Coeficiente de ponderación según columnas laterales a columna de cálculo.

$$\beta = 1 - 2\alpha$$

ec. 14: Coeficiente de ponderación para igual columna que columna de cálculo.



El cociente $caja_{dy}/caja_{dx}$ representa la relación de distancia de los puntos de la grilla según la dirección del viento (distancia entre filas) y la dirección perpendicular al mismo (distancia entre columnas). Al aumentar $caja_{dy}/caja_{dx}$, la potencia de viento de cada uno de los 3 puntos aguas arriba tiende a tener igual influencia ($\alpha=1/3$) para el cómputo de la potencia de viento del punto aguas abajo (al aumentar la relación un observador en el punto de cálculo "ve" los tres puntos aguas arriba cada vez más iguales). Se verifica que $\alpha+\beta=1$, por lo que si en los 3 puntos considerados aguas arriba el viento es el viento libre, también se tendrá viento libre en el punto aguas abajo (salvo que hubiera un aerogenerador en dicha posición).

Los parámetros $\gamma_{superior}$ y $\gamma_{inferior}$ modelan la interacción vertical entre las capas de aire. La variable $\gamma_{superior}$ representa la influencia del viento libre, el cual se supone que está a una altura suficientemente mayor que la altura de los rotores de los aerogeneradores. La relación $(caja_{dy}/500)$ en la ec. 15 da cuenta que en la medida en que aumenta la distancia entre filas de la grilla, la influencia de las perturbaciones verticales desaparece. El valor 500 se consideró porque 5 diámetros de rotor es una distancia en la cual las perturbaciones se pueden considerar despreciables (y los rotores de las máquinas actuales son del orden de 100m). Ese valor es al solo efecto de manejar valores cercanos a la unidad, pero no tiene consecuencias sobre el cálculo, dado que el parámetro $\gamma_{atmosfera}$ se obtiene por calibración del modelo a partir de los datos empíricos. La variable $\gamma_{inferior}$ representa el complemento de $\gamma_{superior}$ y representa la influencia de las perturbaciones del viento a nivel del terreno.

$$\gamma_{superior} = (1 - e^{-\gamma_{atmosfera}(caja_{dy}/500)})$$

ec. 15: Peso asignado a la potencia del viento arriba del aerogenerador.

$$\gamma_{inferior} = 1 - \gamma_{superior}$$

ec. 16: Peso asignado a la potencia del viento al nivel del suelo.

4.3.2.A) Estela de viento del modelo Larsen

En la Fig.7 Se muestra la estela de viento generada por un aerogenerador según el modelo de Larsen, publicada en el paper "Validation of wind urbine wake models" (Douwe J.Renkema). La figura representa una estela correspondiente con una velocidad de viento libre de 10 m/s y con una intensidad de turbulencia $I_a=0.1$.

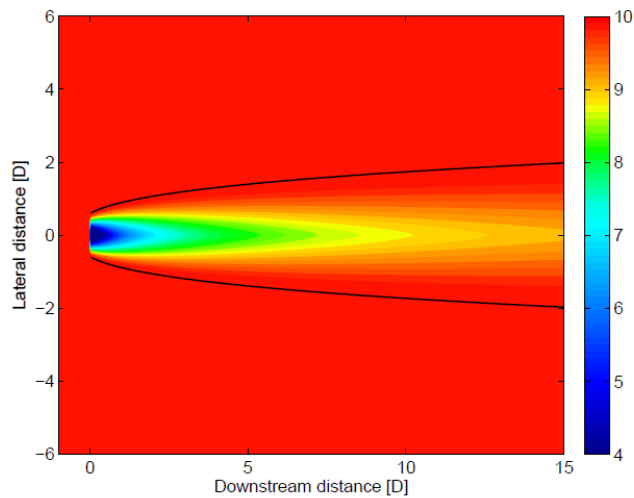


Fig. 7: Estela generada por un aerogenerador a partir del modelo de Larsen.

En la Fig. 8 Se muestran las estelas de viento generadas con el MT a partir de dos juegos de parámetros α y γ .

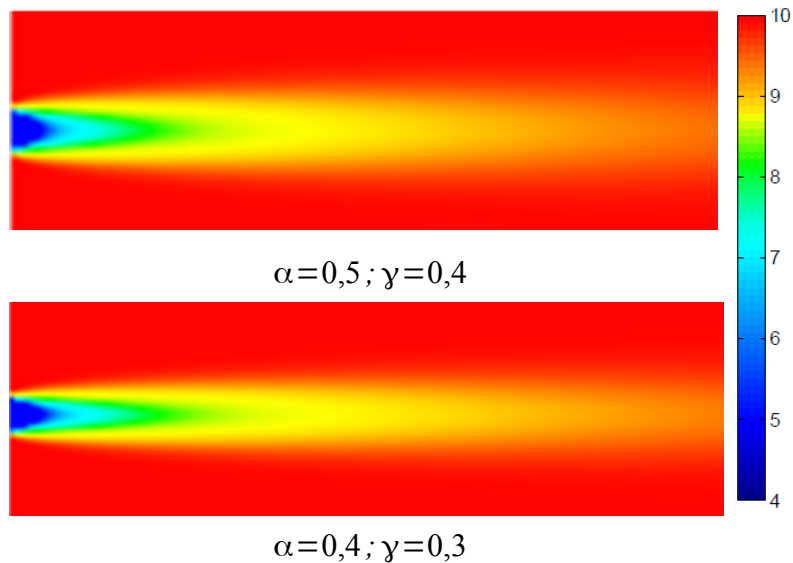


Fig. 8: Estela generada por un aerogenerador a partir del MT para 2 juegos de parámetros distintos.

Las estelas de viento obtenidas por el MT muestran un campo de velocidades con una geometría similar a la obtenida a partir del modelo de Larsen.

Una vez concluido el cálculo para todas las columnas de la fila i , se pasa al punto 4.3.3 donde se recalcula la potencia del viento si hay uno o más aerogeneradores en la fila.



4.3.3) Cálculo de la potencia del viento afectada por aerogeneradores:

Para cada aerogenerador k , y a partir de la potencia que extrae del viento, se calcula la potencia del viento en los puntos de la grilla que quedan comprendidos por el rotor del aerogenerador (puntos $(i, j)_{rotor}$).

Primero se promedian las potencias de viento iniciales $P_{V_{prom}}^i$ de dichos puntos y luego a partir de la curva del aerogenerador $P_e = f(P_v)$, del factor de limitación de potencia $relRed$ y del ajuste por densidad ρ/ρ_{base} , se calcula la potencia extraída por unidad de área $P_{E/m2}^k$ por el aerogenerador k según la ec. 17.

$$P_{E/m2}^k = \frac{P_E(P_{V_{prom}}^i) \cdot \rho/\rho_{base} \cdot relRed}{\pi \times D^2/4}$$

ec. 17: Potencia extraída por el aerogenerador por unidad de área.

El factor $relRed$ se utiliza en 4.3.5 para iterar en caso que la potencia resultante exceda el límite de potencia de la central.

Finalmente, para cada $(i, j)_{rotor}$ se calcula la potencia de viento afectada $P_{V_{i,j}}^{afectada}$ como se indica en la ec. 18 a partir del coeficiente de afectación r y de la potencia del viento inicial $P_{V_{i,j}}^{inicial}$ según la ec. 19.

$$P_{V_{i,j}}^{afectada} = r^{3/2} \cdot P_{V_{i,j}}^{inicial}$$

ec. 18: Potencia del viento afectada.

$$r = \left(\frac{(P_{V_{prom}}^{inicial})^{2/3} - (P_{E/m2} \cdot f_{pv3} P_e)^{2/3}}{(P_{V_{prom}}^{inicial})^{2/3}} \right)$$

ec. 19: Coeficiente de afectación para los puntos de la grilla abarcados por el rotor de un aerogenerador.

Al utilizar el mismo factor de afectación r para $(i, j)_{rotor}$, se asume que el porcentaje de extracción de potencia del viento es el mismo sin importar la ubicación de dichos puntos en el área del rotor.

Se realiza el cálculo de la potencia de viento para cada punto de la grilla ejecutando los procedimientos 4.3.2 y 4.3.3 para cada



fila, comenzando desde la primera fila hasta llegar a la última fila de la grilla.

4.3.4) Cálculo de la potencia eléctrica generada por la central

Luego de finalizado el cálculo de las potencias del viento en todos los puntos de la grilla, se procede a calcular la potencia eléctrica total generada por la central (P_T) a partir de la suma de las potencias eléctricas generadas por todos los aerogeneradores (P_{Aeros}) menos las pérdidas eléctricas según se muestra en la ec. 20 y ec. 21.

$$P_{Aeros} = \sum_{k=1}^{NAeros} P_E (P_{v_{prom}}^k \cdot \eta_k) (\rho / \rho_{base}) relRed_{h-1}$$

ec. 20: Potencia total generada por todos los aerogeneradores.

$$P_T = P_{Aeros} - k_{perdidas} \times P_{Aeros}^2$$

ec. 21: Cálculo de la potencia total de la central.

El coeficiente de pérdidas $k_{perdidas}$ se calcula a partir del factor de pérdidas FP y de la potencia nominal de la central P_N según la ec. 22.

El factor de pérdidas FP representa las pérdidas en la red de la central, en por unidad de una potencia general P_A tomada como referencia.

$$k_{perdidas} = \frac{FP(1-FP)}{P_N}$$

ec. 22: Coeficiente de pérdidas de la central.

Si la potencia eléctrica total generada P_T excediera la CGM , se itera en la ec. 23 modificando la variable $RelRed$. Dicha variable modela el sistema de control de la central que se encarga de que la potencia eléctrica generada no supere la referencia de potencia establecida en la CGM .

$$RelRed_h = \frac{CGM}{P_T} \cdot RelRed_{h-1}$$

ec. 23: Variable que modela el control para no exceder la CGM en la iteración h .



Con el nuevo valor de $RelRed_h$, se vuelve al paso 4.3.2 para comenzar nuevamente el cálculo de la potencia del viento en todos los puntos de la grilla.

Si la potencia total generada P_T es inferior a la CGM , se ejecuta el paso 4.3.5 ya que se dispone del cálculo definitivo de las potencias del viento en todos los puntos de la grilla.

4.3.5) Corrección de la potencia de viento libre inicial

De acuerdo a lo indicado en la sección 4.3.1, se inicializa la potencia de viento libre suponiendo que es igual a la potencia de viento en la EM Pv_{EM}^{DATO} . Como resultado del cálculo del paso 4.3.4 se obtiene la potencia de viento en el punto de la grilla donde está la EM Pv_{EM}^{MT} , el cual podrá coincidir o no con la Pv_{Anemo}^{DATO} . Para hacer converger ambas potencias de viento se realiza un proceso iterativo donde se multiplica la potencia del viento libre considerada en la iteración anterior por el factor de corrección c (definido según la ec. 24) y se vuelve al paso 4.3.1.

$$c = \frac{Pv_{Anemo}^{DATO}}{Pv_{Anemo}^{MOD}}$$

ec. 24: Cociente entre el dato de potencia de viento en el anemómetro y el resultado del modelo.

La iteración continúa hasta que la diferencia entre Pv_{EM}^{DATO} y Pv_{EM}^{MT} es inferior al 1% o se superan las 100 iteraciones.

4.4. Calibración del MT

El MT requiere la calibración de las variables $\gamma_{atmosfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{pv3Pe} y η_{EM} para ajustar su funcionamiento a los datos reales de desempeño.



La calibración del MT se realiza mediante algoritmos de optimización, donde se selecciona la combinación de parámetros que minimiza el costo C según la ec. 25.

$$C = \sum_{i=1}^{NroSectores} \sum_{j=1}^{NroTramos} \{err_{Potencia}^2 + disp_{Velocidad}^2\} Peso[T_j, \alpha_i]$$

ec. 25: Costo para evaluación de juego de parámetros.

El término $err_{Potencia}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia calculada por el MT para cada representante del ME $P_T[Pv_{Anemo}^{Rep}(T_j, \alpha_i), \alpha_i]$ y los representantes del ME $P_E^{Rep}[T_j, \alpha_i]$. Este término es el principal a minimizar en la ec. 25.

El término $disp_{Velocidad}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia de viento del anemómetro del representante $Pv_{Anemo}^{Rep}(T_j, \alpha_i)$ y la potencia del viento $Pv_{Anemo}(T_j, \alpha_i)$ calculada a partir del MT para el mismo representante. Este término es un objetivo secundario en la minimización y busca obtener juegos de parámetros que cumpliendo el objetivo principal minimicen la variación del campo de velocidades en el parque.

La suma anterior se pondera según su relevancia estadística a partir de los pesos de los representantes $Peso[T_j, \alpha_i]$. La sumatoria no incluye aquellos representantes del ME con pesos inferiores al PMS^j definido en 3.3.

Los valores obtenidos para las variables de calibración $\gamma_{atmosfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{PvPe} y FP se presentan en la Tabla 1:

$\gamma_{atmosfera}$	0.4
$\alpha_{terreno}$	0.5
f_{PvPe}	1.8
FP	0.035

Tabla 1: Valores de las variables de calibración.

La variable η_{EM} no se muestra por simplicidad ya que es una matriz de 72x10 diferente para cada central generadora y se calcula con la metodología explicada en 4.2.1. La η_{EM} puede ser consultada en el MC correspondiente de cada central, publicado periódicamente en www.adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php.



5. Modelo Combinado

5.1. Introducción.

El Modelo Combinado (MC) se implementa con el objetivo de incorporar los cálculos realizados por los ME y MT, junto con una realimentación de la información asociada a las medidas en tiempo de simulación.

Se obtiene como salida del MC la estimación de la potencia eléctrica para una medida de entrada asociada al tiempo m (compuesta por la información del mástil EM $((\alpha, v, t, p_a, h_r)_{entrada})^m$ y la de la central $((P_e)^{m-1}, (P_e)^{m-2}, (P_e)^{m-3}, CGM^m)_{entrada}$). Esta estimación puede ser calculada para la condición de que la central no está sujeta a una RO ($CGM = P_A$ y puede generar la P_N si tiene suficiente viento), o cuando sí está sujeta a una RO y la $CGM < P_A$.

Adicionalmente y a partir de la estimación de la generación de la central para cada medida de entrada, el MC calcula en tiempo de simulación, un factor de corrección para disminuir el error de la estimación con respecto a la medida.

5.2. Construcción del MC

El MC tiene 2 componentes principales:

1. Matriz de factores ME/MT
2. Factor de ajuste de corto plazo

5.2.1) Matriz de factores ME/MT

La matriz de factores ME/MT es utilizada para corregir la P_T obtenida del MT utilizando la información obtenida del ME.

Tomando un representante cualquiera del ME $(R_{Pe}^j, R_{Pv}^j, N_{Peso}^j)_k$ y realizando el cálculo de la potencia generada utilizando el MT con el R_{Pv}^j se obtiene una P_T que va a ser similar a la R_{Pe}^j pero no igual. La matriz de factores calcula para cada sector k y para cada tramo de velocidad j el cociente $\frac{R_{Pe}^{ME}}{P_T^{MT}}$ siempre que el



representante del ME utilizado tenga $N_{Peso}^j \geq PMS$. Si $N_{Peso}^j < PMS$ entonces se considera que el cociente es 1.

Con el procedimiento descrito anteriormente se obtiene la matriz de factores inicial, luego se realiza un proceso iterativo en el cual se corrigen los valores asociados a representantes que tienen $N_{Peso}^j < PMS$, realizando una interpolación 2D con sus vecinos en la matriz. Esta interpolación se realiza iterativamente hasta que la diferencia (calculada como la máxima diferencia elemento a elemento) entre la matriz obtenida en la última iteración y la anterior es menor al 0.1% o se superan las 10000 iteraciones.

El MC utiliza la matriz de factores ME/MT como corrección del cálculo del MT.

5.2.2) Factor de ajuste de corto plazo

El Factor de ajuste de corto plazo (FACP) tiene por objetivo compensar en tiempo de simulación la diferencia que se obtiene muestra a muestra cuando se compara la estimación de la potencia generada del modelo y la medida real. En tiempo de simulación, el programa no incorpora la información de disponibilidad de la medida de entrada en el proceso de cálculo debido a que la medida de la disponibilidad informada vía sistema SCADA no está correctamente representada. El FACP intenta corregir este faltante llevando en memoria cual es la diferencia entre la salida del modelo y la realidad, y ajustando el cálculo del modelo según dicha diferencia cuando procesa la siguiente medida.

Para la medida de entrada $(\alpha, v, t, p_a, h_r)_m$ asociada al tiempo m el FACP se calcula según la ec. 26.

$$FACP_m = \frac{\text{promedio}(Pe_{m-1}^{Dato} + Pe_{m-2}^{Dato} + Pe_{m-3}^{Dato})}{\text{promedio}(Pe_{m-1}^{Modelo} + Pe_{m-2}^{Modelo} + Pe_{m-3}^{Modelo})}$$

ec. 26: Definición del FACP.

El FACP lleva la diferencia promedio de las últimas 3 medidas procesadas por el modelo con respecto a las medidas reales. La cantidad de medidas que se toman para realizar el promedio fueron ajustadas en función de la respuesta dinámica de las señales, obteniendo que 3 muestras es suficiente para que el modelo responda a cambios rápidos en las señales.



6. Anexo

6.1. Medida del error del modelo

Se presenta a continuación los resultados obtenidos en la medición del rendimiento del modelo, para un conjunto significativo de centrales generadoras.

Se definen los siguientes indicadores para cuantificar el error de la estimación realizada por el modelo en comparación con las medidas reales de las centrales generadoras. Cabe destacar que las medidas reales utilizadas para comparar contra el modelo son medidas obtenidas cuando las centrales generadoras están funcionando en condiciones nominales sin la aplicación de ninguna RO

Los indicadores son:

- Error medio cuadrático (EMC) definido según la ec. 27.

$$EMC = \frac{\sqrt{VE[(P_{REAL} - P_{MODELO})^2]}}{VE[P_{REAL}]}$$

ec. 27: Error medio cuadrático.

- Sesgo de la estimación, definido según la ec. 28.

$$SESGO = \frac{VE[P_{REAL} - P_{MODELO}]}{VE[P_{REAL}]}$$

ec. 28: Sesgo de la estimación.

Se presenta en la Tabla 2 los resultados de los indicadores para las 20 centrales generadoras calculadas.



Central Generadora	Agente Generador	EMC	SESGO
MALDONADO I	R DEL SUR S.A.	29.59%	0.85%
PERALTA 2 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	24.45%	0.17%
VALENTINES	AREAFUN S.A.	23.64%	0.41%
ARTILLEROS	ROUAR S.A.	23.56%	1.70%
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	22.71%	-0.39%
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	21.40%	1.11%
FLORIDA II	GLYMONT S.A.	21.38%	-0.60%
PERALTA 1 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	20.88%	-0.20%
CARAPÉ I	FINGANO S.A.	20.51%	0.24%
PAMPA	FIDEICOMISO 4620/2015	20.37%	0.44%
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	19.61%	0.17%
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	19.39%	0.62%
CARAPÉ II	VENGANO S.A.	18.81%	0.21%
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	18.47%	0.34%
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	18.15%	0.09%
CUCHILLA DE PERALTA	PALMATIR S.A.	17.92%	0.27%
MALDONADO II	R. DEL ESTE S.A.	17.75%	0.52%
FLORIDA I	POLESINE S.A.	17.49%	-0.05%
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	16.79%	0.41%
	PROMEDIO TOTAL	20.68%	0.33%

Tabla 2: EMC y SESGO para 20 centrales generadoras.

A partir de los resultados presentados en la Tabla 2 y los comentarios obtenidos de la consultoría con respecto al margen de error que se puede esperar del modelo, se destaca que la precisión lograda por el modelo propuesto para una central es comparable con la que se obtiene en la medición de las curvas de un solo aerogenerador en condiciones muy controladas de medición, y que por tanto es muy difícil lograr mejoras sustanciales al mismo. Se concluye que el EMC y el Sesgo se encuentran dentro del margen de error admisible, dadas las características de las magnitudes involucradas en el proceso de cálculo.



7. Índice.

Índice de contenido

1.Introducción.....	1
1.1.Necesidad de disponer del Modelo Teórico.....	2
2.Potencia del Viento.....	2
3.Modelo Empírico.....	3
3.1.Introducción.....	3
3.2.Construcción del ME.....	4
3.2.1)Transformación de los datos a "Condiciones de referencia" 4	
3.2.2)Filtrado inicial de datos.....	5
3.2.3)Clasificación de los datos en sectores de dirección.....	7
3.2.4)Representantes por sector de dirección.....	7
3.2.5)Ajuste de la función S por sector de dirección.....	9
3.2.6)Filtrado de 10% y nuevo cálculo de componentes.....	11
3.3.Funcionamiento del ME.....	12
4.Modelo Teórico.....	15
4.1.Introducción.....	15
4.2.Construcción del MT.....	15
4.2.1)Atributos y parámetros de ajuste.....	16
4.3.Funcionamiento del MT.....	17
4.3.1)Inicialización de las condiciones de borde de la grilla. 17	
4.3.2)Cálculo de la potencia del viento.....	18
4.3.2.A)Estela de viento del modelo Larsen.....	20
4.3.3)Cálculo de la potencia del viento afectada por aerogeneradores:.....	22
4.3.4)Cálculo de la potencia eléctrica generada por la central 23	
4.3.5)Corrección de la potencia de viento libre inicial.....	24
4.4.Calibración del MT.....	24
5.Modelo Combinado.....	26
5.1.Introducción.....	26
5.2.Construcción del MC.....	26
5.2.1)Matriz de factores ME/MT.....	26
5.2.2)Factor de ajuste de corto plazo.....	27
6.Anexo.....	28
6.1.Medida del error del modelo.....	28
7.Índice.....	30