

Protocolos correspondientes a la resolución 167 de 2017 modificada por la resolución CREG 101 006 de 2023



Universidad de los Andes:
PhD. Álvaro Pinilla Sepulveda
PhD. Andrés González
MSc. Angélica Pedraza
MSc. Carlos Ramírez
MSc. Juan Camilo Castaño



Consejo Nacional de Operación (CNO)

27 de julio de 2023

Índice

1. Protocolo 1. Modelo de Parque, Cálculo de Energía Mensual de Parque, Cálculo de la ENFICC y Función de Parque	3
1.1. Procesamiento de datos por sitio/punto donde se ubicará el centroide del parque .	5
1.2. Asignación de los datos a cada turbina	5
1.3. Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas	5
1.4. Cálculo de la estela para cada dato	6
1.5. Cálculo de la energía mensual del parque eólico	6
1.6. Cálculo de la función de parque	7
1.7. Cálculo de la ENFICC	7
ANEXO 1. Documento soporte Protocolo 1	8
1. Pseudo-código	8

ÍNDICE

2. Descripción de los modelos usados	19
2.1. Modelo de Estela	19
Consideraciones generales	19
Modelo de estela de Jensen	22
Efecto de la estela de Koch	23
Corrección para Grandes Parques	26
2.2. Modelo de Turbina	30
Consideraciones Generales	30
Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina	31
Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina	32
2.3. Pérdidas Eléctricas	37
3. Validación de Modelos	38
3.1. Descripción del parque de prueba	38
3.2. Modelo de estela y energía entregada por turbina	39
3.3. Modelo de Grandes Parques	40
Referencias	41

1. Protocolo 1. Modelo de Parque, Cálculo de Energía Mensual de Parque, Cálculo de la ENFICC y Función de Parque

Este documento presenta la documentación del aplicativo - software para el cálculo de la Energía en Firme de Parques Eólicos. El aplicativo usa un modelo de parque para calcular la energía mensual neta que entrega el parque mes a mes, a partir de: las variables atmosféricas, información de la distribución espacial de turbinas y punto de conexión común en el terreno y la información del modelo de turbina que se desea utilizar (incluyendo potencia y coeficiente de empuje para cada velocidad de viento). A partir de estas energías mensuales, calculadas mes a mes para un período de 10 años, se calcula la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), con la metodología adoptada en la resolución CREG 167 de 2017 modificada por la Resolución CREG 101 006 de 2023[1] ¹.

Para el cálculo de la energía mes a mes, se tiene en cuenta que no todas las turbinas dentro del parque eólico generan la misma potencia en un instante dado. Principalmente, debido a la variabilidad de la velocidad de viento en el área del parque y los efectos de estela. Adicionalmente, se deben considerar las pérdidas eléctricas tanto en la operación de cada turbina como en la transmisión de la energía hasta el punto de conexión común. En consecuencia, el aplicativo primero determina la velocidad de viento y las condiciones atmosféricas correspondientes a cada turbina, posteriormente halla la energía y las pérdidas hasta el punto de conexión de cada una y finalmente suma estas energías para hallar la energía mensual del parque. Un esquema del funcionamiento de la función de conversión para un mes se presenta en la figura 1.

Finalmente, también debe considerarse que para parques suficientemente grandes o de topografía compleja, la velocidad de viento en un instante dado puede variar en diferentes puntos del parque, con lo cual se requiere tomar información de varios sitios (información secundaria) y tomar una velocidad distinta para cada turbina en cada tiempo de interés. **Es importante resaltar que para terrenos muy complejos, la variabilidad de las condiciones atmosféricas es muy alta para pequeñas distancias dentro del parque, con lo cual hay una gran incertidumbre asociada al uso del aplicativo.** En estos casos se recomienda el uso de herramientas computacionales de mecánica de fluidos (CFD) para poder determinar el campo de velocidades en todo el terreno y particularmente en las turbinas del parque. Estos modelos deben tener en cuenta de manera rigurosa la topografía del terreno y pueden tener un alto costo computacional asociado.

A continuación, se ilustran los pasos para el cálculo de energía, desde que se ingresan los datos de ubicación de los elementos del parque, los datos meteorológicos y los datos de los modelos de turbina que se desean utilizar.

¹Todos los modelos implementados en el aplicativo son basados en modelos utilizados comúnmente en la investigación y desarrollo de energía eólica a nivel mundial. Por lo anterior, hay modelos que pueden ser similares a los desarrollados en proyectos con objetivos similares a nivel nacional o internacional o a cálculos realizados por software comercial.

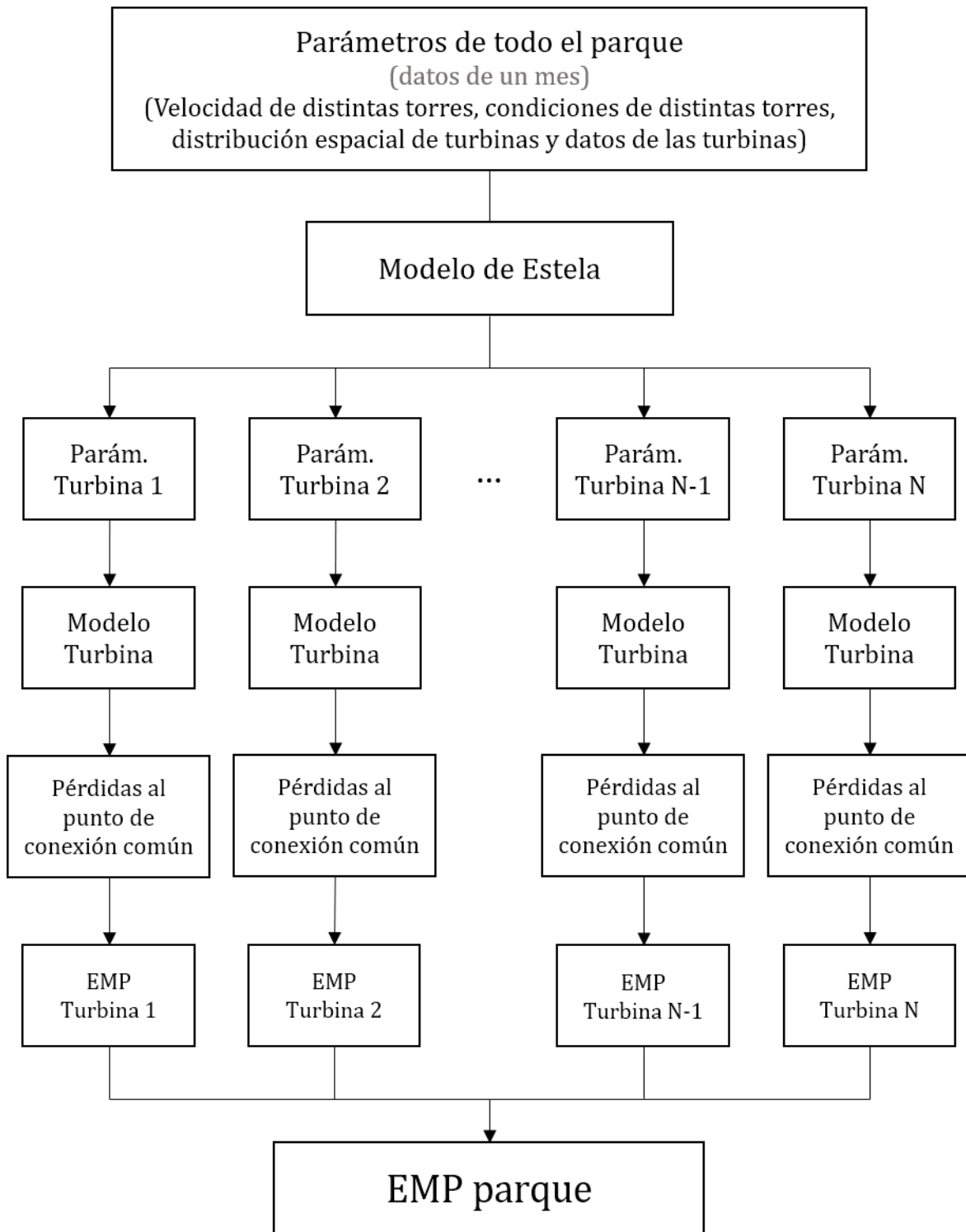


Figura 1: Proceso de cálculo de la energía neta del parque para un mes dado

1.1 Procesamiento de datos por sitio/punto donde se ubica:

1.1. Procesamiento de datos por sitio/punto donde se ubicará el centroide del parque

1. **Cálculo de la temperatura y densidad in situ:** la serie de densidad in situ (información secundaria) se transporta a las diferentes alturas de cubo de las turbinas del parque, de acuerdo a la recomendación de la MEASNET ²[2]. De manera similar, la serie de temperatura se extrapola a las diferentes alturas del cubo que tenga el parque.
2. **Cálculo del perfil cortante (Aplicación del Protocolo 3 del Acuerdo 1319, considerando que la serie medida corresponde a la serie proveniente exclusivamente de información secundaria a una altura diferente a la del cubo de las turbinas):** se calcula la serie de un año con resolución diezminutal, según el método que se haya seleccionado³. Se considera que este comportamiento (cómo varía la serie día a día en un año) se repite para los diez años de datos. Luego la serie anual se repite año a año.
3. **Extrapolación por altura hasta la altura del cubo (Aplicación del Protocolo 3 del Acuerdo 1319, considerando que la serie medida corresponde a la serie proveniente exclusivamente de información secundaria a una altura diferente a la del cubo de las turbinas):** con la serie de información secundaria a la altura que se tenga y la serie de perfil cortante del punto anterior se extrapola la primera hasta la altura del cubo, de ser necesario. **Si el parque tiene torres de distintas alturas de cubo se ejecuta esta extrapolación a todas las alturas de cubo existentes en el parque.**

1.2. Asignación de los datos a cada turbina

1. **Asignación de datos a la altura de cubo correspondiente:** de acuerdo al radio de representatividad de la información secundaria, se asignan los datos a la altura del cubo para cada una de las turbinas, esto es serie de dirección, velocidad, temperatura y densidad. Esta serie de velocidad se considerará como la velocidad no perturbada, antes de los efectos de la estela de las otras turbinas.
2. **Corrección de curvas del comportamiento:** Se corrigen las curvas de coeficiente de empuje y producción de potencia eléctrica de cada turbina en el parque de acuerdo a la densidad promedio a la altura del cubo, siguiendo un procedimiento similar al de software comercial como WindPRO [3] (más detalles en los anexos del Protocolo 1).

1.3. Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas

1. **Cálculo de la distancia en cableado de cada turbina al PCC:** a partir de la información del cableado del parque se calcula cuál es la longitud del cable desde cada turbina hasta el PCC. Esta información se asigna a cada turbina.
2. **Otros parámetros:** a partir de la información del parque se asigna al cableado la información de voltaje del cableado y resistencia eléctrica por kilómetro.

²Aquí se parte del supuesto de que el parque eólico puede tener distintos tipos de turbina, cada uno con diferentes alturas de cubo. En este caso, el aplicativo calcula las variables a las diferentes alturas de cubo.

³Para más detalles de los métodos disponibles y sus implicaciones consultar el Protocolo 3 del Acuerdo 1319: Modelos de Extrapolación por Altura para el Cálculo de Energía Firme de Plantas Eólicas.

1.4 Cálculo de la estela para cada dato

1.4. Cálculo de la estela para cada dato

1. **Ordenamiento de turbinas de acuerdo a la dirección del viento:** se ordenan las turbinas de acuerdo al orden en que incide el viento sobre ellas, esto para que el cálculo de la velocidad perturbada de una turbina de, por ejemplo, tercera línea, tenga en cuenta que la velocidad de la estela de la turbina de segunda línea ya fue afectada por otra turbina.
2. **Corrección de velocidad por Fenómeno de Grandes Parques (Opcional⁴):**

- a) Se definen las rugosidades utilizadas del modelo: la rugosidad del terreno se puede establecer con valores promedio predeterminados para parques dentro o fuera de costa, o a partir del cortante de viento calculado en sitio; el aumento de rugosidad debida al parque es ingresado por el usuario.
- b) Se calcula el vector de posición de cada turbina con respecto a la primera turbina del parque eólico ordenado. Este vector se proyecta con respecto al vector de dirección del viento para obtener la distancia efectiva a barlovento de la turbina objetivo.
- c) Se define la altura de la capa límite interna para la turbina objetiva usando las rugosidades y la distancia calculada anteriormente.
- d) Se determina el tipo de corrección de velocidad que se aplica, el cual depende de la altura de la capa límite, la altura de cubo de la turbina, la altura del borde inferior de la turbina, las rugosidades del parque y la distancia (así como la eventual activación de la función de recuperación).

3. Cálculo de la velocidad perturbada por turbina:

- a) Se determina cuáles estelas impactan sobre la turbina a la cual se le está calculando la velocidad perturbada (en adelante llamada la turbina de interés), para saber cómo se afecta la velocidad percibida por el rotor.
- b) Para cada una de las turbinas que afectan, se calcula la velocidad de la estela cuando llega a la turbina de interés de acuerdo al modelo de estela de Jensen[5], teniendo en cuenta el coeficiente de empuje, la distancia a la turbina de interés y la intensidad de turbulencia del terreno (esto determina cómo evoluciona la estela).
- c) Para cada una de las turbinas que afectan se calcula el área de efecto de la estela sobre el área del rotor de la turbina de interés.
- d) Teniendo en cuenta las velocidades y las áreas de las estelas sobre el rotor de la turbina de interés se calcula la velocidad perturbada de acuerdo al modelo de Efecto de Estela de Koch [5].

1.5. Cálculo de la energía mensual del parque eólico

1. **Cálculo de la energía de cada turbina en bornes:** a partir de la velocidad perturbada de cada turbina para cada intervalo horario se halla cada una de las energías horarias provistas por la turbina en bornes. Para esto se usa el método de cálculo directo [6]. (Para

⁴Este es un modelo comúnmente utilizado para parques con más de 5 filas de turbinas y cuyos efectos son acentuados en parques fuera de costa. Es importante recordar que este modelo se encuentra en validación: Los autores del modelo [4] han validado su uso en parques fuera de costa, mientras que para el caso dentro de costa todavía no se han definido los alcances del modelo con precisión. Por lo tanto, el uso de esta herramienta es experimental y debe ser usado cuidadosamente. Los detalles pueden ser consultados en el Anexo del Protocolo 1

1.6 Cálculo de la función de parque

más detalles se puede consultar las secciones explicativas en este documento). Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) **Densidad instantánea:** se corrige la potencia instantánea generada por el aerogenerador teniendo en cuenta los cambios en densidad del aire en cada intervalo horario. Esta es una corrección adicional a la corrección de la curva de potencia del fabricante por densidad promedio y se realiza de manera específica a cada energía horaria [7].
 - b) **Temperatura de operación:** si la temperatura ambiente es superior al intervalo de temperatura de operación de la turbina se considera que la turbina no está generando energía [8].
2. **Cálculo de la energía horaria en el PCC por turbina:** una vez se tiene la energía en bornes, se calculan las pérdidas eléctricas debido al transporte de esta energía al punto de conexión común, a partir de los parámetros previamente establecidos en la sección de cálculo del cableado eléctrico y la energía del intervalo horario en bornes [9].
 3. **Energía total horaria y mensual del Parque Eólico:** una vez se halla la energía que aporta cada turbina en cada intervalo horario al PCC, se suman las energías de todas las turbinas para obtener la energía total del parque, en resolución horaria. Una vez se tienen estas energías se pueden sumar a lo largo del mes para obtener la producción de energía mensual esperada del parque, mes a mes, para el período de 10 años

1.6. Cálculo de la función de parque

1. **Cálculo de la velocidad mensual promedio:** esta se entiende como el promedio de todas las velocidades horarias a la altura del cubo de todas las turbinas del parque para un mes dado (velocidades ya afectadas por el efecto de estela).
2. **Cálculo de la función de conversión:** una vez se tienen todas las energías mensuales y las velocidades promedio mensuales, se aproximan los 120 datos a una función de lineal, en la cual la energía generada por el parque depende linealmente de la velocidad mensual de parque. Los parámetros de la función se hallan por medio de minimizar el error mínimo cuadrado entre los valores estimados y los valores reales[7].

1.7. Cálculo de la ENFICC

Una vez se tienen todas las energías generadas de los 120 meses, se puede hallar la energía diaria promedio mensual de cada mes. Esto es, tomar las energías mensuales y dividir las entre el número de días del mes correspondiente. Estos valores se agrupan de menor a mayor. El menor valor de todos es el valor de la ENFICC de la planta eólica, de acuerdo al procedimiento planteado por la resolución CREG 167 de 2017[1], modificada parcialmente por la Resolución CREG 101 006 de 2023.

ANEXO 1. Documento soporte Protocolo 1

Teniendo en cuenta la metodología de cálculo del aplicativo, el presente documento se dividirá en tres partes: *Pseudocódigo*, en donde se muestra en detalle el proceso de cálculo de cada una de las variables requeridas para el cálculo de energía mensual del parque y la ENFICC. *Descripción de Modelos Utilizados* en donde se entra en detalle a las consideraciones del Modelo de la energía por turbina, el Modelo de Estela y Pérdidas eléctricas y finalmente *Validación de modelos* en donde se muestran las diferentes pruebas que se han realizado hasta el momento para la validación de los modelos utilizados.

1. Pseudo-código

Algoritmos

Algoritmo 1 Cálculo de temperatura y densidad a la altura del cubo

Entran como parámetros en orden la temperatura (en grados Celsius), presión atmosférica (en hectopascales) y humedad relativa (en porcentaje) de la información secundaria, así como la altura a la cual se tienen dichas variables (en metros) y la altura del cubo (en metros) a la que se desea obtener las variables de salida

Este método se repite por cada una de las turbinas del parque, con su respectiva altura de cubo.

procedure CALC TYD($T[^\circ]$, $P[hPa]$, $HR[\%]$, $h_{cubo}[m]$, $h_{info-sec}[m]$)

$$T = T + 273.15$$

$$T_{cubo} = T - 6.5 \times \left(\frac{h_{cubo} - h_{info-sec}}{1000} \right)$$

$$P_{cubo} = P \times \left(\frac{T_{cubo}}{T} \right)^{\frac{9810}{6.5 \times 287.058}}$$

$$P_{vapor} = 0.0000205 \times e^{(0.0631846 \times T_{cubo})}$$

$$\rho_{cubo} = \frac{1}{T_{cubo}} \times \left(\frac{P_{cubo}}{2.8705} - \frac{HR}{100} \times P_{vapor} \times \left(\frac{1}{287.058} - \frac{1}{461.5} \right) \right)$$

$$T_{cubo \text{ en cel}} = T_{cubo} - 273.15$$

return ($T_{cubo \text{ en cel}}$, ρ_{cubo})

end procedure=0

Algoritmo 2 Conversión a datos horarios

Entra como parámetro cualquier serie, bien sea de velocidad, temperatura, dirección, etc. en resolución diezminutal. Se entrega en resolución horaria.

procedure MINAHORARIO(a que puede ser cualquier variable diezminutal)

$n = \text{length}(a)$

for $i = 6 : 6 : n$ **do**

$a_{\text{horario}}(\frac{i}{6}) = \text{promedio}(a(i - 5 : i))$

end for

return a_{horario}

end procedure

Algoritmo 3 Extrapolación de la serie de 10 años a la altura del cubo

A este método entran la altura y la velocidad de la fuente secundaria de información y nuevamente el parámetro de perfil de cortante. De este sale la serie a la altura del cubo que se usará para todos los cálculos de la energía.

Este método se repite por cada una de las turbinas del parque, con su respectiva altura de cubo, en donde la serie de 10 años corresponde a la serie de la información secundaria con su radio de representatividad.

procedure SERIECUBO($h_{10\text{años}}[m]$, $V_{10\text{años}}[\frac{m}{s}]$, $h_{\text{cubo}}[m]$, α)

$\alpha_{10\text{años}} = (\alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha, \alpha)$

▷ α vector no varía año a año

$V_{\text{cubo}} = V_{10\text{años}} \times \left(\frac{h_{\text{cubo}}}{h_{10\text{años}}} \right)^{\alpha_{10\text{años}}}$

return V_{cubo}

end procedure

Algoritmo 4 Corrección de curvas para operación en sitio

Aquí se corrigen las curvas de comportamiento para la densidad a la altura del cubo hallada en el algoritmo 1. Entran como parámetros las curvas originales de potencia, con una columna de velocidad (V_P) y una columna de potencias (P); la curva de coeficiente de empuje como una columna de velocidad y una columna con el coeficiente (C_{empuje}) (V_{empuje}) con la densidad a la que se encuentran, la potencia nominal del equipo (P_r) y la serie de densidad a la altura del cubo.

Se repite este método para cada turbina dentro del parque.

procedure CURVASCORREGIDAS($P[kW]$, $V_P[\frac{m}{s}]$, C_{empuje} , $V_{empuje}[\frac{m}{s}]$, $\rho_{original}[\frac{kg}{m^3}]$, $\rho_{cubo}[\frac{kg}{m^3}]$)

$$\rho_{promedio} = \text{promedio}(\rho_{cubo})$$

$$V_{nominal} = \text{which}(P_r) \quad \triangleright \text{Velocidad correspondiente a la potencia nominal}$$

$$c = P/V^3 \quad \triangleright P \text{ y } V \text{ son vectores, por lo cual } c \text{ es un vector}$$

$$V_{diseño} = \text{which}[\text{máx}(C_p)] \quad \triangleright \text{Velocidad correspondiente al mayor coeficiente de potencia}$$

if $\rho_{original} <> \rho_{promedio}$ **then**

$$V_{sitio-P} = V_P \left(\frac{\rho_{original}}{\rho_{promedio}} \right)^m \quad \triangleright \text{se escala la velocidad}$$

$$m = \begin{cases} 1/3, & \text{para } 0 \leq V_P \leq V_{diseño} \\ \frac{1}{3} + \frac{1}{3} \left(\frac{V_P - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right), & \text{para } V_{diseño} \leq V_P \leq V_{nominal} \\ 2/3, & \text{para } V_P > V_{nominal} \end{cases}$$

$$V_{sitio-empuje} = V_{empuje} \left(\frac{\rho_{original}}{\rho_{promedio}} \right)^n \quad \triangleright \text{se escala la velocidad}$$

$$n = \begin{cases} 1/8, & \text{para } 0 \leq V_{empuje} \leq V_{diseño} \\ \frac{1}{8} + \left(\frac{1}{3} - \frac{1}{8} \right) \left(\frac{V_{empuje} - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right), & \text{para } V_{diseño} \leq V_{empuje} \leq V_{nominal} \\ 1/3, & \text{para } V_{empuje} > V_{nominal} \end{cases}$$

end if

return (P , $V_{sitio-P}$, C_{empuje} , $V_{sitio-empuje}$)

end procedure

Algoritmo 5 Cálculo de las distancias del trazado eléctrico, parte 1

Entran por variables un vector que contiene la coordenada de longitud (“x”) de todas las turbinas del parque, un vector que contiene la coordenada de latitud (“y”) de todas las turbinas del parque (en el mismo orden del anterior), un vector que contiene la altura topográfica para cada turbina del parque (“z”), un vector con la posición del punto de conexión común (PCC) (con tanto longitud, latitud y altura) y varios vectores que indican los índices de las turbinas que van por un mismo cable. Se entrega la longitud del cable que conecta cada una de las turbinas hasta el PCC.

Este método se ejecuta una única vez por el aplicativo.

procedure $\text{CABLEADO}(X_{\text{turbinas}}, Y_{\text{turbinas}}, Z_{\text{turbinas}}, X_{\text{PCC}}, Y_{\text{PCC}}, Z_{\text{PCC}}, \text{Indices}_1, \text{Indices}_2, \dots, \text{Indices}_N,)$

$$X_{\text{relativo}} = X_{\text{turbinas}} - X_{\text{PCC}}$$

$$Y_{\text{relativo}} = Y_{\text{turbinas}} - Y_{\text{PCC}}$$

$$Z_{\text{relativo}} = Z_{\text{turbinas}} - Z_{\text{PCC}}$$

$$n = N \quad \triangleright \text{número de cables del parque}$$

for $i = 1$ hasta n **do**

$$\text{Distancia} = 0$$

$$n_2 = \text{length}(\text{Indices}_i)$$

$$a_2 = 0$$

$$b_2 = 0$$

$$c_2 = 0$$

for $j = 1$ hasta n_2 **do**

$$m = \text{Indices}_i(j)$$

$$a_1 = a_2$$

$$b_1 = b_2$$

$$c_1 = c_2$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 6 Cálculo de las distancias del trazado eléctrico, parte 2

...Continuación de página anterior...

$$a_2 = X_{relativo}(m)$$

$$b_2 = Y_{relativo}(m)$$

$$c_2 = Z_{relativo}(m)$$

$$distancia = distancia + ((a_2 - a_1)^2 + (b_2 - b_1)^2 + (c_2 - c_1)^2)$$

$$dist_{Turbinas}(m) = distancia$$

end for

end for

return $dist_{Turbinas}$

end procedure

Algoritmo 7 Reorganización de turbinas con respecto a la dirección de viento, parte 1

Para esta función entran por parámetros la dirección de viento (D) de todas las turbinas para la hora de interés, las coordenadas geográficas de todas las turbinas de interés (siendo “X” la longitud y “Y” la latitud). Se entrega un vector de resultado con las coordenadas de las turbinas organizadas desde la primera a la que impacta el viento hasta la última.

Este método se ejecuta una vez por cada dirección horaria.

procedure ORDENAR($X_{original}, Y_{original}, D_{original}$) ▷ Cada variable es un vector de datos

$$D_{promedio} = promedio(D_{original})$$

$$\theta = (90 - D_{promedio}) \frac{\pi}{180}$$

$$a = \sin \theta$$

$$b = \cos \theta$$

$$N = length(X_{original}) \quad \triangleright \text{Indica el número de turbinas en el parque}$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 8 Reorganización de turbinas con respecto a la dirección de viento, parte 2

...Continuación de página anterior...

$\text{puntos} = a \times X_{\text{original}} + b \times Y_{\text{original}}$

$Turbinas_{\text{originales}} = (1 : N, \text{puntos}, X_{\text{original}}, Y_{\text{original}})$

- ▷ Una columna # de turbinas
- ▷ Otra columna con los puntos

$\text{reorganizado} = \text{mayor a menor}(Turbinas_{\text{originales}}(2))$

- ▷ Se reorganizan las turbinas
- ▷ de acuerdo a los puntos

return reorganizado

end procedure

Algoritmo 9 Corrección de Velocidades por Efecto de Grandes Parques, parte 1

Entran como parámetros la localización de las diferentes turbinas del parque (ya reorganizadas), la velocidad de viento a la altura del buje de cada turbina, la dirección del viento a la altura del cubo de cada turbina, los diámetros de cada turbina, la rugosidad del terreno (de valores predeterminados o el cortante de viento calculado en sitio) y el aumento de rugosidad del parque (ingresada por el usuario). Sale de esta función la velocidad de viento afectada por la corrección de la turbina de interés en el tiempo para el cual se ingresaron los datos.

Este método se ejecuta una vez por cada dato horario.

procedure VGRANDESPARQUES($V_{Turbina\ 1}, V_{Turbina\ 2}, \dots, V_{Turbina\ N}, D_{Turbina\ 1}, \dots, D_{Turbina\ N}, Diam_{Turbina\ 1}, Diam_{Turbina\ 2}, \dots, Diam_{Turbina\ N}, X_{Turbina\ 1}, X_{Turbina\ 2}, \dots, X_{Turbina\ N}, Y_{Turbina\ 1}, Y_{Turbina\ 2}, \dots, Y_{Turbina\ N}, h_{cubo-Turbina\ 1}, h_{cubo-Turbina\ 2}, \dots, h_{cubo-Turbina\ n}, z_{01}, z_{aug}$)

$n = N$ ▷ Se calcula el número total de turbinas

for $j = 2$ hasta n **do** ▷ No existe corrección para la primera turbina (más a barlovento)

$$\theta = (90 - D_{Turbina\ j}) \frac{\pi}{180}$$

$$dirección_{viento} = \begin{bmatrix} -\cos(\theta) \\ -\sin(\theta) \end{bmatrix}$$

$$dirección_{turbinas} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ j} - X_{Turbina\ 1} \\ Y_{Turbina\ j} - Y_{Turbina\ 1} \end{bmatrix}$$

$$proyección = \text{producto punto}(dirección_{viento}, dirección_{turbinas})$$

$$x_{dist} = \text{proyección}$$

if $x_{dist} > 0$ **then** ▷ No existe corrección para la primera turbina (más a barlovento)

$h_{eq} = function(h, x, z_{02}) \frac{h}{z_{02}} \left(\ln \left(\frac{h}{z_{02}} \right) - 1 \right) - 0.9 \frac{x}{z_{02}}$ ▷ Es la función para el cálculo de altura de capa límite

$h_{IBL} < -(2/3)h_{cubo-Turbina\ j} + uniroot(f = ecuacion, interval = c(0.0001, 10000), x = x_{dist}, z_{02} = z_{02})$ ▷ Se halla la altura con el método de bisección y se incluye la desviación de 2/3 de altura de cubo.

$$z' = h_{cubo-Turbina\ j} - Diam_{Turbina\ j}/2$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 10 Corrección de Velocidades por Efecto de Grandes Parques, parte 2

...Continuación de página anterior...

if $x_{dist}/Diam_{Turbina\ j} < 60$ **then** ▷ Si la distancia es menor a 60 diámetros de turbina, no se aplica la función de recuperación.

if $0.09h_{IBL} < z' < 0.3h_{IBL}$ **then** ▷ Se verifica si se aplica la corrección de la capa límite en la Zona 2.

$$V_{Turbina\ N} = \frac{V_{Turbina\ N}}{\ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right)} \left[\frac{\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right)}{\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right)} \ln\left(\frac{0.09h'}{z_{02}}\right) \left(1 - \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)}\right) + \ln\left(\frac{0.3h'}{z_{01}}\right) \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)} \right]$$

else if $z' \leq 0.09h'$ **then** ▷ Se verifica si se aplica la corrección de la capa límite en la Zona 3.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N} \left[\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right) \ln\left(\frac{z'}{z_{02}}\right) \right] / \left[\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right) \ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right) \right]$$

else if $z' \geq 0.3h'$ **then** ▷ Si se está en la Zona 1 de la capa límite, no se aplica ninguna corrección.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N}$$

end if

else if $x_{dist}/Diam_{Turbina\ j} \geq 60$ **then** ▷ Si la distancia es mayor igual a 60 diámetros de turbina, se aplica la función de recuperación.

$$V_{Turbina\ N} = V_{Turbina\ N} \left(1 - \left(1 - \frac{V_{SR}}{V_{Turbina\ N}} \right) * 0.5^{\frac{x_{dist} - 60Diam_{Turbina\ j}}{40Diam_{Turbina\ j}}} \right) \quad \triangleright$$

V_{SR} es la velocidad corregida sin aplicar la función de recuperación y calculada igual que en el anterior condicional.

end if

end if

end for

end procedure

Algoritmo 11 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 1

Entran como parámetros la localización de las diferentes turbinas del parque (ya reorganizadas), la velocidad de viento a la altura del buje de cada turbina, la dirección del viento a la altura del cubo de cada turbina, la curva de empuje de cada turbina y los diámetros de cada turbina. Sale de esta función la velocidad de viento perturbada de la turbina de interés en el tiempo para el cual se ingresaron los datos.

Este método se ejecuta una vez por cada dato horario.

procedure VESTELA($V_{Turbina\ 1}, V_{Turbina\ 2}, \dots, V_{Turbina\ N}, D_{Turbina\ 1}, D_{Turbina\ 2}, \dots, D_{Turbina\ N},$
 $Diam_{Turbina\ 1}, Diam_{Turbina\ 2}, \dots, Diam_{Turbina\ N}, X_{Turbina\ 1}, X_{Turbina\ 2}, \dots, X_{Turbina\ N},$
 $Y_{Turbina\ 1}, Y_{Turbina\ 2}, \dots, Y_{Turbina\ N}, h_{cubo-Turbina\ 1}, h_{cubo-Turbina\ 2}, \dots, h_{cubo-Turbina\ N}$)

$n = N$

▷ Se calcula el número total de turbinas

for $j = 1$ hasta n **do**

$$\theta = (90 - D_{Turbina\ j}) \frac{\pi}{180}$$

AUX = 0

$$dirección_{viento} = \begin{bmatrix} -\cos(\theta) \\ -\sin(\theta) \end{bmatrix}$$

for $k = 1$ hasta n **do**

$$dirección_{turbinas} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ j} - X_{Turbina\ k} \\ Y_{Turbina\ j} - Y_{Turbina\ k} \\ h_{cubo-Turbina\ j} - h_{cubo-Turbina\ k} \end{bmatrix}$$

proyección = producto punto($dirección_{viento}, dirección_{turbinas}$)

$x = \text{proyección}$

if $x > 0$ **then**

▷ se determina si la estela va en dirección a la turbina j

$$R_{estela} = \frac{Diam_{Turbina\ k}}{2} + 0.075 \times x \quad \triangleright \text{Es el radio de la estela al llegar a la turb. j}$$

$$V_{st_k} = V_{np_k} \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_{th}}}{(1 + 2kx / Diam_{Turbina\ k})^2} \right) \quad \triangleright \text{Es la velocidad de la estela de k}$$

▷ Al llegar a la turbina j

$$\begin{bmatrix} X_{estela} \\ Y_{estela} \\ h_{estela} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{Turbina\ k} - x \times \cos \theta \\ Y_{Turbina\ k} - x \times \sin \theta \\ h_{cubo-Turbina\ k} \end{bmatrix}$$

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 12 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 2

...Continuación de página anterior...

$$d = \text{abs} \left(\text{norma} \left(\begin{bmatrix} X_{estela} - X_{Turbina\ j} \\ Y_{estela} - Y_{Turbina\ j} \\ h_{estela} - h_{cubo-Turbina\ j} \end{bmatrix} \right) \right) \quad \begin{array}{l} \triangleright \text{distancia entre} \\ \triangleright \text{el centro de estela k} \\ \triangleright \text{y el cubo de turb. j} \end{array}$$

if $d \geq D/2 + R_{estela}$ **then** $\triangleright$ Se calcula el área de influencia de la estela
 $\triangleright$ Estas son las fórmulas del área
 $\triangleright$ entre dos círculos secantes

$$A_{influencia\ estela,k} = 0$$

else if $R_{estela} \leq d < D/2 + R_{estela}$ **then**

$$d_1 = \text{abs} \left(\frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - (R_{estela})^2 + d^2}{2d} \right)$$

$$z = \text{abs} \left(\left(\frac{D}{2}\right)^2 - d_1^2 \right)^{0.5}$$

$$A_{influencia\ estela,k} = \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

else if $R_{estela} - \frac{D}{2} \leq d < R_{estela}$ **then**

$$d_1 = \text{abs} \left(\frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - (R_{estela})^2 + d^2}{2d} \right)$$

$$z = \text{abs} \left(\left(\frac{D}{2}\right)^2 - d_1^2 \right)^{0.5}$$

if $d > \left((R_{estela})^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right)^{0.5}$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

else if $d \leq \left((R_{estela})^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right)^{0.5}$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \pi \frac{D^2}{4} - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \text{acos} \left(\frac{d_1}{\frac{D}{2}} \right) + (R_{estela})^2 \text{acos} \left(\frac{d-d_1}{R_{estela}} \right) - d \times z$$

end if

else if $d < R_{estela} - D/2$ **then**

$$A_{influencia\ estela,k} = \pi \frac{D^2}{4}$$

end if

... Continúa en página siguiente ...

Algoritmo 13 Estimación de velocidades perturbadas por efecto de estela, parte 3

...Continuación de página anterior...

$$\beta_k = \frac{A_{influeniaestela,k}}{A_{rotor,j}} \quad \triangleright \text{Indica qué tal influyente es el área de estela}$$

$$AUX = AUX + \beta_k (V_{Turbina,j} - V_{st,k}(x_{kj}))^2$$

end if

end for

$$V_{perturbada-j} = V_{Turbina,j} - \sqrt{AUX}$$

end for

return ($V_{perturbada-1}, V_{perturbada-2}, \dots, V_{perturbada-N}$)

Algoritmo 14 Estimación generación por turbina en bornes

A este método entran las velocidades perturbadas y la curva de potencia de la turbina. Se obtienen las potencias generadas en cada dato horario y con estas se calcula la energía horaria entregada.

Esta función se ejecuta una vez por turbina.

procedure CALCPOTENCIAS($V_{perturbada}, P, V_{sitio-P}$)

$n = \text{length}(V_{perturbada})$

for $i = 1$ hasta n **do**

$P_{resultante}(i) = \text{which}(P, V_{perturbada}(i))$

- $\triangleright$ Se halla la potencia correspondiente
- $\triangleright$ a la velocidad perturbada.
- $\triangleright$ De ser necesario, esta potencia se interpola
- $\triangleright$ linealmente desde los puntos más cercanos
- $\triangleright$ disponibles de la curva de potencia

end for

return $P_{resultante}$

end procedure

Algoritmo 15 Estimación pérdidas eléctricas

Este método toma la longitud del cable hallada en el algoritmo 5 para cada turbina (L), así como los otros parámetros importantes como el voltaje de media tensión del cableado del parque (V), la resistencia del cable (r) y la energía horaria que se está transportando (E), para estimar las pérdidas eléctricas, entregando la energía final disponible en el PCC.

Este algoritmo se ejecuta una vez por cada turbina.

procedure PERDELEC($E[kW]$, $V[kV]$, $r[\frac{ohm}{km}]$, $L[km]$)

$$E_{PCC} = E - \left(\frac{E}{V}\right)^2 \times (r \times L)$$

▷ como E es una serie horaria,
▷ E_{PCC} también es una serie horaria

end procedure

2. Descripción de los modelos usados

En esta sección se presentan todos los modelos que comprende el aplicativo para entregar el cálculo de la energía mensual y de la función de conversión. En general, como se mostraba en la introducción, la base del cálculo consiste en identificar cuál es la velocidad que está incidiendo sobre cada una de las turbinas a la altura del buje con qué condiciones atmosféricas. Una vez se conoce esta velocidad se puede realizar el cálculo de potencia generada por cada turbina de manera individual y teniendo en cuenta las pérdidas eléctricas encontrar la energía total disponible en el punto de conexión común. Teniendo en cuenta lo anterior, los modelos se dividen en los que son necesarios para hallar la velocidad incidente en cada turbina (Modelo de Estela), los modelos para calcular la energía entregada por cada turbina en su bornera una vez conocida esta velocidad (Modelo de Turbina) y las pérdidas eléctricas hasta el punto de conexión común (Modelo de pérdidas eléctricas).

2.1. Modelo de Estela

Consideraciones generales

Para generar energía eléctrica, una turbina eólica extrae energía del viento. Debido a esto, la velocidad del viento detrás de la turbina es menor a la velocidad al frente de la turbina. Si se sitúa otra turbina detrás de la primera, su velocidad de viento incidente será menor a la velocidad original. Este efecto se conoce como el efecto de estela [5].

En general el efecto de la turbina en la velocidad no es simple. En primer lugar, la velocidad no se distribuye de manera uniforme detrás de la turbina (ver figura 2). Adicionalmente, la masa de aire a sotavento, detrás de la turbina, interactúa con la velocidad no perturbada y va recuperando velocidad, hasta que alcanza nuevamente el valor de la velocidad no perturbada [10] (ver figura 3).

A pesar de este comportamiento complejo, existen una serie de modelos semi-empíricos que buscan calcular el efecto de esta disminución de velocidad sobre la energía promedio del viento más que encontrar en detalle el perfil de velocidades. Uno de estos modelos es el Modelo de Estela de Jensen, utilizado ampliamente en distintos paquetes comerciales para el cálculo de la producción de energía de parques eólicos, tales como WAsP, WindPRO y WindFarmer [10].

2.1 Modelo de Estela

Debido a su facilidad de cálculo y sus buenos resultados al comparar con datos experimentales, éste es el modelo que se utiliza en el aplicativo. En la siguiente sección se explica en qué consiste este método.

Por último, es importante tener en cuenta que una turbina puede estar afectada sólo parcialmente por una estela (ver Figura 4), o por más de una estela a la vez, bien sea porque está detrás de varias líneas de turbinas (ver Figura 5) o porque dos turbinas de la línea anterior alcanzan a afectarla (ver Figura 6). Debido a esto, una vez se ha calculado cómo evoluciona la estela de las turbinas de barlovento, el software realiza el cálculo de la velocidad de viento equivalente en las turbinas de sotavento por medio del modelo de Koch, que se explicará en la última sección de este capítulo.

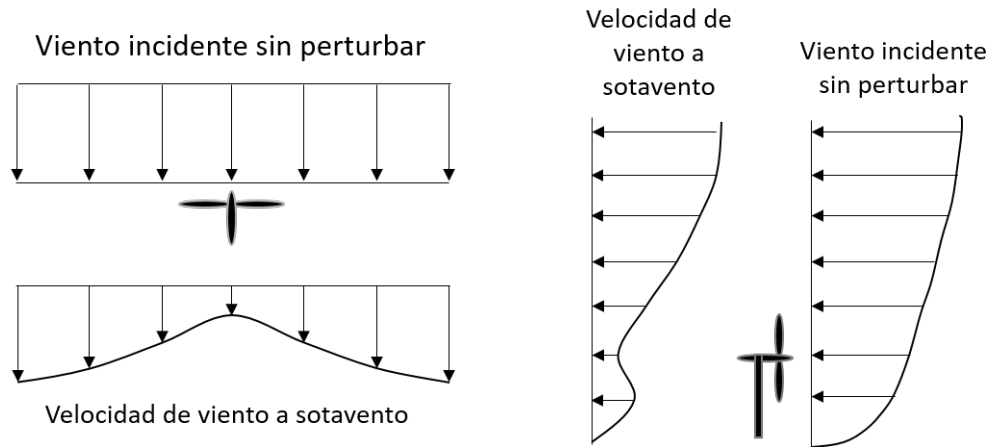


Figura 2: Velocidad en términos de la velocidad no perturbada una vez pasa por la turbina. Izquierda: Vista superior. Derecha: Vista lateral. Original tomado de [6]

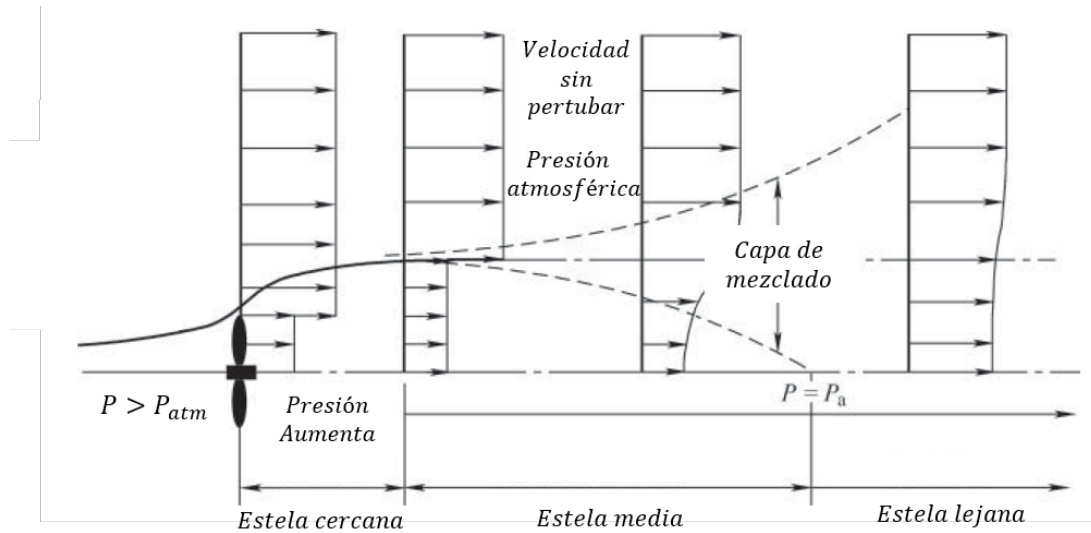


Figura 3: Recuperación de la velocidad de viento atrás de la turbina. Original tomado de [10]

2.1 Modelo de Estela

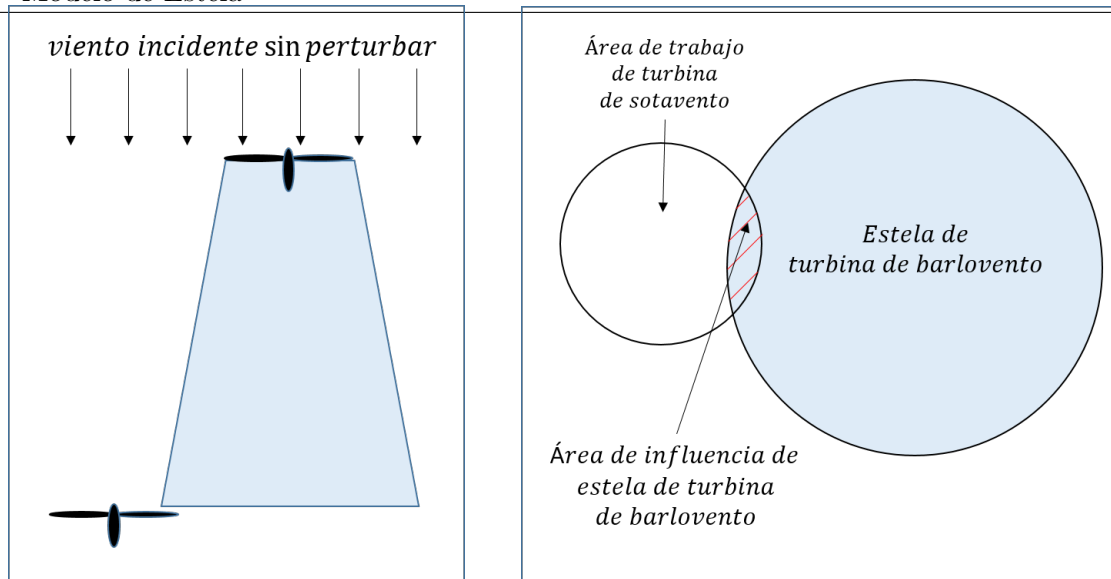


Figura 4: Ejemplo de turbina afectada de manera parcial por una estela. Izquierda: Vista superior. Derecha: Vista lateral. Imagen desarrollada para el documento



Figura 5: Parque eólico de "Horns Rev". En la imagen se evidencia que las turbinas de las últimas filas (sotavento) están afectadas por varias turbinas. Imagen original tomada de [11]

2.1 Modelo de Estela

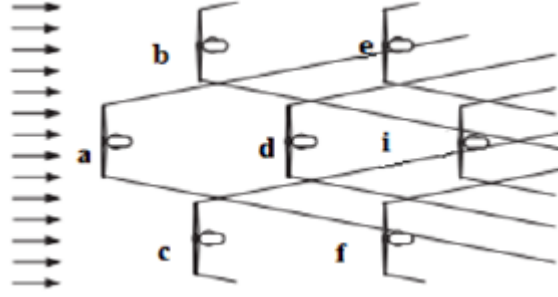


Figura 6: Esquema de un parque eólico, en el cual una turbina está afectada por más de una estela simultáneamente (caso turbina i). Original tomado de [12]

Modelo de estela de Jensen

El modelo de estela de Jensen hace parte de una serie de modelos semi-empíricos que describen la evolución de la estela a partir de una velocidad uniforme detrás del rotor. Esta estela uniforme va aumentando su diámetro y recuperando su velocidad, como se muestra en la figura 7.

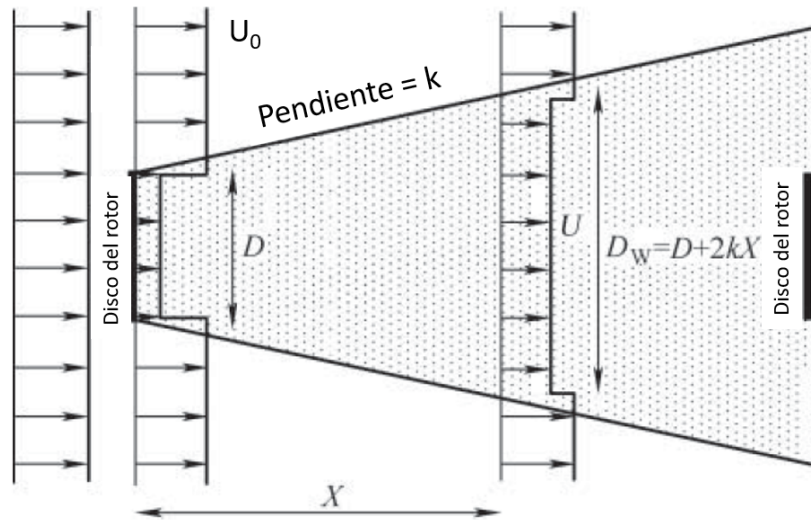


Figura 7: Evolución de la estela con la distancia. Original tomado de [10]

En este modelo, el área de efecto de la estela aumenta de manera lineal con la distancia, y su velocidad reducida se recupera consecuentemente:

$$D(x) = D_{rotor} + 2kx \quad (1)$$

Donde x corresponde a la distancia en la dirección de la velocidad de viento medida desde el disco del rotor, D es el diámetro del área donde se presenta la velocidad reducida y k corresponde a la tangente del ángulo que describe el crecimiento de la estela y está relacionada con la turbulencia del viento. Este último parámetro se halla experimentalmente y se toma como 4 % (0.04) para turbinas que no han sido afectadas por otras y 8 % (0.08) para turbinas que se encuentra afectadas

2.1 Modelo de Estela

por la estela de alguna turbina [5] ⁵.

La recuperación de la velocidad se halla a partir de la conservación de momentum lineal, de donde se obtiene:

$$V(x) = V_{np} \left(1 - \frac{2a}{(1 + 2kx/D)^2} \right) \quad (2)$$

Donde la velocidad V reducida depende de la velocidad de viento no perturbada V_{np} que se presentaría en ausencia de turbinas, los factores geométricos mencionado de la ecuación anterior y del factor de inducción axial a , que mide qué tanto se frena el viento al pasar por la turbina [13]. a se puede calcular como:

$$a = \frac{1}{2} \left(1 - \sqrt{1 - C_{th}} \right) \quad (3)$$

Donde C_{th} corresponde al valor del coeficiente de empuje de la turbina suministrado por la curva del fabricante. Una vez se conoce la dirección de viento y el tamaño y valor de la velocidad de la estela de las turbinas de barlovento se procede a calcular la velocidad equivalente en la turbina de sotavento a partir del modelo de Koch, como se explica en la sección siguiente.

Efecto de la estela de Koch

El efecto de múltiples estelas sobre una turbina a sotavento es función de qué tanta área del rotor se encuentre afectada (ver Figura 4). Para cuantificar esta área se define:

$$\beta = \frac{A_{influencia\ estela}}{A_{rotor}} \quad (4)$$

En donde el área de influencia $A_{influencia\ estela}$ va a depender de las áreas originales de cada turbina, de su ubicación en el parque (coordenadas geográficas y altura topográfica) y de la dirección del viento. Como se muestra en la Figura 8, dos turbinas en el parque pueden tener un diferente β para dos instantes en el tiempo, dependiendo de la dirección del viento.

Para calcular el parámetro β , para dos turbinas 1 y 2, siendo 2 la turbina a barlovento, se debe calcular en primer lugar la distancia entre el centro de la estela y el centro de la turbina 1 (Figura 9). Una vez se conoce esta distancia se puede saber si la turbina 1 está afectada completamente, afectada parcialmente o no está afectada en los absoluto (Figura 10): si la distancia d entre los centros es mayor al radio de la estela más el radio de la turbina 1 no hay área de influencia. Si la distancia d es menor a esta suma, existe un área de influencia⁶.

Con las relaciones definidas para β y para la velocidad a cierta distancia $V(x)$ se calcula la velocidad como:

$$V_j = V_{npj} - \sqrt{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^N \beta_k (V_{npj} - V_k(x_{kj}))^2} \quad (5)$$

⁵Los valores de k asignados a turbinas afectadas o no afectadas cambian en distintas referencias bibliográficas. Koch reporta los valores indicados de 4% y 8% para caso sin perturbar y perturbado [5]. Otras fuentes, como Zhang, reportan 7.5% para turbinas no perturbadas y hasta 11% para turbinas perturbadas[10]. Los valores que usará el aplicativo se determinarán después de la calibración del modelo con los datos experimentales.

⁶Para ver las fórmulas en detalle para el cálculo de $A_{influencia\ estela}$, remitirse a la sección de Pseudocódigo al inicio del documento

2.1 Modelo de Estela

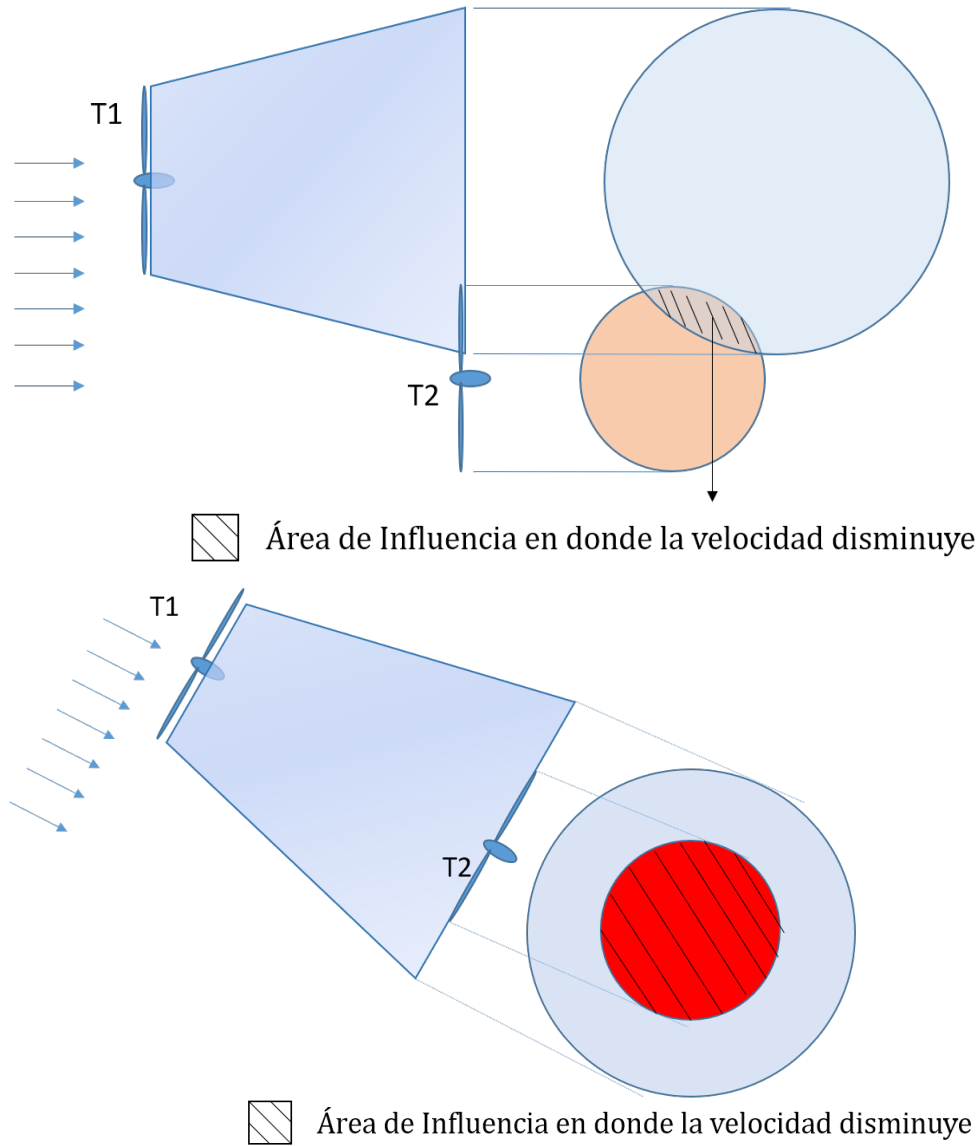


Figura 8: Efecto de la dirección del viento en el valor de $A_{influencia}$ y consecuentemente en β . Arriba: Situación de primera dirección de viento. Abajo: Situación de segunda dirección de viento, mismas turbinas.

2.1 Modelo de Estela

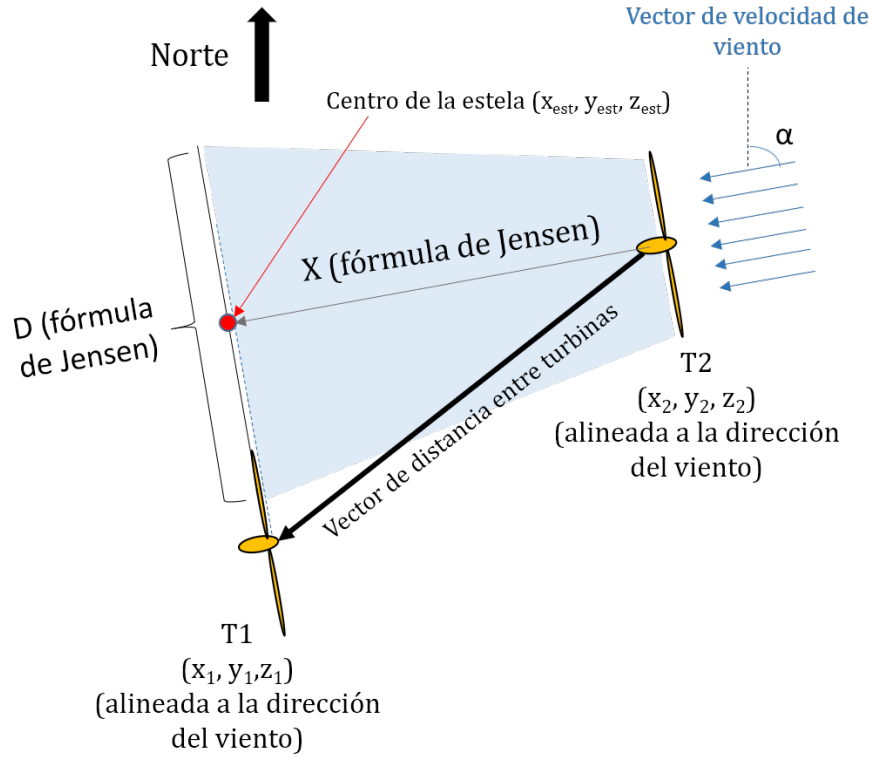


Figura 9: Posición del centro de la estela.

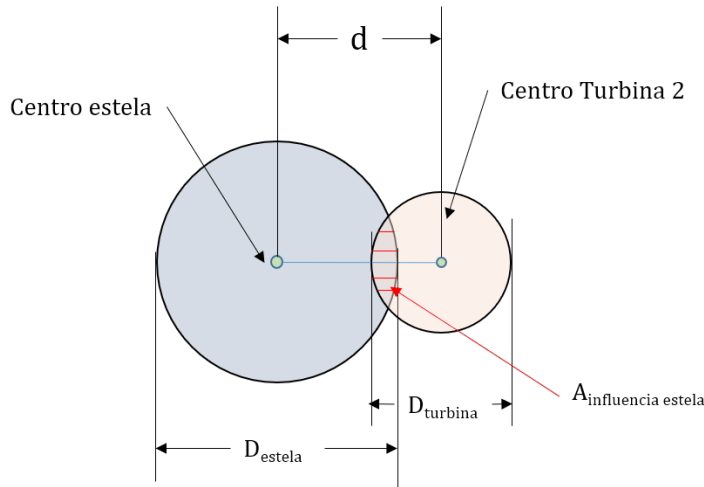


Figura 10: Cálculo de la distancia entre centros y valor del área de influencia. Caso $d < R_{estela} + r_{turbina}$

Donde la velocidad de una turbina en particular (j) V_j , se calcula a partir de la velocidad del viento si no existieran turbinas V_{npj} y se restan todas las influencias de las otras turbinas de barlovento en el parque (identificadas con el subíndice k), siendo N el número total de turbinas a barlovento, β_k la relación de la ecuación 4 y $V_k(x_{kj})$ la velocidad de la estela cuando alcanza a la turbina de interés.

2.1 Modelo de Estela

Corrección para Grandes Parques

Consideraciones Generales En los algoritmos de estela estándar (como el presentado anteriormente) se modela el parque eólico en dos etapas separadas: 1) el flujo de viento atmosférico (ambiental) sin presencia del parque eólico es establecido a partir de la campaña de medición y las reconstrucciones temporales de velocidad y dirección; 2) las turbinas son ubicadas dentro de este flujo y se calculan los efectos de estela. En este caso, se asume que la primera etapa es independiente de las estelas generadas por las turbinas eólicas. Esta suposición ignora que ambas etapas interactúan entre sí y que, en consecuencia, el parque eólico también afecta el flujo de viento ambiental, lo cual subestima las pérdidas de estela y por tanto sobre-estima la producción energética del parque [14].

Numerosas investigaciones han mostrado que esta interacción es importante en parque eólicos grandes, principalmente cuando superan las 5 filas de turbinas y se encuentran fuera de costa ([15], [16], [17], [18]). La presencia de numerosas turbinas generan el equivalente a un área de alta rugosidad la cual es capaz de alterar la capa límite atmosférica fuera de la zona de influencia de las estelas de las turbinas, reduciendo la cantidad de energía disponible para la producción de energía. Este cambio de rugosidad entre el terreno y la generada por el parque genera un capa límite interna, dentro de la cual la velocidad de viento se encuentra reducida.

El desarrollo de una capa límite interna debida a la presencia de turbinas eólicas es más pronunciado en parques fuera de costa, mientras que en proyectos dentro de costa el efecto es menos pronunciado y oculto por los efectos de la alta rugosidad del terreno; sin embargo, el efecto sigue siendo importante para un alto número turbinas.

Modelo de Garrad-Hassan WindFarmer Para tener en cuenta los efectos de grandes parques se implementó una corrección a la velocidad incidente de cada turbina eólica desarrollada originalmente para el software de Garrad-Hassan WindFarmer [19]. Este modelo puede ser descrito en tres simples pasos:

- Se utiliza la información de la campaña de medición y las reconstrucciones de velocidad y dirección del viento para describir el flujo de viento ambiental in situ.
- Se ubican las turbinas del parque eólico y se calcula la corrección de grandes parques debido a la presencia de turbinas.
- Se aplica el modelo de estela inicializado con las velocidades corregidas por el efecto de grandes parques sobre cada turbina.

La corrección empírica desarrollada por Garrad-Hassan rompe con la suposición tradicional de independencia del flujo de viento ambiental respecto al parque eólico partiendo de dos componentes fundamentales: la **modificación de la capa límite** y la **recuperación de velocidad a barlovento**.

La **modificación de la capa límite** establece la magnitud de la corrección a la velocidad de viento para cada turbina con respecto a la altura de la capa límite interna generada por el parque eólico. Como se observa en la Figura 11, la capa límite se extiende desde la primera turbina (o fila de turbinas) y aumenta su altura de influencia con la distancia a barlovento. Para definir la altura de la capa límite, se tiene en cuenta la distancia a barlovento x con respecto a la primera turbina y el cambio de rugosidad del parque el cual se define a partir de dos parámetros: la rugosidad del terreno z_{01} , que tiene un valor de 0.0002 m fuera de costa, 0.055 m dentro de costa (en promedio), o puede ser calculada a partir del cortante de viento en sitio; y la rugosidad aumentada por el

2.1 Modelo de Estela

parque $z_{02} = z_{01} + z_{aug}$, donde un rango de z_{aug} entre 0.02 m y 0.05 m ha mostrado tener los mejores resultados [4], donde 0.03 m es el valor más recomendado para fuera de costa y 0.05 m el más recomendado para dentro de costa. Partiendo de la distancia x y la rugosidad z_{02} se puede despejar la altura de la capa límite interna de la siguiente ecuación:

$$\frac{h}{z_{02}} \left(\ln \left(\frac{h}{z_{02}} \right) - 1 \right) = 0.9 \frac{x}{z_{02}} \quad (6)$$

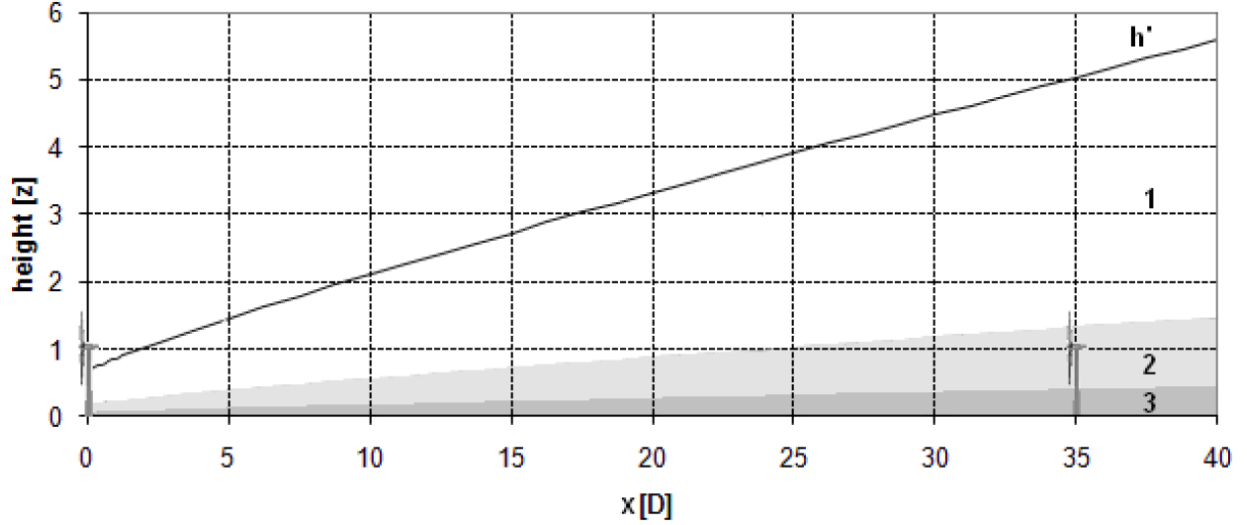


Figura 11: Desarrollo de la capa límite interna generada a partir de la primera fila de turbinas del parque eólico con Zonas 1, 2 y 3 señaladas. Tomado de [4]

Para tener en cuenta que la energía cinética de viento no es extraída del suelo, una desviación de $2/3$ de la altura del cubo de las turbinas eólicas es usada para definir una nueva altura ($h' = h + (2/3)H_{cubo}$). Si el parque posee turbinas con diferentes alturas de cubo, la desviación se define conforme a la altura promedio de todas las turbinas. Adicionalmente, se asume que la alteración causada por el efecto de grandes parques es percibida en el borde inferior del rotor ($z' = H_{cubo} - R_{rotor}$). Partiendo de estos parámetros, se divide la capa límite en tres zonas (Figura 11) donde la velocidad incidente de las turbinas se corrige según los siguientes lineamientos:

- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la capa superior (Zona 1: $z' \geq 0.3h'$) la velocidad incidente no es corregida ($u = u_1$).
- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la Zona 2 ($0.09h' < z' < 0.3h'$) la velocidad incidente se corrige según la siguiente ecuación:

$$u = \frac{u_1}{\ln \left(\frac{z'}{z_{01}} \right)} \left[\frac{\ln \left(\frac{h'}{z_{01}} \right)}{\ln \left(\frac{h'}{z_{02}} \right)} \ln \left(\frac{0.09h'}{z_{02}} \right) \left(1 - \frac{\ln \left(\frac{z'}{0.09h'} \right)}{\ln \left(\frac{0.3}{0.09} \right)} \right) + \ln \left(\frac{0.3h'}{z_{01}} \right) \frac{\ln \left(\frac{z'}{0.09h'} \right)}{\ln \left(\frac{0.3}{0.09} \right)} \right] \quad (7)$$

- Si el borde inferior del rotor se encuentra dentro de la Zona ($z' \leq 0.09h'$) la velocidad incidente se corrige según la siguiente ecuación:

$$u = u_1 \left[\ln \left(\frac{h'}{z_{01}} \right) \ln \left(\frac{z'}{z_{02}} \right) \right] / \left[\ln \left(\frac{h'}{z_{02}} \right) \ln \left(\frac{z'}{z_{01}} \right) \right] \quad (8)$$

2.1 Modelo de Estela

En la Figura 12 se muestra un esquema general en el que muestra la corrección de velocidad por el efecto de grandes parques dependiendo de la distancia a barlovento y la zona de la capa límite que está incidiendo en la producción energética de la turbina.

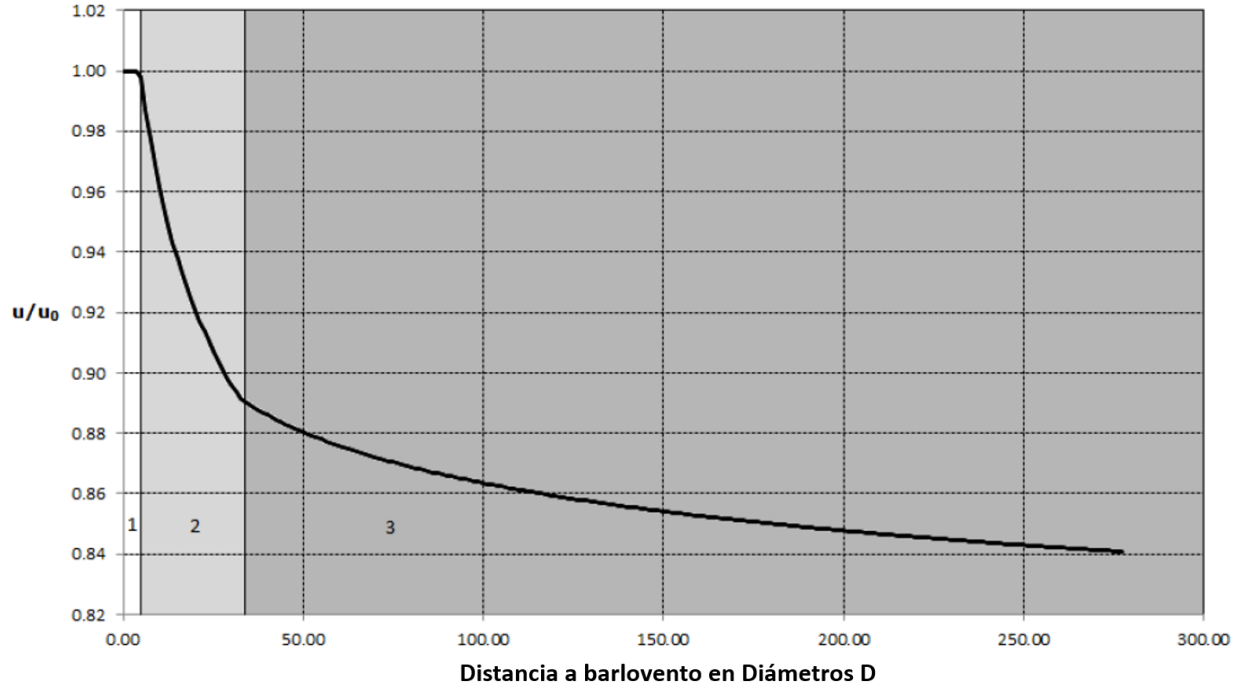


Figura 12: Esquema representando la variación de la corrección de velocidad dependiendo de la zona de la capa límite interna. Tomado de [4]

Finalmente, investigaciones sobre este fenómeno evidencian la existencia de una **recuperación de velocidad a barlovento** luego de una distancia específica (Figura 13). Garrad-Hassan modela esta recuperación como una función exponencial de la siguiente manera [4]:

$$u_r = u_1 \left(1 - \left(1 - \frac{u}{u_1} \right) * 0.5^{\frac{x - x_{inicio}}{x_{50\%}}} \right) \quad (9)$$

Donde:

- x_{inicio} es la distancia de inicio de la función de recuperación, establecida en 60 diámetros de turbina.
- $x_{50\%}$ es la distancia medida desde x_{inicio} donde la corrección de velocidad se ha reducido al 50 %. Esta distancia se establece en 40 diámetros de turbina.
- u_r es la velocidad recuperada que incide en la turbina eólica.
- u_1 es la velocidad sin afectar por corrección de grandes parques.
- u es la velocidad corregida por grandes parques sin aplicar la función de recuperación.

Finalmente, es importante recordar que este modelo se encuentra en validación: Los autores del modelo [4] han validado su uso en parques fuera de costa, mientras que para el caso dentro

2.1 Modelo de Estela

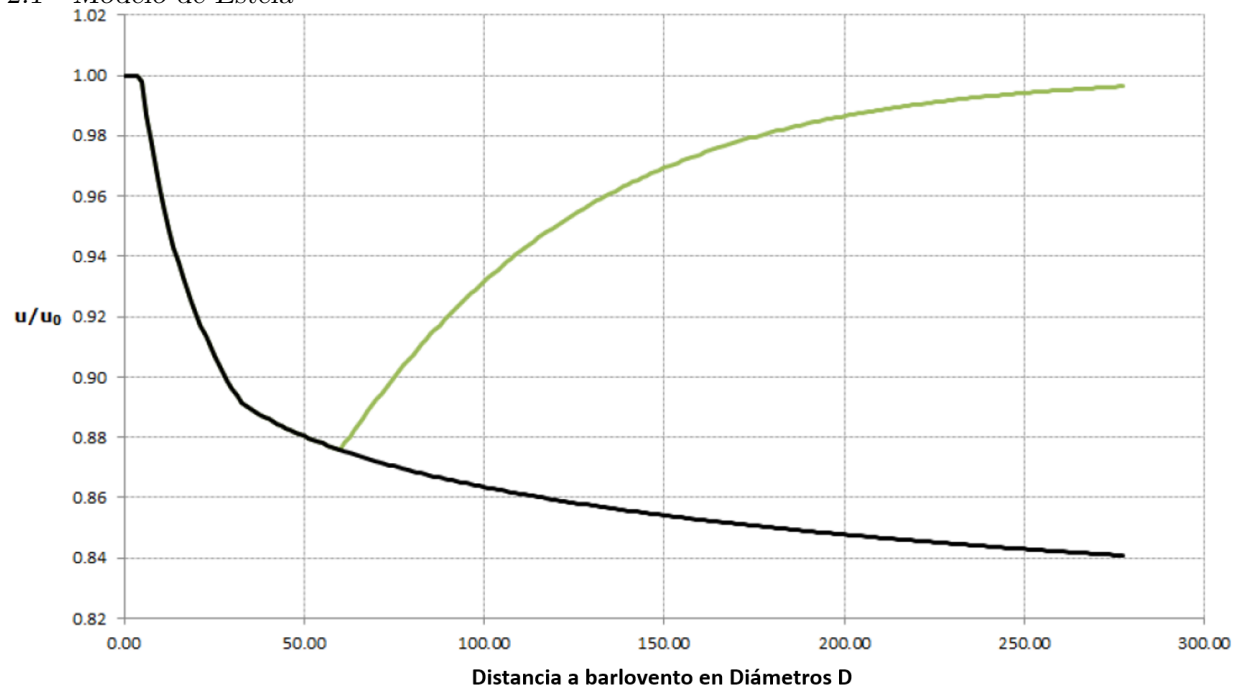


Figura 13: Esquema representando la recuperación de la velocidad de viento incidente a barlovento. Tomado de [4]

de costa todavía no se han definido los alcances del modelo con precisión. En este aplicativo se implementa este modelo con la mayor información disponible en manuales y consultas puntuales con WindFarmer, por lo que el uso de esta herramienta es experimental y debe ser usado cuidadosamente.

2.2 Modelo de Turbina

2.2. Modelo de Turbina

Consideraciones Generales

La energía generada por una turbina eólica en cierto período de tiempo se ve afectada principalmente por 2 variables. La primera, es la velocidad de viento, la segunda es el equipo que se desee instalar, con su respectiva curva de potencia (similar a la presentada en la figura 14) y los efectos que sufra con las condiciones atmosféricas del lugar de instalación. A partir de estos dos elementos se puede calcular la energía eléctrica entregada por el equipo en la bornera.

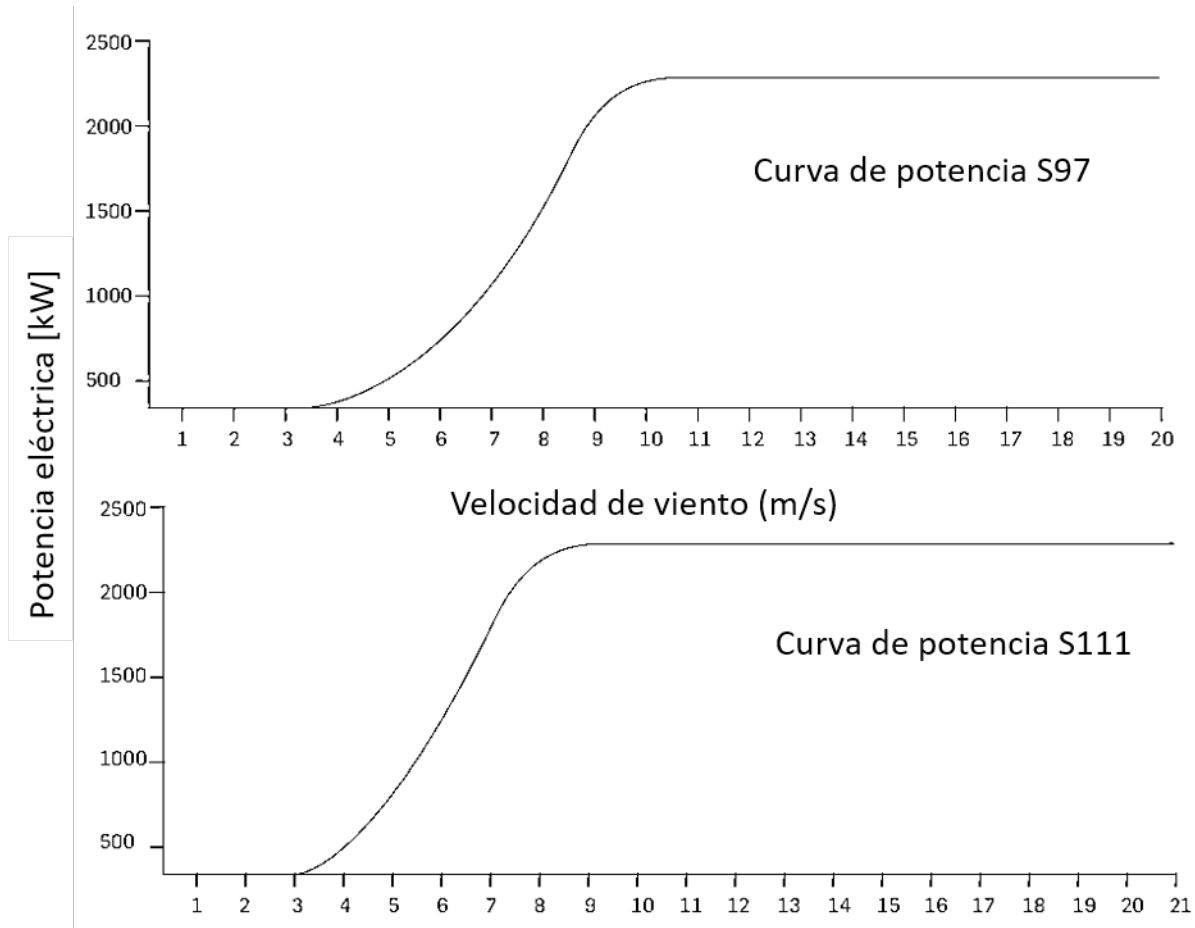


Figura 14: Curvas típicas de potencia de un aerogenerador. Original tomado de [20]

Una vez se tienen los datos anteriores, se puede calcular la energía neta que entrega la turbina, bien sea utilizando métodos estadísticos (con varias aproximaciones) o directos (utilizando todos los datos entregados, sin aproximaciones) [6]. Ambos métodos se explicarán en la sección de *Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina*.

Finalmente, es importante considerar que la velocidad usada corresponde a la velocidad a la altura del cubo. Si se tiene la velocidad a alturas menores, se debe extrapolar a la altura del cubo⁷. Adicionalmente, los parámetros que se utilizan en las ecuaciones anteriores varían en función tanto

⁷Este procedimiento se explica en el documento de *Modelos de Extrapolación por Altura para el Modelamiento de Energía en Firme de Plantas Eólicas del Acuerdo 1319*.

2.2 Modelo de Turbina

del equipo que se desee instalar como de las condiciones atmosféricas que se tengan. La influencia de cada una de las variables se presenta en la sección de *Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina*.

Métodos de Cálculo de la Energía Mensual de Turbina

Método estadístico El método estadístico se basa en encontrar el valor promedio la potencia en el intervalo de tiempo de interés. El cálculo se hace conociendo la función continua de la potencia de la turbina en términos de la velocidad de viento y la función de densidad de probabilidad del viento [7], como:

$$P_{promedio}[kW] = \int_{V_{entrada}}^{V_{salida}} P(V)[kW]f(V)dV \quad (10)$$

Donde $P(V)$ corresponde a la función de potencia, que se obtiene al ajustar los datos de la curva del fabricante a una función continua. Por otro lado, la función de densidad de probabilidad $f(v)$ se obtiene al ajustar los datos de velocidad de viento a una distribución de frecuencia, que típicamente es una distribución de Weibull de dos parámetros [21]:

$$f(V) = \left(\frac{\alpha}{\beta}\right) \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\beta}\right)^{\alpha}\right) \quad (11)$$

Donde α es el parámetro de forma y β el parámetro de escala ⁸ y ambos parámetros se estiman por el método de máxima verosimilitud [21], para garantizar un mejor ajuste de la distribución a los datos reales [22].

Una vez se tiene la potencia promedio se calcula la energía generada en ese intervalo al multiplicarla por el tiempo total del período en horas, para obtener la energía en unidad de kWh:

$$E_{periodo}[kWh] = T[h]P_{promedio}[kW] \quad (12)$$

Método directo En el método directo se calcula la potencia generada por el equipo para cada dato diezminutal de velocidad de viento, de acuerdo a la curva del fabricante. Posteriormente, se calcula la energía generada de ese dato multiplicando la potencia por el tiempo de duración, en este caso, diez minutos:

$$E_{10min}[kWh] = P_{10min}[kW]t \quad (13)$$

$$t = 1/6[h] \quad (14)$$

Donde P_{10min} es la potencia generada por la velocidad de viento medida (calculada a partir de la curva de potencia del fabricante) y E_{10min} es la energía, que se obtiene al multiplicar la potencia por el tiempo t , de 10 minutos. Este procedimiento se repite para todos los datos del período de interés y se suman todos los resultados para encontrar la energía total del período:

$$E_{periodo}[kWh] = \sum_{i=1}^N E_{10min}[kWh] \quad (15)$$

⁸En la literatura, los parámetros de forma y escala se identifican con diferentes símbolos. En algunos casos se presenta β como el parámetro de forma y α como al parámetro de escala, o incluso otros símbolos como η para el parámetro de escala y β o k para el parámetro de forma.

2.2 Modelo de Turbina

Donde $E_{periodo}$ es la energía total del mes y N corresponde al número total de datos del mes; por ejemplo, para un mes de 31 días como Octubre es $N = 4464$ y para el total de 10 años $N \approx 525\,600$.

De los dos métodos anteriores, **el aplicativo realiza el cálculo de la energía mensual esperada a través del método directo**. Con esto, se busca evitar una posible sobre-estimación en la producción del parque asociada a: i) información de viento que no se ajuste fielmente a una distribución de Weibull y ii) curvas de fabricantes que no se aproximen adecuadamente a través de funciones cúbicas simples.

Efectos de Condiciones Atmosféricas en la Energía Mensual de Turbina

La potencia que produce una turbina eólica del viento está limitada en primer lugar por la cantidad de potencia que posee el viento incidente en el equipo, calculada como:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (16)$$

En donde P_{viento} es la potencia del viento en vatios $[W]$, ρ es la densidad del aire en kilogramos por metro cúbico $[kg/m^3]$, A es el área de barrido del rotor en metros cuadrados $[m^2]$ y V es la velocidad de viento en metros por segundo $[m/s]$.

La potencia generada por el equipo es una fracción de esta potencia del viento, cuantificada con el coeficiente de rendimiento C_P y una eficiencia η que tienen en cuenta la eficiencia de conversión de energía eólica a energía mecánica y la subsecuente conversión a energía eléctrica, incluyendo el efecto del aumento de velocidad angular en una caja multiplicadora, la eficiencia de conversión que tenga el generador eléctrico y el transporte de energía desde la góndola hasta la base de la torre, en la bornera.

$$P_{equipo} = C_P \eta P_{viento} \quad (17)$$

El fabricante entrega la curva de la potencia P_{equipo} , que tiene en cuenta todas las pérdidas correspondientes. Sin embargo, su estimación se realizó bajo condiciones estándar de operación (Temperatura ambiente $15^\circ C$, densidad de aire de $1.225\, kg/m^3$), las cuales no se presentan para la mayoría del territorio colombiano (ejemplos de las condiciones atmosféricas en el territorio colombiano se encuentran en la tabla 1) ⁹.

Tabla 1: Condiciones atmosféricas estimadas para distintos lugares del territorio colombiano

Ubicación	Altura (m.s.n.m.)	Temperatura anual promedio ($^\circ C$)	Estimado de la densidad del aire (kg/m^3)	Diferencia respecto a densidad estándar (%)
Cabo de la vela - Guajira	47	29	1.16	5.31%
Armenia - Quindío	1550	22	1.03	15.92%
Bogotá - Cundinamarca	2600	15	0.89	27.35%

Dadas estas variaciones respecto a las condiciones estándar, hay cambios en la potencia instantánea producida y por ende en la energía eléctrica generada: por un lado, la densidad cambia

⁹Los datos de temperatura anual promedio se obtuvieron de datos del IDEAM [23] y el estimado de densidad del aire se realizó a partir del modelo de la Norma IEC 61400-12-1 [24]

2.2 Modelo de Turbina

la potencia del viento disponible; por otro lado, la temperatura afecta el desempeño de los componentes eléctricos de la turbina. En la práctica, esto implica un cambio en la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad de viento. En las siguientes secciones se muestra en detalle el efecto de estas dos variables en el cálculo de la energía generada.

Efecto de la densidad La potencia del viento es directamente proporcional a la densidad del aire. Por lo tanto, cuando hay una densidad diferente a la estándar, una primera aproximación de corrección de la potencia de salida consistiría en escalar la potencia, sin que cambie su eficiencia o coeficiente de rendimiento:

$$P_{\rho_{in situ}} = P_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{in situ}}{\rho_{est}} \right) \quad (18)$$

Esta corrección tendría un efecto sobre la curva del fabricante como el ilustrado en la figura 15. No obstante, gracias a los sistemas de control de paso de las aspas, los fabricantes pueden realizar variaciones que garantizan la potencia nominal [3], modificando únicamente la velocidad de viento necesaria para alcanzarla (ver figura 15).

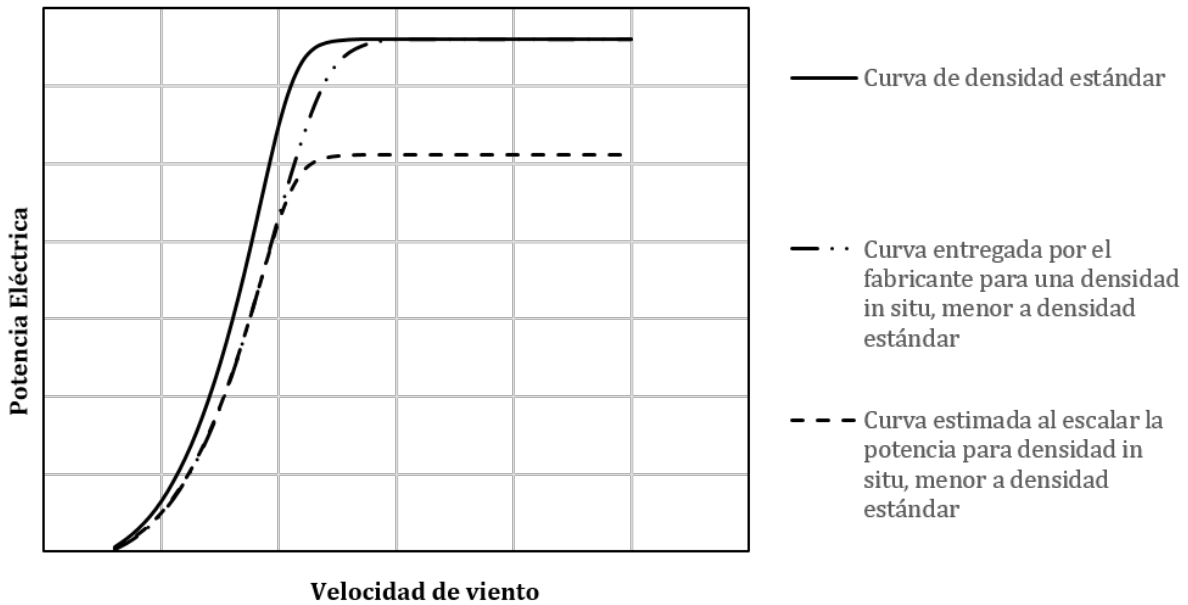


Figura 15: Cambios en la curva de potencia debido a la densidad

Debido a que se sigue alcanzando la potencia nominal, el efecto de la densidad se debe modelar como un cambio en las velocidades y no las potencias en la curva. Uno de los métodos propuestos en la IEC 61400-12-1 consiste en escalar las velocidades de la curva de potencia teniendo en cuenta que la potencia depende de la velocidad al cubo[24]:

$$V_{in situ} = V_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{est}}{\rho_{in situ}} \right)^{1/3} \quad (19)$$

La aproximación anterior no es muy buena para la región de la curva desde la velocidad de diseño (velocidad nominal sobre 1.5) hasta la velocidad nominal (ver Figura 16), debido a que en

2.2 Modelo de Turbina

esta región la potencia no sigue el comportamiento de una función cúbica y más bien empieza a tender a una función constante, que sería independiente de la velocidad de viento [3].

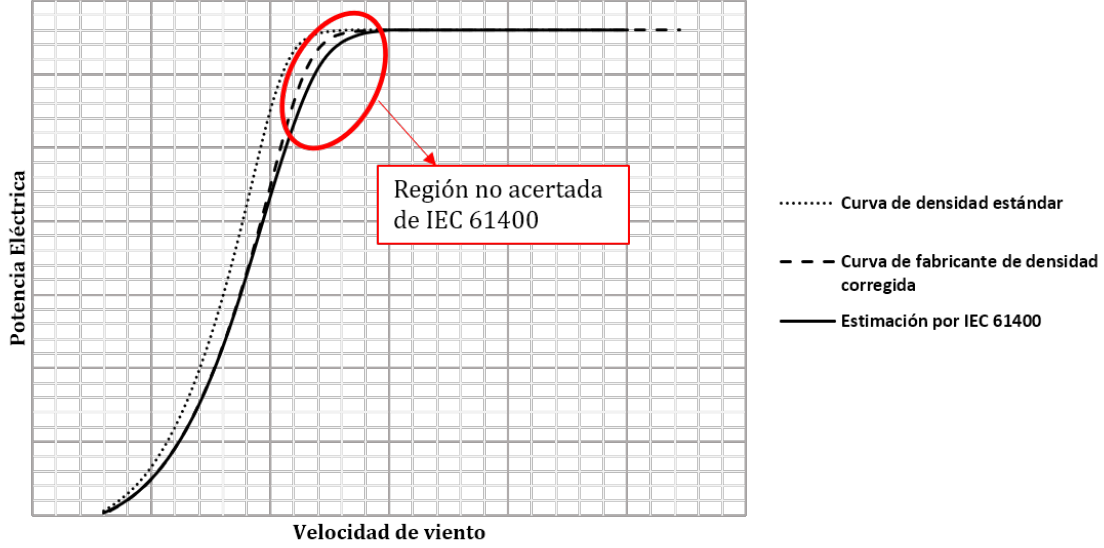


Figura 16: Desempeño de corrección por densidad propuesta por IEC 61400-12-1

En respuesta a lo anterior, en la industria y la investigación se ha decidido utilizar una nueva aproximación de la curva, por trozos. En esta corrección se identifican dos regiones: i) desde la velocidad de entrada a la velocidad de mayor rendimiento (donde C_P es máximo, que frecuentemente se encuentra alrededor de $V_{nominal}/1.5$ [21]), en la cual se utiliza la aproximación propuesta en la IEC 61400-12-1. ii) una segunda región, a partir de la velocidad de diseño hasta la velocidad nominal, en donde las velocidades se escalan con un menor exponente [25] que varía desde el exponente inicial ($1/3$) hasta un exponente en la velocidad nominal de ($2/3$):

$$V_{in situ} = V_{\rho_{est}} \left(\frac{\rho_{est}}{\rho_{in situ}} \right)^m \quad \text{Con: } m = \begin{cases} 1/3, & \text{para } 0 \leq V \leq V_{diseno} \\ \frac{1}{3} + \frac{1}{3} \left(\frac{V - V_{diseno}}{V_{nominal} - V_{diseno}} \right), & \text{para } V_{diseno} \leq V \leq V_{nominal} \\ 2/3, & \text{para } V > V_{nominal} \end{cases} \quad (20)$$

Lo que implicaría que la potencia no depende de la velocidad elevada al cubo, sino a un exponente menor ($3/2$). Esto aproxima mucho mejor la curva en la región desde la velocidad de diseño hasta la potencia nominal, como se observa en la figura 17. Por lo anterior, **este es el método utilizado por el aplicativo para corregir la curva por densidad.**

Adicional a esta corrección de la curva del fabricante, se calculan los efectos sobre la potencia instantánea debido a las fluctuaciones instantáneas de densidad respecto a la densidad promedio, calculadas como:

$$P_{10 min} = P_{\rho_{promedio}} \left(\frac{\rho_{promedio}}{\rho_{10 min}} \right) \quad (21)$$

2.2 Modelo de Turbina

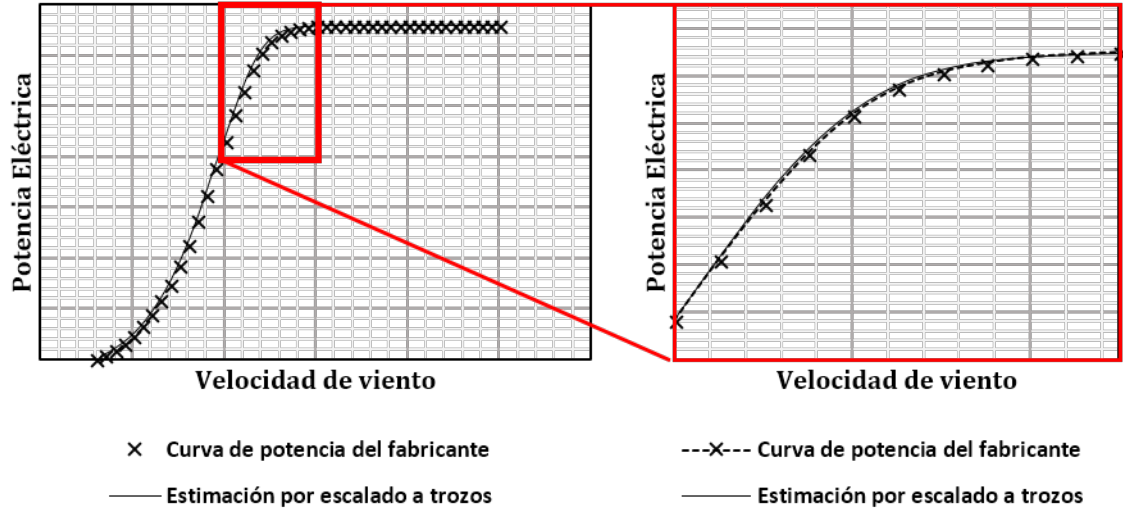


Figura 17: Desempeño de la corrección por densidad modificada

Efecto de la temperatura La temperatura afecta principalmente la densidad del aire (que repercute en la potencia como se explicó en la sección anterior) y el desempeño de los equipos eléctricos y electrónicos de las turbinas. En esta sección se tratarán los efectos sobre los componentes eléctricos y electrónicos que pueden implicar un cambio en la potencia generada por la turbina.

En general los fabricantes contemplan un rango amplio de temperatura de operación (desde los -20°C hasta alrededor de los 30°C) que no afecta significativamente el desempeño de los equipos. A temperaturas más altas y dependiendo del equipo, se disminuye la potencia nominal del equipo de distintas maneras, e incluso alcanzar una temperatura que salde del rango de operación, punto en el cual el equipo deja de generar energía. En la figura 18 se presenta un ejemplo de este efecto presentado por un fabricante.

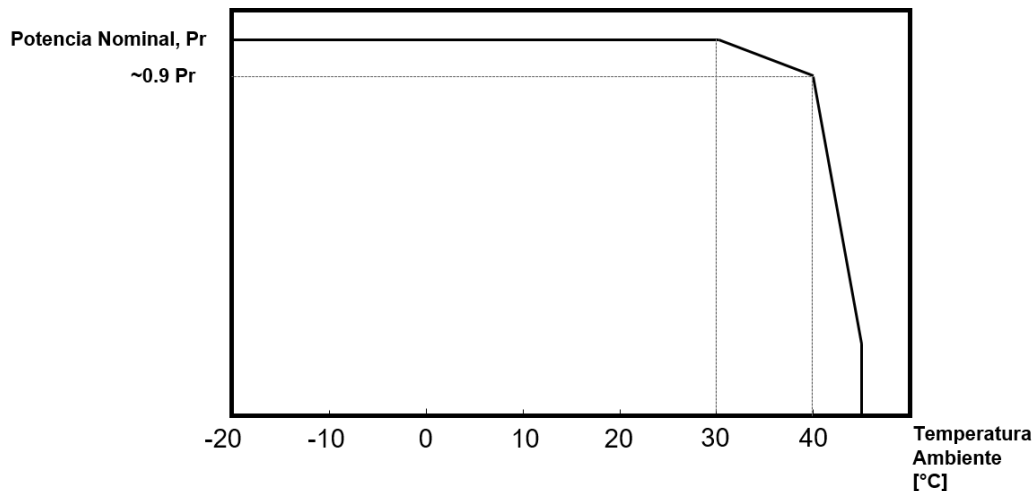


Figura 18: Cambios sobre la potencia nominal del equipo Vestas 117 - 3.3 MW. Original tomado de [26]

2.2 Modelo de Turbina

El aplicativo calcula el efecto de altas o muy bajas temperaturas teniendo en cuenta la posible salida de operación del equipo (desde los 45°C para la turbina de la figura 18, por ejemplo). Los otros efectos de disminución parcial de la potencia nominal se consideran despreciables¹⁰:

$$P_{T > T_{salida}} = 0 \quad (22)$$

Donde T es la temperatura ambiente diezminutal en grados Celsius y T_{salida} es la temperatura de catálogo del equipo en el cual deja de operar¹¹. Este modelo se considera suficiente para cuantificar el efecto de la temperatura en la potencia de cada turbina eólica debido a que su efecto es relativamente bajo, cuando se compara con el efecto de la corrección de la curva de densidad y las pérdidas eléctricas hasta el punto de conexión común. Estas últimas se discutirán en la sección siguiente.

¹⁰Una metodología similar se implementa en software comercial de cálculo de energía de parques eólicos, como WindPRO [8].

¹¹Aunque este mismo procedimiento se aplica para temperaturas excesivamente bajas, la mayoría de turbinas contempla rangos de operación de hasta -20°C, lo que indica que esto no sería un problema en el territorio colombiano.

2.3 Pérdidas Eléctricas

2.3. Pérdidas Eléctricas

Las pérdidas eléctricas se dan por el proceso de transportar la potencia eléctrica desde la base de la turbina hasta el punto de conexión común (PCC) y pueden representar pérdidas de alrededor de 1 % de la potencia generada por los generadores cuando estos operan a máxima potencia [27]. Estas pérdidas eléctricas se presentan por la resistencia de los conductores y se modelan a partir de la relación:

$$P_{\text{perdida}} = I^2 R \quad (23)$$

Donde I corresponde a la corriente transportada por el cable y R a su resistencia [9]. A su vez, cada uno de estos dos parámetros depende de otras variables de la turbina, para el caso de la corriente se tiene:

$$I = \frac{P_{\text{turbina}}}{V_{\text{línea}}} \quad (24)$$

Donde P_{turbina} corresponde a la potencia generada por la turbina en un instante dado y V corresponde al voltaje de salida del transformador en la turbina hasta el punto de conexión común, que es comúnmente un voltaje de media tensión, de 36 kV [28]. A su vez, con respecto a la resistencia tenemos:

$$R = rL \quad (25)$$

Donde la resistencia completa del cable R , que conecta a una turbina desde su base hasta el punto de conexión común es función de la resistencia del cable por metro (r) reportada por el fabricante y cuyo valor se encuentra alrededor de $0.2 \Omega/\text{km}$ [9] y de la longitud total del cable desde cada turbina hasta el punto de conexión común L . Esta distancia usualmente no se mide simplemente en línea recta por dos razones: en primer lugar porque comúnmente se pasa el cable por diversas turbinas y no de cada una hasta el punto de conexión común (PCC) y en segundo lugar porque existen múltiples posibles trazados entre las turbinas (ver figura 19), que cambian los costos de conexión, la confiabilidad del sistema [29] y también la distancia de una turbina al PCC. Por lo anterior, el aplicativo calcula la distancia hasta el punto de conexión común conociendo para cada turbina cuál es el trazado del cable correspondiente, a partir del cual se pueden sumar las distancias en línea recta y obtener la longitud total.

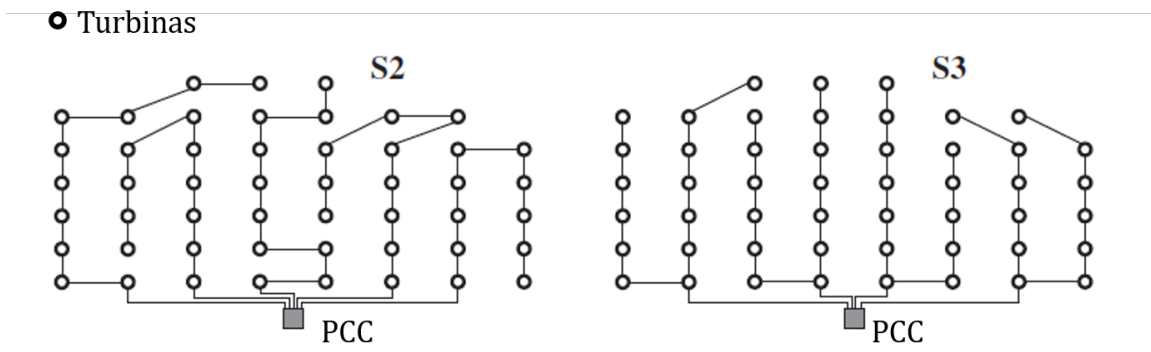


Figura 19: Posibles trazados eléctricos sin alterar la posición de las turbinas. Original tomado de [29]

Una vez calculada la distancia y conociendo el voltaje de línea se puede aplicar la expresión de la potencia final aportada al punto de conexión común de manera instantánea por cada turbina como:

$$P_{final\ j} = P_{Modelo\ Turbina\ j} - \left(\frac{P_{Modelo\ Turbina\ j}}{V} \right)^2 (rL) \quad (26)$$

Con este cálculo, se puede estimar la producción completa del parque al sumar la contribución de cada una de las turbinas hasta el punto de conexión común. Obteniendo la energía mensual promedio del parque.

3. Validación de Modelos

3.1. Descripción del parque de prueba

Para comprobar el desempeño del modelo con respecto al desempeño de herramientas comerciales se propuso un parque con unas condiciones dadas y se corrió con el modelo del protocolo y en las herramientas comerciales, así se puede observar cuál sería el resultado para las mismas torres en las mismas posiciones con los mismos datos de recurso. Las condiciones de este parque hipotético se presentan a continuación.

El parque consiste en una malla cuadrada de 50 turbinas (5 columnas y 10 filas) ubicadas en la Alta Guajira, como se muestra en las imágenes siguientes. Las turbinas están separadas 548 metros lateralmente y 1370 metros entre cada fila, lo que da un parque de $10.512\ km^2$ de área. El archivo *parque_modelo.csv* presenta la ubicación de las turbinas en coordenadas geográficas de latitud y longitud (en grados decimales) además de la altitud sobre el nivel del mar de la base de cada turbina (en metros).



Figura 20: Ubicación del parque hipotético en la geografía colombiana.

La turbina eólica utilizada para este parque es una ENERCON E92 de fabricación alemana. Este es un equipo posee un diámetro de rotor de 92 metros, altura de cubo de 98 metros, potencia

3.2 Modelo de estela y energía entregada por turbina



Figura 21: Distribución de las turbinas en el área hipotética de parque.

nominal de 2350 kW y velocidad nominal de 14 m/s . En el archivo *curva_potencia_empuje.csv* se encuentran las curvas de potencia y empuje reportadas por el fabricante a una densidad de 1.225 kg/m^3 .

Finalmente, se entregan mediciones de velocidad horizontal de viento, dirección, temperatura, presión y humedad relativa de una torre de medición hipotética que tiene un radio de representatividad de 10 km (acorde a terrenos planos), el cual es suficiente para representar el clima eólico del parque. Para la velocidad horizontal y la dirección de viento, se entrega información a la altura del buje en el archivo *datos_sitio.csv*. Para la temperatura, presión y humedad se aportan mediciones a una única altura en el archivo *datos_met.csv*, todos estos para un periodo de 10 años.

3.2. Modelo de estela y energía entregada por turbina

La primera validación importante del proceso de cálculo de la energía de parque se realiza tomando en cuenta el comportamiento de las estelas y la velocidad equivalente que llega a cada

3.3 Modelo de Grandes Parques

turbina, así como cuál es la energía producida por cada turbina una vez se conoce esta información. Esta versión simplificada del modelo, que no tiene en cuenta efectos complejos de estela como el efecto de “Grandes Parques” así como pérdidas menores como por temperatura o eléctricas hasta el punto de conexión común busca probar la validez del Modelo De Jensen y Koch de la evolución de las estelas y su efecto en la producción de la energía, así como el uso del método directo para el cálculo de la energía de cada turbina.

Para comparar este resultado se confrontó contra el valor obtenido por un agente comercial en el software de WindPRO (que se presenta en la figura 22).

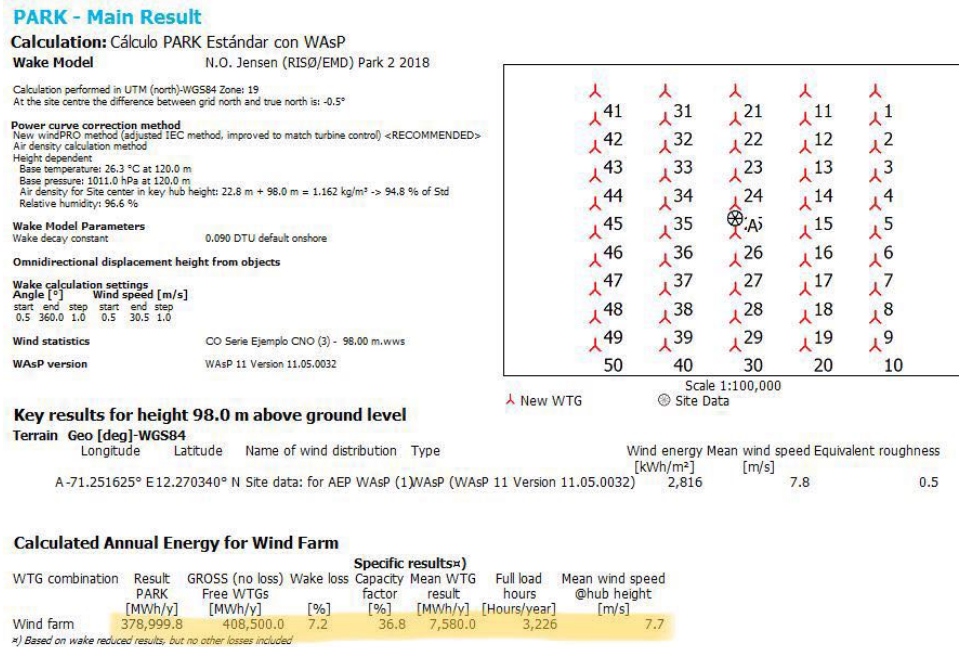


Figura 22: Resultados de los agentes del modelo simplificado

Por su parte, el modelo del protocolo arrojó un valor medio de generación anual de 378 GWh anuales, lo que indica una diferencia porcentual entre ambas cifras de tan solo 0.2 %

Más aún, como se puede observar en la imagen de los agentes este resultado se obtuvo para un valor de evolución de estela de $k = 0.09$, el nuevo valor por defecto de WindPRO, al cambiar el valor por el valor antiguo de 0.075 (con el cual trabaja el aplicativo) se obtuvo un valor por parte del agente de 378, con lo cual el error en este punto del cálculo es insignificante.

3.3. Modelo de Grandes Parques

Como validación final se propuso incluir el efecto de grandes parques que comúnmente también es calculado por la mayoría de software comercial y representa un valor importante de pérdidas, si se compara con otras pérdidas menores como por temperatura extrema o las pérdidas eléctricas. Por esta razón, si con este modelo el valor de los agentes y el del modelo se asemeja se puede concluir que el modelo tiene un correcto funcionamiento, y no se requieren validaciones posteriores de las pérdidas eléctricas y las de temperatura, pues su efecto no es tan significativo.

En este caso, al ser el modelo más completo se presenta una comparación más detallada, en la cual se incluye la generación mensual mes a mes para el período hipotético de diez años tanto del software comercial como de la herramienta desarrollada, esta comparación se puede apreciar en la

REFERENCIAS

figura 23. Así mismo, se hace la comparación puntual del menor valor de generación mensual (el cual finalmente se tomaría como el valor de la ENFICC) y el valor medio de generación anual, con lo cual se puede ver cuáles son las diferencias en cuanto a valores extremos y a valor promedio de generación del aplicativo. estos resultados se presentan en la tabla de la figura 24. Como se puede apreciar en la tabla, en ninguno de los casos la diferencia porcentual supera el 5 % mencionado en la regulación CREG 167. Con lo cual se puede considerar que el desempeño del aplicativo es satisfactorio en estas pruebas, incluso cuando se incluye el modelo complejo de grandes parques.

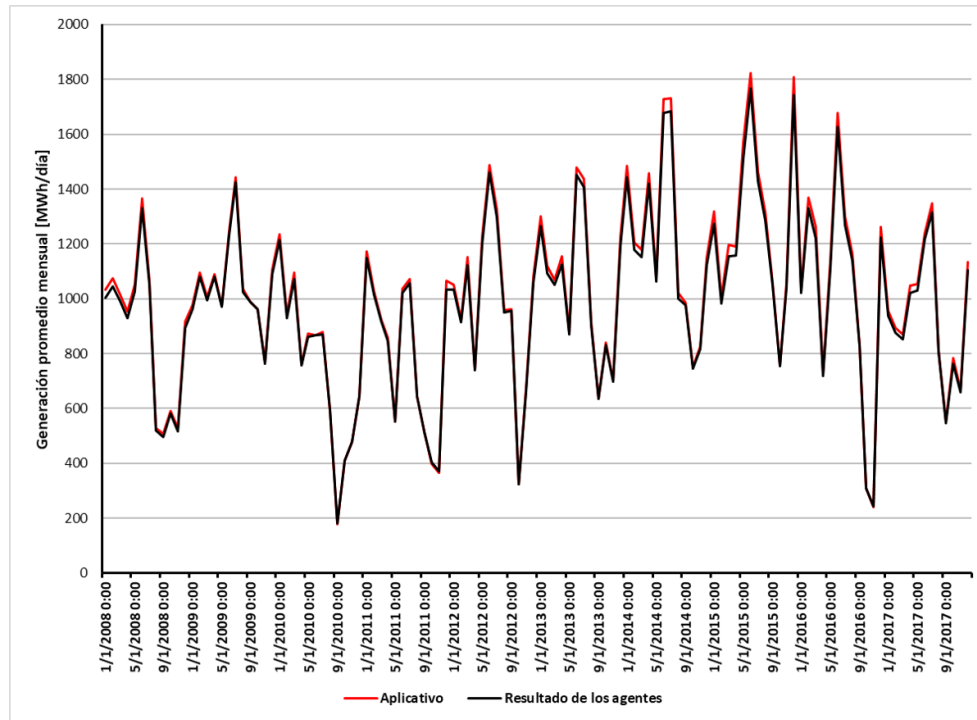


Figura 23: Comparación del resultado con modelo con grandes parques, valores de generación mensual

	Aplicativo	Agentes	Diferencia porcentual
Menor valor de generación promedio mensual [MWh/día]	177.9	180.9	1.65%
Valor promedio de generación anual [GWh/año]	366.6	360.0	1.86%

Figura 24: Comparación del resultado con modelo con grandes parques, valores medio y extremo

Referencias

- [1] CREG, “Resolución 167 de 14 de Noviembre de 2017,” Bogotá, 2017.

REFERENCIAS

- [2] MEASNET, "Evaluation of Site-Specific Wind Conditions - Version 2," Tech. Rep. April, 2016.
- [3] L. Svenningsen, "Power curve air density correction and other power curve options in windpro," Aalborg, 2010. [Online]. Available: http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO_Power_Curve_Options.pdf
- [4] D. GL-Energy, "Windfarmer 5.3. theory manual," *GL Garrad Hassan*, vol. 843, 2014.
- [5] F. Koch, M. Gresch, F. Shewarega, I. Erlich, and U. Bachmann, "Consideration of wind farm wake effect in power system dynamic simulation," in *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, pp. 1–7. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4524572/>
- [6] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley&Sons Ltd, UK, 2009.
- [7] A. Pinilla, L. Rodriguez, and R. Trujillo, "Performance evaluation of Jepirachi Wind Park," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 48–52, 2009.
- [8] E. I. A/S, "Windpro 3.2 user manual: Energy," Aalborg, 2018. [Online]. Available: http://help.emd.dk/knowledgebase/content/windPRO3.2/c3-UK_windPRO3.2_ENERGY.pdf
- [9] M. Banzo and A. Ramos, "Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1338–1348, 2011.
- [10] M. H. Zhang, *Wind Resource Assessment and Micro-siting*, 2015.
- [11] V. AB, "Vattenfall builds denmark's largest offshore windfarm," Sweden, 2016. [Online]. Available: <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/vattenfall-builds-denmarks-largest-offshore-windfarm/>
- [12] F. González-Longatt, P. P. Wall, and V. Terzija, "Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior," *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 329–338, 2012.
- [13] I. Katic, J. Højstrup, and N. Jensen, "A Simple Model for Cluster Efficiency," *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, no. October, pp. 407–410, 1986.
- [14] O. Rathmann, R. Barthelmie, and S. Frandsen, "Turbine wake model for wind resource software," in *Proc. European Wind Energy Conf*, 2006.
- [15] E. Bossanyi, G. Whittle, P. Dunn, N. Lipman, P. Musgrove, and C. Maclean, "The efficiency of wind turbine clusters," in *3rd International symposium on wind energy systems*, 1980, pp. 401–416.
- [16] C. Crafoord, "An estimate of the interaction of a limited array of windmills," *NASA STI/-Recon Technical Report N*, vol. 77, 1975.
- [17] D. Milborrow, "The performance of arrays of wind turbines," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 5, no. 3-4, pp. 403–430, 1980.
- [18] B. Newman, "The spacing of wind turbines in large arrays," *Energy conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 169–171, 1977.

REFERENCIAS

- [19] W. G. H. Schlez and A. G. H. Neubert, “New Developments in Large Wind Farm Modelling,” in *EWECE*, 2009.
- [20] S. E. Ltd., “2.1 mw platform. power to do more with less,” New Delhi, 2017. [Online]. Available: http://www.suzlon.com/pdf/media_kit/Product_bochure_July_2017.pdf
- [21] A. Pinilla, *Notas de Lectura - Curso Electivo en Energía Eólica*. Departamento de Ingeniería Mecánica - Universidad de los Andes, Bogotá, 2017.
- [22] J. V. Seguro and T. W. Lambert, “Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, no. 1, pp. 75–84, 2000.
- [23] IDEAM, “Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos,” Bogotá, 2018. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>
- [24] I. E. Commission, “IEC 61400-12-1 Ed.2 Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines,” 2017.
- [25] K. Eurek, P. Sullivan, M. Gleason, D. Hettinger, D. Heimiller, and A. Lopez, “An improved global wind resource estimate for integrated assessment models,” *Energy Economics*, vol. 64, pp. 552–567, 2017.
- [26] V. W. S. A/S, “General specification v117–3.3 mw 50/60 hz,” Aarhus, 2004. [Online]. Available: <https://docs.wind-watch.org/Vestas-V117-General-Specification.pdf>
- [27] J. Green, A. Bowen, L. J. Fingersh, and Y. Wan, “Electrical collection and transmission systems for offshore wind power,” *2007 Offshore Technology Conference*, no. March, p. 10, 2007. [Online]. Available: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=OTC-19090-MS>
- [28] P. D. Hopewell, F. Castro-Sayas, and D. I. Bailey, “Optimising the design of offshore wind farm collection networks,” in *41st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2006, Conference Proceedings*, vol. 1, 2006, pp. 84–88.
- [29] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, and M. Trovato, “Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation,” pp. 2043–2051, 2011.