

Evaluación de la energía generable por las centrales de energía Eólica y Solar en situaciones de Restricciones Operativas impuestas por el Operador del Sistema.

Ruben Chaer, Administración del Mercado Eléctrico, rchaer@adme.com.uy
Juan Felipe Palacio, Administración del Mercado Eléctrico, fpalacio@adme.com.uy
Pablo Soubes, Administración del Mercado Eléctrico, psoubes@adme.com.uy
Eliana Cornalino, Administración del Mercado Eléctrico, ecornalino@adme.com.uy

1.Introducción.

Uno de los lineamientos de la política energética vigente de Uruguay [1] es la diversificación de la matriz energética, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular renovables. En el año 2010 se diseñó un Plan Indicativo de Expansión de Generación cuyo resultado económico recomendó la instalación de un alto porcentaje de generación eólica y un ciclo combinado que se encuentra actualmente en construcción. En la actualidad la participación de la generación eólica en la matriz de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica es superior al 30% y se espera que al 2018 supere el 35%.

A partir del decreto 59/015 [2] se estableció la obligatoriedad de remunerar la energía a los generadores que tengan contratos de compraventa de energía y que se encuentren en condiciones de generar, pero por una restricción operativa (RO) no resulten despachados en forma total o parcial. Dicha energía deberá ser calculada por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) a partir de la información disponible de potencia eléctrica y los datos meteorológicos de cada central.

Se definen como Restricciones Operativas (RO) aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME para la operación segura del sistema. En particular, se define como RO por Exceso de Generación a las limitaciones a la generación en situaciones en que, de no aplicarse la reducción, la generación total superaría el valor de la demanda de energía (demanda de Uruguay más exportación) menos el margen de reserva y forzamientos definidos por ADME para la operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se presenta a continuación el modelo desarrollado para representar las centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica. El objetivo del modelado es poder estimar la energía no suministrada durante una RO, conocida la velocidad de viento y demás variables disponibles en su estación meteorológica (EM).

2.Metodología

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 Modelo Teórico (MT). A partir de dichos modelos se resume la representación del parque en un Modelo Combinado (MC).

2.1.Modelo Empírico

El ME capta la respuesta de 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 el conocimiento del ecuacionado físico de la central, ni de la respuesta propia de los aerogeneradores, ni de la posible interacción entre los mismos.

Las medidas consideradas son:

- $P_E [MW]$: Potencia eléctrica a la salida del parque.
- f_d : Factor de disponibilidad del parque. Indicador de cantidad de unidades disponibles sobre el total instalado.
- $v \left[\frac{m}{s} \right]$: 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 0° y el viento desde el Este con 90° .
- $t [^\circ C]$: Temperatura en la estación meteorológica del parque.
- $h_r [\%]$: Humedad relativa en la estación meteorológica del parque.
- CGM : Consigna de generación máxima.

Inicialmente se filtran aquellos datos en los que haya aplicado una RO, en los que se detecte una repetición temporal superior a cierto umbral (p.ej 80 minutos) en $P_E [MW]$, $v \left[\frac{m}{s} \right]$ o $\alpha [^\circ]$, o aquellos datos en los que no se disponga de alguna de las medidas.

Luego se normaliza la $P_E [MW]$ dividiendola entre el f_d y entre $\omega(\rho)$ para lograr una representación del ME con disponibilidad de 100 % y a la densidad estándar ($\rho(s) = 1.225 \frac{kg}{m^3}$).

El factor $\omega(\rho)$ ajusta la curva del aerogenerador en función de la densidad del aire según la ec.(16). Dicho factor surge a partir del análisis de las diferentes curvas suministradas por un proveedor de aerogeneradores en función de la densidad del aire.

ec.(1) Factor de ajuste de la curva del aerogenerador según la densidad del aire ρ .

$$\omega(\rho) = \frac{(1 - e^{-2.17\rho})}{(1 - e^{-2.17\rho_s})}$$

Posteriormente, se agrupan los datos en sectores según la dirección del viento (α) cada 5° , con un solapamiento de un 20 % en los mismos. Dentro de cada sector, se agrupan los datos en tramos (T) de potencias de viento en condiciones estándar, a partir de intervalos de velocidades de viento de a 2 m/s, desde 0 m/s a 20 m/s. En este trabajo la potencia del viento hace referencia a la potencia meteorológica (como se le llama en la bibliografía [3]).

A cada tramo T dentro de cada sector α se le asigna un peso estadístico $Peso[T, \alpha]$ que coincide con la cantidad de datos contenidos en el tramo.

Para cada sector α , conociendo la potencia máxima generable por el parque P_{MAX} se calcula mediante mínimos cuadrados los parámetros μ y v_m que mejor ajustan la ec.(16) a los datos del sector. Dicha curva es señalada en la bibliografía como la que mejor representa la potencia generada por un parque en función de la velocidad del viento.

ec.(2) ME para cada sector.

$$P_E[v, \alpha] = \frac{P_{MAX}}{1 - e^{-\mu(\alpha)(v-v_m(\alpha))}}$$

Como salida del ME se obtienen los Representantes del ME para cada sector y tramo $Rep[T, \alpha]$, y los pesos asociados a dichos representantes $Peso[T, \alpha]$. Los representantes se conforman por la dupla que le asigna a cada punto medio de los tramos de potencia del viento la potencia eléctrica calculada a partir de la ec.(2) ME para cada sector.. Del sector en el que se encuentre el tramo.

$$Rep[T, \alpha]: (P_v, P_E[v, \alpha]) \quad \alpha = 1 \dots 72; T = 1 \dots 10$$

$$Peso[T, \alpha]$$

ec.(3) Representantes del ME y pesos asociados.

Finalmente, se vuelven a calcular los representantes del ME y sus correspondientes pesos considerando solo el 90 % de los datos con menor diferencia absoluta entre la potencia dato y la calculada por el primer ME considerado. De esta forma se intenta eliminar los datos *outsiders*.

2.2. Modelo Teórico (MT)

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.

Para la obtención del MT se debe conocer la ubicación en coordenadas UTM de cada aerogenerador que lo compone, su curva de Potencia en condiciones estándar, diámetro del rotor D . A su vez, se debe conocer la potencia autorizada del parque a inyectar en la red P_{Auc} según el Convenio de Uso/Conexión con el transmisor.

El modelo recibe como entradas la potencia del viento medido en la EM ($P_{v_{Anemo}}$), la dirección del viento (θ), la densidad del aire (ρ) y la consigna de generación máxima (CGM).

Como parámetros de ajuste del MT asociados al parque se tiene:

- $\gamma_{atmósfera}$: Velocidad de mezcla vertical.
- $\alpha_{terreno}$: Velocidad de mezcla horizontal.
- f_{pvap} : Factor entre la potencia extraíble del viento y la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador.
- $\eta_{EM}(\theta)$: Relación entre la Potencia de Viento en la EM y la Potencia del Viento en la grilla de cálculo. Depende de la dirección del viento e intenta corregir las interferencias causadas por la propia EM y las diferencias en la rugosidad del suelo según la dirección.

- η_k Relación entre la Potencia de Viento vista por cada aerogenerador k y la Potencia del Viento en la grilla de cálculo.
- FP : Factor que modela las pérdidas eléctricas en los conductores del parque.

Los parámetros $\gamma_{atmósfera}$ y $\alpha_{terreno}$, están relacionadas con la forma en que se calcula la velocidad del viento dentro de la estela generada aguas abajo por cada molino.

Para el cálculo de la potencia eléctrica generada por el parque se dispone de una grilla 2D (Fig. 1) mediante la cual se estima la potencia del viento en el plano de los aerogeneradores. La grilla se orienta en la misma dirección del viento incidente.

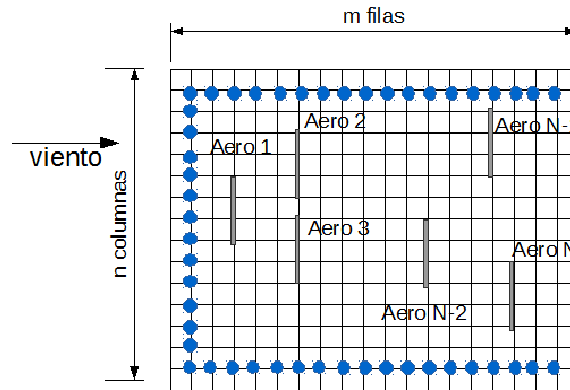


Fig. 1: Inicialización de la grilla del parque MT.

Se calcula de manera recursiva ec.(4) la potencia del viento $P_{v_{i,j}}$ en cada punto (i,j) ponderando la influencia del viento proveniente de los 3 puntos aguas arriba más cercanos ($P_{v_{i-1,j-1}}$, $P_{v_{i-1,j}}$, $P_{v_{i-1,j+1}}$) ubicados en la fila $i-1$.

$$P_{v_{i,j}} = [P_{v_{i-1,j}}\beta + [P_{v_{i-1,j-1}} + P_{v_{i-1,j+1}}]\alpha]Y_{inferior} + P_{v_{vientoLibre}}Y_{superior}$$

$$\alpha = \frac{1}{3} \left(1 - e^{-\alpha_{terreno} \left(\frac{caja_{dy}}{caja_{dx}} \right)} \right); \quad \beta = 1 - 2\alpha$$

$$Y_{superior} = \left(1 - e^{-\gamma_{atmósfera} \left(\frac{caja_{dy}}{500} \right)} \right); \quad Y_{inferior} = 1 - Y_{superior}$$

ec.(4)
Cálculo
de
potencia
del
viento en
el punto
de la
grilla
 (i,j) .

Mediante esta metodología de cálculo y asumiendo $\alpha_{terreno} = 0.5$ y $\gamma_{atmósfera} = 0.4$, se obtiene una estela que coincide con la estimada por Larsen [4].

Se comienza inicializando los puntos de la primera fila de la grilla, y de la primera y última columna, con la potencia del viento libre (puntos azules en la Fig. 1). Como el dato de potencia de viento que se recibe del parque eólico corresponde al anemómetro de la EM, y debido a que el modelo del parque necesita como entrada la potencia de viento libre (para iniciar el cálculo en la grilla), se estima inicialmente la potencia de viento libre a partir de la potencia del viento en el anemómetro según la

ec.(5).

$$P_{V_{libre}} = \frac{P_{V_{anemo}}}{\eta_{EM}}$$

ec.(5) Potencia del viento libre inicial.

En los puntos de la grilla que quedan abarcados por el área del rotor de algún aerogenerador se recalcula la potencia del viento en función de la potencia extraída por el aerogenerador. Para ello, primero se promedian las potencias de viento iniciales $P_{V_{prom}^i}$ de dichos puntos y luego a partir de la curva del aerogenerador $P_E(P_V)$, del factor de ajuste η_k , del factor de limitación de potencia $RelRed$ y del ajuste por densidad $\omega(\rho)$, se calcula la potencia extraída por unidad de área $\frac{P_E^k}{m^2}$ por el aerogenerador según la ec.(6).

$$\frac{P_E^k}{m^2} = \frac{P_E(P_{V_{prom}^i} \cdot \eta_k) \cdot \omega(\rho) \cdot RelRed}{\frac{\pi D^2}{4}}$$

ec.(6) Potencia extraída por el aerogenerador k por unidad de área.

El factor $RelRed$ se utiliza para iterar en caso que la potencia resultante exceda el límite de potencia del parque. Inicialmente vale 1.

Finalmente, para cada $(i,j)_{rotor}$ se calcula la potencia de viento afectada por un aerogenerador $P_{V_{i,j}}^{afectada}$ como se indica en la ec.(8), a partir del coeficiente de afectación r y de la potencia del viento inicial $P_{V_{i,j}}^{inicial}$ según la ec.(7).

$$r = \frac{P_{V_{prom}^i} - \frac{P_E^k}{m^2} \cdot f_{pv3pe}}{P_{V_{prom}^i}}$$

ec.(7) Coeficiente de afectación para los puntos de la grilla abarcados por el rotor de un aerogenerador.

ec.(8) Recálculo de la potencia del viento en un punto de la grilla abarcado por el área del rotor.

$$P_{V_{i,j}}^{afectada} = r \cdot P_{V_{i,j}}^{inicial} ; (i,j) \in Rotor$$

Al utilizar el mismo factor de afectación (r) para todos los puntos de la grilla abarcados por el 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.

En la Fig. 2 se muestra la estimación de las velocidades de viento de un parque eólico obtenidas a partir del MT.

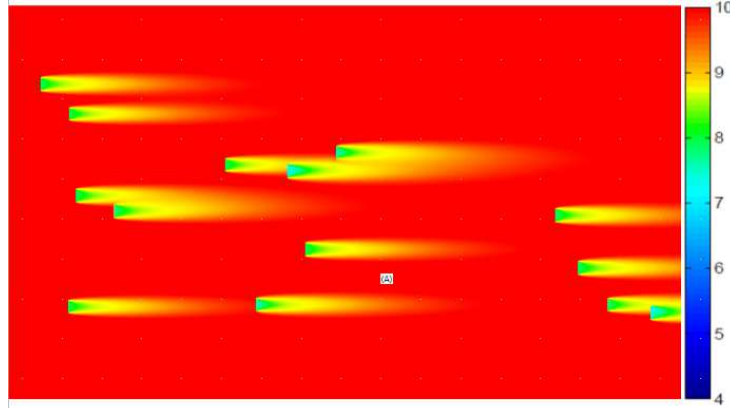


Fig. 2: Estimación de los perfiles de velocidad de viento de un parque eólico obtenidos a partir del MT.

Luego de finalizado el cálculo de las potencias del viento en todos los puntos de la grilla, se procede a calcular la potencia total generada por el parque (P_T) a partir de la suma de las potencias generadas por todos los aerogeneradores (P_A) menos las pérdidas del parque según se muestra en la ec.(9).

$$P_A = \sum_{k=1}^{Nro.Aeros} [P_E(Pv_{prom}^k) \eta_k] \cdot \omega(\rho) \cdot RelRed_{h-1}$$

$$P_T = P_A - k_{perdidas} P_A$$

ec.(9) Potencia generada por el aerogenerador k y total generada por todos los aerogeneradores.

El coeficiente de pérdidas $k_{perdidas}$ se calcula a partir del factor de pérdidas FP y de la Potencia Nominal del Parque según la ec.(10).

$$k_{perdidas} = \frac{FP(1 - FP)}{P_A^*}$$

ec.(10) Coeficiente de pérdidas del parque.

El factor de pérdidas representa las pérdidas en la red del parque en por unidad de una potencia generada P_A^* tomada como referencia.

Si la potencia total generada P_T excediera la consigna de generación CGM , se itera según la ec.(11) en la variable $RelRed$. Dicha variable modela el control del parque que busca no superar la potencia máxima establecida como Consigna de Generación.

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

ec.(11) Variable que modela control del parque para no exceder la consigna de generación máxima.

Con el nuevo valor de $RelRed_n$ se repiten los pasos anteriores para calcular el la potencia generada por el parque hasta verificar que la misma sea inferior que la CGM.

Como se indicó anteriormente, los cálculos con el MT se realizan con una potencia de viento libre estimada a partir de la potencia de viento en la EM ($P_{V_{Anemo}}^{DATO}$). Por tanto, luego de obtenidas las potencias del viento en todos los puntos de la grilla, se debe verificar que dicha potencia del viento coincida con la calculada por el MT en la EM. Si lo anterior no se verificara, se debe iterar en la estimación de la potencia del viento libre según la ec.(12) hasta obtener una diferencia acotada por un margen de tolerancia (p. ej 1 %).

$$P_{V_{libre_n}} = P_{V_{libre_{n-1}}} \cdot \frac{P_{V_{Anemo}}^{DATO}}{P_{V_{Anemo_{n-1}}}^{MT}}$$

ec.(12) Iteración en la potencia del viento libre.

Una vez finalizada la iteración de la ec.(12), se dispone de la potencia eléctrica generada final.

2.2.1) Calibración del MT

El modelo de la central eólica permite la calibración de las variables $\gamma_{atmósfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{pvsps} , η_k ($k=1..NroAeros$), $\eta_{EM}(\theta)$ y FP para ajustar su funcionamiento a los datos reales de desempeño.

Para calibrar el MT se elige mediante algoritmos de optimización la combinación de estos parámetros que minimiza la diferencia entre el MT y los representantes del ME, según la ec.(13) .

$$C_i = \sum_{i=1}^{Nro.Sectores} \sum_{j=1}^{Nro.Tramos} \{err_{Potencia}^2 + err_{Velocidad}^2\} \text{Peso}[T_j, \alpha_i]$$

ec.(13) Costo para evaluación de juego de parámetros del individuo "I".

El término $err_{Potencia}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia calculada por el MT y el ME en los representantes del ME. El término $err_{Velocidad}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia del viento calculada por el MT y la potencia del viento del representante del ME.

La suma anterior se pondera según la relevancia estadística de los representantes del ME. La sumatoria no incluye aquellos representantes del ME con pesos inferiores a cierto umbral predefinidos.

2.3. Modelo Combinado (MC)

Luego de calibrado el MT, el MC calcula para todos los representantes del ME factores de ajuste que se multiplican a la potencia calculada por el MT para que su resultado coincida exactamente con el ME según ec.(14).

ec.(14) Ajuste del MC según el ME.

$$Aj_{CP}[T_j, \alpha_i] = \frac{P_{ME}[T_j, \alpha_i]}{P_{MT}[T_j, \alpha_i]}$$

En tiempo real, se calcula el factor de la ec.(14) ponderando según la cercanía de la dirección y velocidad del viento a los 2 sectores y 2 tramos más cercanos.

Adicionalmente, en tiempo real el MC calcula un factor de ajuste de corto plazo (**FACP**) que intenta compensar afectaciones a la disponibilidad del parque que no queden correctamente representadas por la cantidad de unidades disponibles informada vía sistema SCADA. Dicho factor se calcula como el cociente entre la suma de la energía efectivamente entregada por el parque y la energía prevista de acuerdo a la aplicación del MT en las últimas 24 horas de operación previas a la RO según la ec.(15).

ec.(15) Factor de ajuste de corto plazo del MC.

$$FACP[t] = \frac{\sum_{h=t-1}^{t-1-24} P_{DATO}[h]}{\sum_{h=t-1}^{t-1-24} P_{MT}[h]}$$

Al momento de una RO, la CGM se encuentra por debajo de la Potencia Autorizada del parque, por lo que al calcular la potencia según el MT, la misma resultaría limitada por la CGM. Por lo tanto, para calcular la potencia que hubiera generado el parque de no haber existido la RO, se debe primero calcular la potencia arrojada por el MT con CGM. Luego, a partir de la potencia del viento libre calculada por el MT con RO $P_{V_{libre}}^{MT_{CGM}}$, se calcula nuevamente la potencia del MT sin RO, es decir, con la CGM valiendo la potencia autorizada del parque P_{Aut} .

Finalmente, dada una potencia del viento medida en la EM ($P_{V_{Anemo}}$), la dirección del viento (θ), la densidad del aire (ρ) y la consigna de generación máxima (CGM) se calcula la potencia que se hubiera generado sin RO a partir de la ec.(16).

ec.(16)
Cálculo de la potencia según el MC durante una R.O.

$$P_{MC}[\theta, P_{V_{Anemo}}, \rho] = FACP \cdot Aj_{CP}[\theta, P_{V_{Anemo}}] \cdot P_{MT}[\theta, P_{V_{libre}}^{MT_{CGM}}, \rho, P_{Aut}]$$

A partir de la potencia estimada por el MT sin RO, se calcula la energía no suministrada como la suma de la diferencia entre la energía entregada por el generador y la que hubiera generado sin la RO.

3.Resultados

En la Fig. 3 se muestran las salidas del MC ante una RO de 15 MW para un parque eólico con una Potencia Autorizada de 42 MW. La serie “P_MW_sin_RO” se corresponde con la potencia que hubiera generado el parque si no se hubiera aplicado la RO y la serie “P_MW_con_RO” con la potencia arrojada por el modelo al ingresarle la RO.

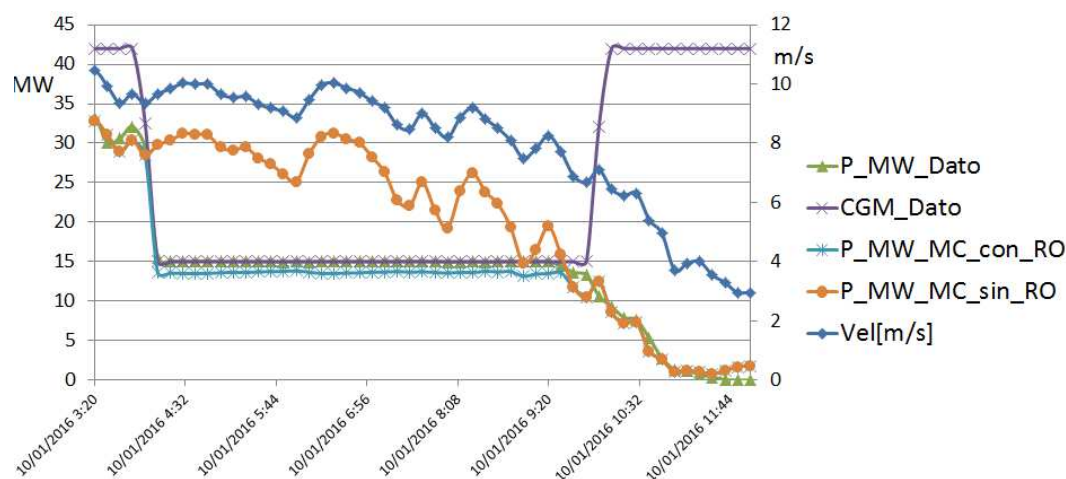


Fig. 3 Resultados del MC para una RO.

Si se comparan las series “P_MW_con_RO” con la potencia real “P_MW_Dato” se puede notar gran similitud entre la realidad y lo obtenido por el MC considerando la RO. Al observar la potencia que hubiera generado el parque “P_MW_sin_RO” se verifica que la misma sigue los cambios en la velocidad de acuerdo a lo esperado.

4. Conclusiones

La herramienta desarrollada en el presente trabajo permite obtener una buena aproximación de la generación de un parque eólico bajo una RO.

El modelo implementado toma en cuenta la afectación de la medida de viento del anemómetro causada por los aerogeneradores, logrando tener una buena aproximación de la velocidad del viento libre. Esto permite obtener una correcta estimación de la producción de energía que el parque eólico hubiese generado de no haber existido la RO.

5. Bibliografía

- [1]: DNE, Política energética 2005 – 2030, 2005, <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>
- [2]: Decreto N° 59/015, Regulación de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica, Registro Nacional de Leyes y Decretos, Poder Legislativo, Montevideo, Uruguay, febrero de 2015.
- [3]: ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.o 12 - Plantas eólicas, 2012, DNE
- [4]: Douwe J. Renkema, Validation of wind turbine wake models, Delft University of Technology, 2007.