

3 Cálculo de la matriz de resultados

En el presente capítulo se describe el criterio que permitirá evaluar el rendimiento económico de las posibles soluciones para cada uno de los estados de la naturaleza, obteniendo la matriz de resultados (definida en el apartado 2.2). Una vez determinada la matriz de resultados, se aplicarán los métodos de decisión descritos en el segundo capítulo.

El criterio económico utilizado para determinar el rendimiento de una posible configuración para cada estado de la naturaleza es el Valor Actual Neto. El VAN permite obtener una medida de la rentabilidad económica de la inversión, que supone la instalación de un parque eólico y su posterior explotación a lo largo del ciclo de vida de la planta. La expresión para general para su cálculo es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^{LT} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (26)$$

donde, LT es la vida útil del parque expresada en años, i es la tasa de interés o depreciación anual del dinero y FC_k son los flujos de caja obtenidos en año k -ésimo.

Particularizando la expresión anterior para el caso de una instalación eólica se obtiene [13]:

$$VAN(I_{PE}(x)) = -I_{PE}(x) - C_D(x) + V_R(x) + \sum_{k=1}^{LT} \frac{Energía(x)p_{kWh}(1+\Delta p_{kWh})^{k+1} - C_{OM}(x)(1+\Delta C_{OM})^{k+1}}{(1+i)^k} \quad (27)$$

donde x es un vector con la configuración de turbinas (modelo, altura y localización geográfica), $I_{PE}(x)$ es la inversión inicial, $C_D(x)$ y $V_R(x)$ son respectivamente el coste actualizado de los gastos de desmantelamiento y el valor residual actualizado por venta de los activos del parque una vez agotada la vida útil; $Energía(x)$ es la cantidad neta anual de energía eléctrica producida y vendida, p_{kWh} es su precio de venta, Δp_{kWh} es su incremento anual $C_{OM}(x)$ representa los costes anuales de operación y mantenimiento, ΔC_{OM} es su incremento anual.

A grandes rasgos, la inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de un parque eólico puede dividirse en tres partidas [13]:

- Inversión en aerogeneradores
- Inversión en obra civil
- Inversión en instalación eléctrica.

La distribución típica de los costes de instalación de un parque eólico corresponde de manera aproximada a un 70% para los aerogeneradores, 15% para la instalación eléctrica y el 15% restante en la obra civil.

3.1 Inversión en aerogeneradores

La inversión total en los aerogeneradores de un parque corresponde a la suma de los costes de adquisición de las turbinas y las torres.

Sin entrar en el análisis y clasificación de los tipos de aerogeneradores, existen generadores con un rango de velocidades de funcionamiento más amplio que otros. La mayor variabilidad en la velocidad del rotor conlleva una mejor adaptación a las condiciones del viento y por tanto un mayor aprovechamiento del viento, pero consecuentemente, el coste de las turbinas es mayor.

Además de la inversión en la adquisición de la turbina, es necesaria la inversión en la adquisición de la torre. Dado que la velocidad del viento aumenta considerablemente con la altura sobre el nivel del suelo (efecto de cizallamiento), cuanto mayor sea la altura del buje mayor será la cantidad de energía extraíble, aunque también sea mayor el coste de la torre y de la cimentación.

3.2 Inversión en obra civil

Como ya se ha indicado, la fracción correspondiente a los costes de obra civil representa en torno al 15% de la inversión total y está compuesto, de manera mayoritaria, por:

- Costes de la cimentación de cada máquina
- Costes de transporte de las turbinas y secciones de torre
- Costes de ejecución de los caminos auxiliares que comunican desde el camino principal con las ubicaciones finales de los aerogeneradores.

Además es preciso tener en cuenta la orografía del terreno y la existencia de zonas donde sea muy dificultosa la implantación de los aerogeneradores, o incluso, no sea factible por la presencia de ríos, pantanos, zonas protegidas ecológicamente, cercanía a zonas habitadas, etcétera.

Los costes de cimentación de cada máquina dependen principalmente de la altura de la torre empleada, del diámetro de la máquina (relacionado con su potencia) y de la capacidad portante del terreno. El modelo de costes utilizado considera unos valores medios para cada máquina, correspondientes a terrenos de alta capacidad portante, y añade un factor de encarecimiento en caso de que la capacidad portante del terreno sea baja.

Los costes de transporte de la góndola, los álabes y tramos de torre, así como la parte correspondiente a su montaje para un aerogenerador serán considerados fijos para cada máquina, independientemente de la posición que ésta ocupe en el parque. Los costes de los caminos auxiliares se consideran proporcionales a su longitud.

3.3 Energía anual generada por el parque

Para estimar la energía generada por el conjunto de aerogeneradores que conforman el parque eólico, para cada año de vida útil de la instalación, es preciso tener suficiente información del viento en cuanto a velocidad, frecuencia y dirección. La dirección del viento no es importante en el emplazamiento de turbinas aisladas, pero es de los factores más importantes en la ubicación de las turbinas y optimización de parques eólicos debido a las pérdidas de energía que producen las estelas. A continuación se detallará, en primer lugar, el procedimiento para el cálculo de la energía que podría obtenerse por cada turbina aislada. Posteriormente, se especificarán las consideraciones a tener en cuenta, al evaluar la energía generada por una agrupación de turbinas formando un parque eólico, y cuales son las consecuencias del efecto de las sombras.

3.3.1 Evaluación de la energía generada por cada turbina

La estimación de la energía captada por una turbina aislada se obtiene sumando el número de horas que se prevé que el viento vaya a una determinada velocidad por la potencia que la turbina genera a dicha velocidad. Para caracterizar la naturaleza aleatoria del viento se utilizará la función de distribución de probabilidad de Weibull. Dicha expresión es representativa de la velocidad del viento a una determinada altura, por lo que para determinar el viento a alturas distintas se hará uso de la expresión del efecto de cizallamiento.

3.3.1.1 Parámetros de Weibull

El análisis de las medidas tomadas durante el periodo de observación permite obtener los parámetros de forma K y escala C de la distribución de Weibull con la que se puede estimar la probabilidad o frecuencia con que aparece una velocidad de viento, v :

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (28)$$

El parámetro de escala, C , al igual que la velocidad media del viento, indica cómo de ventoso, en promedio, es el emplazamiento (ver Figura 10). El parámetro de forma, K , indica cómo de puntiaguda es la distribución (ver Figura 11).

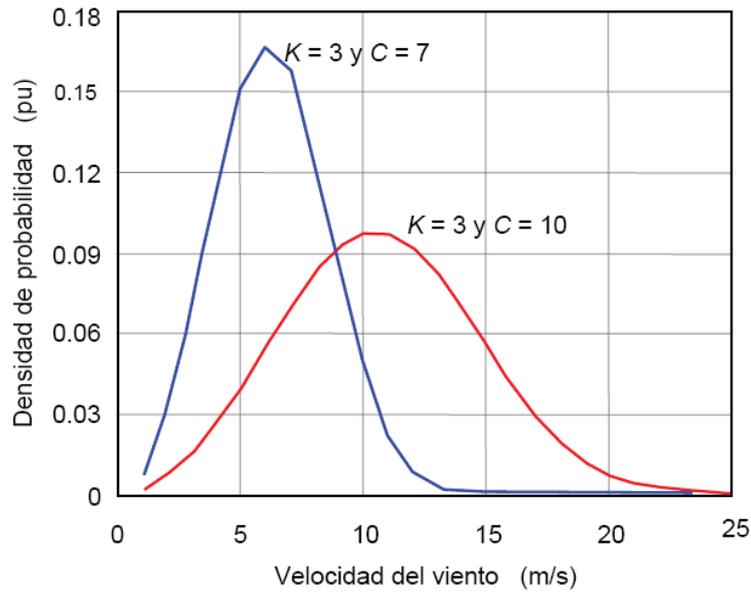


Figura 10 Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de escala.

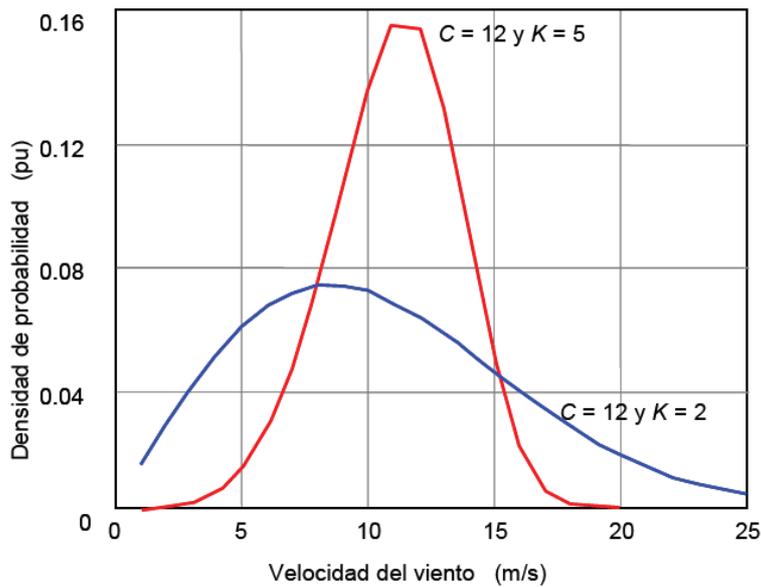


Figura 11 Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de forma.

3.3.1.2 Efecto de cizallamiento

Una vez evaluado el comportamiento del viento a una determinada altura de referencia (la del equipo de medida, típicamente 50 metros), para realizar el cálculo de la energía producida por un aerogenerador, es necesario conocer el comportamiento del viento a la altura del buje. Con la altura, la velocidad del viento incrementa. Esto se conoce como cizallamiento del viento. Así, conocida la

velocidad del viento, $v(z_{ref})$, medida a una cierta altura de referencia, z_{ref} , la correspondiente velocidad del viento a otra altura, z , puede calcularse mediante una función exponencial como la de la ecuación (28), en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno.

$$v(z) = v(z_r) \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_r / z_0)} \quad (29)$$

Puede demostrarse [14] que la constante de forma K de la distribución de Weibull no varía con la altura y que el parámetro de escala, C , lo hace como el campo de velocidades.

$$v(z) = v(z_{ref}) \cdot \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}} \Rightarrow \begin{cases} K \neq f(z) \\ C(z) = C(z_{ref}) \cdot \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}} \end{cases} \quad (30)$$

De este modo, empleando los datos de velocidad, rugosidad y dirección, es posible obtener una función de Weibull recalculada para la altura del buje.

3.3.1.3 Evaluación de la energía generada el parque eólico

En el estudio de un parque eólico con numerosas turbinas, cada una de ellas es susceptible de generar estelas que disminuyen la energía disponible aguas abajo en el sentido del viento incidente. Es preciso, además de las medidas anteriores, conocer con qué frecuencia sopla el viento en cada una de las direcciones caracterizadas mediante la rosa de los vientos. Si existe una dirección predominante, habrá una tendencia a instalar las turbinas en filas perpendiculares a dicha dirección.

3.3.1.4 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es una gráfica que visualiza la frecuencia con que el viento sopla desde cada dirección y la velocidad media con que lo hace (o la velocidad cuadrática media). Existen rosas de los vientos de 8, 12, 16, 32, ... sectores.

Igualmente, resulta más preciso obtener los parámetros de Weibull y la longitud de rugosidad por separado para cada uno de los sectores en los que se ha discretizado la rosa de los vientos. Así por ejemplo, en emplazamientos cerca del mar, el comportamiento del viento (velocidad) es diferente cuando el viento sopla desde esa dirección que cuando lo hace desde tierra adentro.

3.3.1.5 Efecto de las estelas

La captación de energía del viento que realiza una turbina provoca una disminución en la velocidad del viento que lo atraviesa, lo cual se traduce en una

reducción de la energía cinética disponible para las turbinas que se encuentren aguas abajo, en la dirección del viento incidente. La Figura 12 muestra esquemáticamente la evolución de las velocidades del viento del tubo de corriente que atraviesa el rotor. La velocidad del viento a la entrada, U_0 , que se considera en primera instancia igual a la velocidad del viento en flujo libre, disminuye en su componente axial tras pasar el área que forma las palas del aerogenerador en movimiento, U_a .

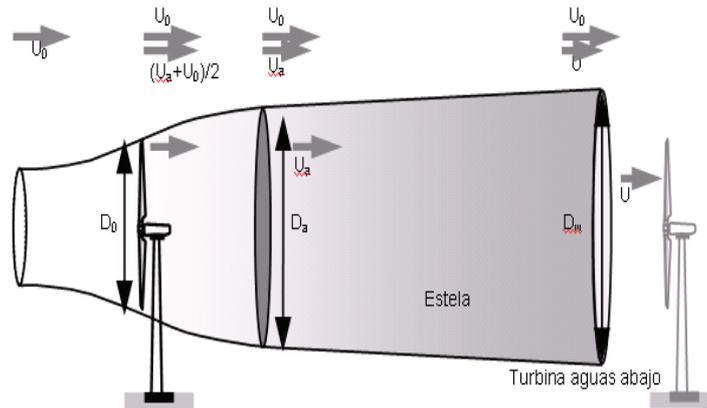


Figura 12 Evolución del campo de velocidades en la estela.

Considerando que el aire no variará sustancialmente su densidad, la corriente deberá expandirse para mantener la continuidad del flujo másico. Esta expansión se realiza inicialmente de forma rápida hasta un punto en el que la presión alcanza la presión de flujo libre (alrededor de 2-3 diámetros del rotor aguas abajo) [16]. Para cualquier punto que se encuentre en la estela de una turbina tras esta zona de expansión inicial, la reducción de la velocidad del viento puede calcularse considerando que el momento cinético de la masa de aire en la estela se conserva. La velocidad del viento resultante a la distancia x situada aguas abajo de la turbina sombreadora es obtenida por Frandsen en [16].

$$\frac{U(x)}{U_0} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2C_T \left(\frac{D_0}{D(x)} \right)^2} \quad (31)$$

Donde U_0 es la velocidad de entrada, D_0 es el diámetro del rotor, $D(x)$ el diámetro de la estela y C_T el coeficiente de empuje adimensional.

3.3.1.6 Cálculo de la energía anual producida

Finalmente, el cálculo de la energía eléctrica generada anualmente (sin tener en cuenta la indisponibilidad), puede obtenerse combinando la distribución a largo plazo de la velocidad del viento teniendo en cuenta las distintas direcciones según una rosa de los vientos y la curva de potencia específica del aerogenerador, para cada tipo de generador considerado en el parque.

$$E_{WF} = T \sum_{j=1}^{N_t} \int_{v_{ci j}}^{v_{co j}} P_{Gen j}(v) p_j(v) dv \quad (32)$$

En esta expresión T es el número de horas en un año ($T=8760h$), N_t es el número de turbinas, $v_{ci j}$ es la velocidad de inicio de generación (*cut-in*) de la turbina j , y $v_{co j}$ es la velocidad final de generación (*cut-out*) de la turbina j .

