

Evaluación Modelo ADME de Parques Eólicos son R.O.

Primer Informe

**Abril, 2016
José Cataldo**

RESUMEN

En un primer análisis de las propuestas de cálculo de la energía producida por parques eólicos se identificaron algunos ajustes que podrían ser implementados manteniendo la estrategia de cálculo como puede ser el efecto de la densidad, y otros que podrían merecer modificarla, como considerar el efecto del estado termodinámico de la atmósfera. En cualquier caso se identifica la necesidad de disponer metodologías para estimar la bondad del ajuste y la incertidumbre en el cálculo de la producción.

ÍNDICE

1 – Introducción

2 – Motivación del desarrollo de modelos de cálculo de energía

3 – Análisis del Modelo Empírico

3.1 – Descripción y comentarios

3.2 – Propuesta de ajustes

4 – Análisis del Modelo Teórico

4.1 – Descripción y comentarios

4.2 – Propuesta de ajustes

5 – Resumen y comentarios

1 – Introducción

Con motivo de la aplicación del decreto 59/2015 referente a la eventual aplicación de Restricciones Operativas (RO) a la producción de parques eólicos, ADME implementó modelos para el cálculo de la energía que hubiera generado el parque en caso de no ser aplicada la RO.

Los modelos desarrollados buscan estimar la energía generada durante los períodos de tiempo en que se aplica la RO siguiendo diferentes metodologías. Una primera metodología, que dio lugar a un Modelo Empírico, considera el parque eólico como una caja negra identificando las magnitudes significativas del funcionamiento del mismo y estableciendo relaciones entre las mismas. Una segunda metodología, que da lugar al Modelo Teórico, se basa en considerar los procesos de intercambio de potencia entre el viento y los aerogeneradores en un parque eólico, así como el efecto de la interferencia aerodinámica entre los aerogeneradores, para tener en cuenta su efecto sobre la producción del parque y sobre las mediciones que se realizan en la estación meteorológica del propio parque. Este segundo aspecto es importante, pues la producción del parque y la energía reducida ante una RO es estimada a partir de la medición de la estación meteorológica del parque y, por tanto, la propia RO afecta la medición.

En cualquiera de las metodologías propuestas, los modelos deberían ser calibrados (para cada parque) en base al histórico de medidas de Potencia Total del Parque y la información de la estación meteorológica del parque.

El objeto de este proyecto es analizar las propuestas de metodologías desarrolladas por ADME identificando aquellos aspectos que podrían ser ajustados como para lograr una reducción en la discrepancia con la realidad. Asimismo, se plantearán metodologías alternativas que puedan dar lugar a modelos complementarios o alternativos.

Un aspecto relevante en el desarrollo de modelos es disponer de herramientas que permitan evaluar su bondad para simular las situaciones modeladas. Como parte de este proyecto se propondrán metodologías que permitan evaluar la incertidumbre en el cálculo así como el error en la estimación.

Una vez realizado un primer análisis de los documentos que describen los modelos se mantuvo una reunión de trabajo con el grupo de personas que vienen desarrollando los mismos. En este primer informe se hace un resumen de los diferentes aspectos planteados, así como una valoración de los mismos en relación a su efecto sobre los resultados de la aplicación de los modelos.

En los capítulos 3 y 4 se hacen los comentarios correspondientes a cada uno de los modelos.

2 – Motivación del desarrollo de modelos de cálculo de energía

Las empresas que gestionan parques eólicos que han firmado contratos de compra- venta de energía eléctrica con la Administración Nacional de usinas del Estado (UTE) deben ser remuneradas por toda la energía que vuelvan a la red. Dado el incremento en la instalación de parques eólicos en Uruguay pueden darse situaciones en la gestión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante las cuales no sea posible recibir toda la energía eléctrica que generan estos parques eólicos. Tales situaciones se establecen cuando se tiene un bajo consumo en Uruguay y una escasa demanda del sistema eléctrico argentino.

En dichas situaciones se debería proceder a realizar una Restricción Operativa de los parques eólicos que consistiría en reducir parcialmente o totalmente la potencia máxima de generación consignada para cada parque eólico.

Durante el periodo de tiempo a lo largo del cual transcurre la RO, los diferentes parques eólicos podrían haber generado una cantidad de energía mayor a la que efectivamente pudieron inyectar a la red. Las empresas que gestionan estos parques eólicos deberían haber sido remunerados por la energía que podrían haber generado, mientras que las centrales operaron a una potencia máxima de generación reducida.

Se hace necesario entonces conocer la producción que habrían tenido los diferentes parques eólicos durante la aplicación de la RO.

A los efectos de estimar esa producción se debe desarrollar una herramienta de cálculo que permitiera determinar la producción en un periodo de tiempo dado en función de la información meteorológica relevada en el propio parque eólico.

Un aspecto relevante a tener en cuenta en dicho cálculo es que durante el periodo de operación normal del parque eólico el mástil de medición puede estar inmerso en la estela de aerogeneradores, mientras que el transcurso de una RO el parque eólico se encuentra operando en una condición diferente, o incluso detenido, en cuyo caso el mástil no estará perturbado por la estela de los aerogeneradores.

La herramienta a desarrollar permitiría estimar en cada parque eólico la producción que se tendría en ocasión de las RO. Sería deseable que el modelo de

cálculo para cada parque eólico poder calibrarse utilizando la información que se releve en el propio parque eólico.

Para el modelo que se desarrolle, para cada parque eólico, debe conocerse la bondad que tiene en la estimación. Esto implicaría conocer tanto el error de cálculo, es decir la diferencia entre el valor estimado y el real, así como la incertidumbre con que se hace la estimación. Esto implicaría la necesidad de aplicar metodologías que permitan desarrollar procedimientos para caracterizar estas propiedades de la estimación es decir la exactitud y la precisión.

3 – Análisis del Modelo Empírico

3.1 – Descripción y comentarios

El Modelo Empírico desarrollado se basa en analizar la operación de un parque eólico como una caja negra.

Este modelo supone que la magnitud independiente es el viento caracterizado a través de la potencia meteorológica, calculada a partir de la medición que se realiza en el mástil meteorológico del parque eólico, y de la dirección del viento. Esta caracterización se hace estimando el valor medio a partir de la indicación del SCADA del parque eólico.

La magnitud dependiente es la potencia media eléctrica generada en cada período.

Los datos se agrupan en función de la dirección del viento, en intervalos de 5° de amplitud. Luego, dentro de cada clase de dirección de viento (k), los datos se agrupan en clases (j) en función de la potencia meteorológica, en intervalos de una longitud en velocidad del viento de 2 m/s.

Para cada clase (k,j) se propone un ajuste que vincule la potencia eléctrica media generada con la potencia meteorológica utilizando polinomios de Hermite y ajustes lineales, es decir que en forma esquemática se tendría un ajuste como se presenta en la ecuación 3.1.

$$P_E = m_{k,j}P_v + n_{k,j} \quad (3.1)$$

Se define un peso para cada clase en función de la cantidad de datos disponibles en la misma. Luego, la estimación de la potencia media, para viento de un cierto ángulo, se propone realizar ponderando el cálculo de potencia correspondiente a las clases angulares entre las cuales se encuentra dicho ángulo.

La longitud del intervalo que define cada clase de ángulo parece muy pequeña. Para reducir las fluctuaciones que pueden aparecer en el ángulo el Modelo propone considerar una ampliación del intervalo en un 20%.

El modelo propone hacer una depuración de los datos definiendo un error que mide la discrepancia entre el valor estimado y el medido, de la potencia eléctrica. Esta depuración se propone eliminando de la serie histórica el 10% de los datos que presentan el mayor valor de error. Se entiende que esta metodología presenta dos inconvenientes. El primero es que no asegura que elimine datos que se apartan significativamente de la ley de ajuste. El otro es que puede proponer la eliminación de datos que se ajusten adecuadamente.

3.2 – Propuesta de ajustes

Podría ser conveniente considerar clases angulares con intervalos de dirección algo mayores, por ejemplo, 10° . Esto se debe a que si bien las veletas pueden presentar una precisión del orden de 1° a 2° , al trabajar en un flujo turbulento, presentan fluctuaciones que hace que la dispersión se hace mayor. Esto tiene como consecuencia que al trazar la rosa de los vientos, por ejemplo, una definición de clases de dirección inferior a 10° , haga aparecer fluctuaciones que suelen no representar la realidad.

La depuración propuesta se entiende que debería realizarse los eventos que presente un apartamiento mayor a un valor de discrepancia que podría ser entre 5% y 10%. Esto aseguraría eliminar los eventos anómalos y además retener los eventos que efectivamente verifican las condiciones físicas.

Respecto a los ajustes propuestos, se busca vincular la potencia eléctrica con la potencia eólica disponible. Para cada dirección de viento, la interferencia aerodinámica entre los aerogenerador y con el mástil, resulta diferentes, pues cada uno de estos sitios se ubican en la estela de diferentes equipos. En particular, la indicación de los instrumentos ubicados en el mástil serán afectados en forma distinta para las diferentes direcciones de viento. En este sentido resulta adecuado, tal como propone la metodología desarrollada, la definición de intervalos de dirección de viento en la cual hacer el ajuste mencionado. Un aspecto a tener en cuenta es que además, cuando el viento sopla desde diferentes direcciones, puede haber equipos fuera de servicio o bien pequeños cambios en la dirección de viento que haga que, aunque se mantenga la potencia generada cambie la potencia disponible. Esos casos podrían ser identificados entre los que presentan una discrepancia importante con las curvas de ajuste se define.

Por otro lado, podría modificarse la estrategia de ajuste, teniendo en cuenta esta posibilidad. Una alternativa sería asumir que los coeficientes de ajuste que se presentan en la ecuación 3.1 dependan de una magnitud proporcional a la fuerza que el parque eólico realiza sobre el flujo

La metodología desarrollada propone una estrategia de calibración. Se entiende que en forma complementaria debería incorporarse una manera de evaluar la bondad de la metodología de ajuste, lo cual significa estimar la discrepancia o error entre el ajuste y la realidad, así como una forma de evaluar la incertidumbre con la cual se realiza la estimación.

4 – Análisis del Modelo Teórico

4.1 – Descripción y comentarios

La metodología de vinculación entre la energía generada por un parque eólico y la potencia eólica disponible materializada en el denominado Modelo Teórico busca hacer una descripción del flujo corriente abajo en función de lo que ocurre corriente arriba.

El modelo define una grilla plana, con una malla cuadrada de paso menor al diámetro del rotor de los aerogeneradores, de manera que el flujo en el rotor sería descrito a través de lo que ocurre en cada uno de los nodos que se extienden a lo largo de una distancia igual al diámetro del rotor.

La estimación del valor de la velocidad en un nodo dado el Modelo Teórico lo propone hacer como una ponderación entre el valor de velocidad en un conjunto de nodos ubicados corriente arriba y el valor de viento de corriente libre, es decir sin la perturbación del parque eólico. Esta interpolación se hace utilizando factores de ponderación definidos a partir de dos coeficientes, denominados α_{terreno} y $\gamma_{\text{atmósfera}}$. Estos coeficientes son dos de los parámetros de ajuste que tiene el modelo.

El valor de potencia eólica disponible en cada nodo que se ubica en el rotor de un aerogenerador se utiliza para calcular el valor de potencia eólica disponible, como un promedio. Este valor medio, afectado por parámetro η^k , asociado al aerogenerador k , se utiliza para calcular la energía generada por el mismo a partir de su curva característica Potencia – Velocidad. Cada uno de estos parámetros es utilizado como parámetros de ajuste resultando tantos como aerogeneradores en el parque eólico. En este cálculo se tiene en cuenta además el efecto de la densidad, deducido a partir de un conjunto de curvas características disponibles para diferentes valores de densidad, así como un parámetro $relRed$ que estaría asociado a la máxima potencia autorizada para el parque eólico. Este parámetro también se utiliza para ajustar el resultado.

En un nodo donde se ubica un aerogenerador se estima la reducción de la potencia eólica debido a dicha presencia afectando la potencia generada por un factor f_{p3PE} . Este factor, que se utiliza para todos los aerogeneradores, es otro de los parámetros de ajuste del modelo.

En el comienzo del cálculo, se define como condición de borde corriente arriba la potencia eólica que incidiría en el parque eólico. Esta se calcula a partir de la potencia eólica, calculada a partir de la medición de viento, afectándola por un coeficiente η^{EM} , el cual es también un parámetro de ajuste.

La potencia generada por el parque se calcula como la suma de la potencia generada por cada aerogenerador y a lo cual se le resta las pérdidas eléctricas.

Si la potencia total generada superara el valor límite de potencia autorizado en ese momento, se ajusta el parámetro redRel.

Luego, si al finalizar el cálculo la potencia eólica calculada en el nodo ocupado por el mástil no coincidiera con la medición, se ajusta el valor de la velocidad corriente arriba con un coeficiente c determinado como el cociente entre la medición y el cálculo.

Si N es la cantidad de aerogeneradores en el parque eólico, este modelo tendría $N + 4$ parámetros de ajuste. A los efectos de determinarlos se propone hacer una optimización utilizando un operacional que mide la discrepancia entre la potencia generada y la potencia eólica entre ambos modelos. Dado que la diferencia entre las estimaciones de la potencia generada ($err_{Potencia}$) es mayor que la diferencia entre las estimaciones de potencia eólica ($disp_{Velocidad}$), entonces en el operacional el primero resulta de mayor significación que el segundo. Finalmente, se propone estimar un factor de ajuste de corto plazo a los efectos de tener en cuenta la disponibilidad real que tenga el parque eólico.

4.2 – Propuesta de ajustes

Un aspecto a tener en cuenta es la forma en que se tiene en cuenta el efecto del aerogenerador sobre el flujo (ec. 17). La reducción en la cantidad de movimiento del flujo que circula a través del rotor de un aerogenerador se debe a que este realiza una fuerza sobre el viento. Es decir que la reducción de la velocidad se debería asociar al empuje en vez que a la potencia. El empuje es resulta proporcional a la velocidad al cuadrado por lo que sería proporcional a la potencia eólica elevada a la 2/3.

Un segundo aspecto a destacar es que los parámetros $\alpha_{terreno}$ y $\gamma_{atmósfera}$ podrían ser afectados por los estados termodinámicos de la atmósfera. Esto haría que la ponderación tanto lateral como longitudinal cambiara significativamente, esto es que el

efecto de la estela se redujera en condiciones inestables y se amplificara en condiciones estables.

Las diferentes metodologías que simulan el efecto de la estela no suelen tener en cuenta el estado termodinámico de la atmósfera, aunque están desarrollados para estimar la producción de largos períodos de tiempo a lo largo de los cuales estos efectos se pueden ponderar. Asimismo, en todas las metodologías el efecto del aerogenerador sobre la velocidad del viento se tiene en cuenta considerando el coeficiente de empuje para la velocidad incidente y no el de potencia.

El ajuste que se propone por cambio de densidad, si bien del punto de vista numérico puede dar lugar a valores adecuados, se aleja de la metodología de cálculo. Las curvas características de los aerogeneradores se suelen dar en condiciones estándar. Esto implica que para calcular la potencia eléctrica (P_E) a partir de la potencia en condiciones estándar ($P_{E,S}$) se debería aplicar la ecuación 4.1.

$$P_E = \frac{\rho}{\rho_S} P_{E,S} \left(\left(\frac{\rho}{\rho_S} \right)^{1/3} V \right)$$

(4.1)

En la ecuación 4.1 ρ es la densidad del aire y ρ_S la densidad estándar que suele tomarse igual a 1.225 kg/m^3 .

Los aspectos antes mencionados convergen en una observación más general de esta metodología que es un cierto apartamiento de la modelación de los diferentes fenómenos físicos que ocurren en un parque eólico al interactuar el viento con los aerogeneradores. Esta observación tendría como consecuencia una dificultad en la interpretación de los ajustes que deberían ser realizados a los efectos lograr resultados más próximos a la realidad.

Finalmente, al igual que en el Modelo Teórico se entiende que se debería desarrollar metodologías que permitieran estimar tanto el error de la estimación, es decir la diferencia en el resultado del modelo y de la realidad, así como la incertidumbre de la estimación.

5 – Resumen y comentarios

Los ajustes en los modelos que se mencionan en los capítulos precedentes, en algunos casos, pueden dar lugar a cambios en la metodología de cálculo sin proponer una significativa modificación a la estrategia seguida por cada modelo. Estas modificaciones podrían ser analizadas en base a la información disponible de un caso de estudio.

Un segundo conjunto de ajustes podrían dar lugar al uso de metodologías de cálculo diferentes. Este tipo de modificaciones se propone ensayarlas en una siguiente etapa.

Finalmente, en paralelo a los análisis antes mencionados se propondrían un conjunto de metodologías que permitieran estimar la bondad del ajuste así como las incertidumbres de los diferentes cálculos.

Ahora bien, en la introducción de estos ajustes no debería perderse de vista que el objetivo de este cálculo sería la estimación de la remuneración que se debería hacer los operadores de cada parque eólico en caso de actuar una RO. En tal sentido sería conveniente conocer la incertidumbre y error admisibles en dicha estimación y así evaluar la pertinencia de los ajustes. Sin perjuicio de ello merece destacarse que la metodología de cálculo una vez ajustada podría ser de utilidad en otros usos tal como puede ser la predicción de la producción de un parque eólico.

