

# Optimización del diseño de parques eólicos por medio de algoritmos genéticos y sistemas de información geográfica

L.A. Fernández-Jiménez, A. Falces de Andrés, M. Mendoza-Villena, A. Muñoz-Jiménez, P. Lara-Santillán, P.J. Zorzano-Santamaría

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
E.T.S.I.I., Universidad de La Rioja  
Luis de Ulloa 20, 26004 Logroño, La Rioja (España)  
Telef:+34 941 299477, fax:+34 941 299478, e-mail: luisalfredo.fernandez@unirioja.es

## Resumen.

Las instalaciones generadoras de energía eléctrica basadas en recursos renovables han adquirido un papel protagonista en el campo energético en los últimos años, captando tanto la atención de las autoridades como de la sociedad en general. El viento representa actualmente la fuente renovable más utilizada, con una potencia mundial instalada superior a los 120 GW, y con un incremento esperado importante en los próximos años.

Los parques eólicos con decenas de aerogeneradores representan la instalación más representativa de explotación de recursos eólicos. Pero en el diseño de parques eólicos influyen muchos factores, siendo uno de los más importantes la selección de los emplazamientos para cada uno de los aerogeneradores dentro del propio parque eólico. La selección de unos emplazamientos u otros tiene importantes repercusiones en el beneficio económico que puede obtenerse de la instalación.

Este artículo presenta una herramienta para la selección del emplazamiento óptimo de aerogeneradores en parques eólicos. Está basada en el uso de algoritmos genéticos e implementada en un sistema de información geográfica. La función objetivo escogida es el valor esperado de la energía anual generada, en cuyo cálculo se tiene en cuenta la pérdida de energía como consecuencia de efectos de sombra entre aerogeneradores.

## Palabras llave

Diseño de parques eólicos, algoritmos genéticos, planificación energética, energías renovables

## 1. Introducción

La energía eólica constituye la energía basada en fuentes renovables con mayor grado de desarrollo en la actualidad. El aumento de los precios de los combustibles convencionales junto con las oportunidades derivadas del cambio climático y las políticas energéticas de los países desarrollados que subvencionan la construcción y explotación de plantas generadoras de energía eléctrica alimentadas con recursos renovables, han impulsado la construcción de este tipo de plantas. Los parques eólicos representan las instalaciones más ampliamente extendidas y construidas en los últimos años.

El principal objetivo perseguido por los inversores en un parque eólico es la rentabilidad económica de su inversión. En este sentido, la selección de los mejores emplazamientos para un parque eólico constituye una de las fases más importantes para asegurar la máxima rentabilidad: los emplazamientos con mejores valores de recurso eólico (mayores velocidades de viento y mayor frecuencia de los mismos) son los que aseguran una mayor producción de energía eléctrica. Pero una vez escogida el área que va a ocupar el parque eólico, la selección de las posiciones concretas que van a ocupar cada uno de los aerogeneradores que lo componen también influye en la rentabilidad económica del parque eólico.

Una mala selección de emplazamientos para los aerogeneradores puede reducir considerablemente la energía generada en el parque eólico. La causa de esta reducción es la denominada como “wake effect” o “shadowing effect” en la literatura internacional. Cuando el viento atraviesa y mueve las palas de un aerogenerador, crea una estela tras él caracterizada por una reducción de la velocidad (reducción de la energía cinética) y un aumento de la turbulencia [1]. Esto hace que otro generador situado aguas abajo, de acuerdo a la dirección del viento, genere menos energía eléctrica que la que le correspondería en el caso de que este efecto no hubiese tenido lugar. Para un parque eólico completo, los aerogeneradores situados en las últimas posiciones, según la dirección del viento, pueden sufrir el efecto acumulativo del “wake effect” producido por todos los aerogeneradores que están aguas arriba.

Bajo el punto de vista de la reducción de estos efectos interesa espaciar los aerogeneradores, tanto como sea posible, en la dirección predominante del viento. Por otra parte los factores económicos inciden forzando a colocar los aerogeneradores tan cercanos como sea posible, para reducir los costes de construcción del mismo (terreno, infraestructuras auxiliares, etc.). El procedimiento tradicional de diseño de un parque eólico está basado en el procedimiento de prueba y error, ayudado el diseñador por herramientas de software que permiten evaluar la

energía eléctrica producida. La disponibilidad de herramientas que ayuden en la selección de los emplazamientos óptimos para cada uno de los aerogeneradores en un parque eólico puede reducir tanto el tiempo como el esfuerzo necesario para el diseño del mismo.

Se han propuesto diversas estrategias para la selección de los emplazamientos de los aerogeneradores de un parque eólico. Entre estas pueden destacarse los métodos heurísticos [2], Monte Carlo [3], y las técnicas evolutivas [4]-[6]. Sin embargo, la mayor parte de los trabajos publicados aplican las estrategias desarrolladas a casos muy simples, en zonas planas y vientos predominantes.

Los algoritmos genéticos se han revelado como una potente herramienta de optimización permitiendo una búsqueda estocástica de las mejores soluciones a múltiples problemas [7]. La ventaja de los algoritmos genéticos radica en que operan sobre una población de posibles soluciones, permitiendo con la evaluación de las mismas y la aplicación de los llamados operadores genéticos, obtener nuevas soluciones derivadas de las anteriores. Tras una serie de iteraciones (generaciones) se llega a soluciones mejores que las iniciales y, con generaciones suficientes, en muchos casos, a la óptima. Los algoritmos genéticos pueden utilizarse en la optimización de los emplazamientos de aerogeneradores en un parque eólico, como se ha hecho en [4]-[5], si bien lo aplican a los casos simples comentados anteriormente.

En los problemas técnicos en los que influye una componente geográfica, los sistemas de información geográfica (GIS) se presentan como la plataforma ideal para poder manipular y tratar la información geográfica de forma eficiente [8]. Los GIS proporcionan altas capacidades de cálculo (pueden tener gran número de funciones implementadas, y otras pueden ser programadas) y visualización de datos y resultados. En aplicaciones relacionadas con sistemas de energía eléctrica, los GIS han sido utilizados para el trazado de nuevas líneas eléctricas [9] o incluso como sistema de ayuda a la negociación para la selección de emplazamientos para la construcción de nuevos parques eólicos [10].

Este artículo presenta una herramienta desarrollada para la optimización del diseño de un parque eólico mediante la selección de los emplazamientos de un número de aerogeneradores predeterminado (de un modelo previamente seleccionado) utilizando un proceso de optimización controlado por un algoritmo genético. La función de *fitness* del algoritmo genético es el valor esperado de la energía anual producida en el parque eólico. Para el cálculo de este valor se ha tenido en cuenta el “wake effect” entre aerogeneradores, la diferente rugosidad del terreno que los separa y la orografía del terreno. La herramienta ha sido programada sobre un sistema GIS que facilita toda su capacidad de manipulación y representación de información geográfica. Los resultados obtenidos en las primeras pruebas han dado resultados satisfactorios.

## 2. Metodología propuesta

Se ha dividido la metodología en dos partes. En la primera se analiza la estructura del proceso de optimización utilizado, con una descripción de los distintos pasos. En la segunda parte se analiza el proceso de cálculo del valor esperado, en términos estadísticos, de la energía eléctrica anual generada en el parque eólico de acuerdo a la disposición de aerogeneradores que se considere.

### A. Optimización por algoritmo genético

La selección de los emplazamientos óptimos para los aerogeneradores de un parque eólico puede ser implementada en un sistema de información geográfica por medio de la aplicación de un algoritmo genético, tal como se muestra en el diagrama de flujo de la Fig. 1. El objetivo perseguido es encontrar los mejores emplazamientos para los aerogeneradores dentro de los límites geográficos impuestos para la construcción del parque eólico. En este caso, se consideran como mejores emplazamientos aquellos en los que el valor de la energía anual generada por el parque eólico es máximo. La metodología propuesta está recogida en los siguientes pasos:

1. La representación digital de la superficie disponible para la construcción del parque eólico es dividida en celdas cuadradas con la resolución deseada. Esta estructura de celdas representa una matriz con todas las posibles localizaciones para los aerogeneradores.

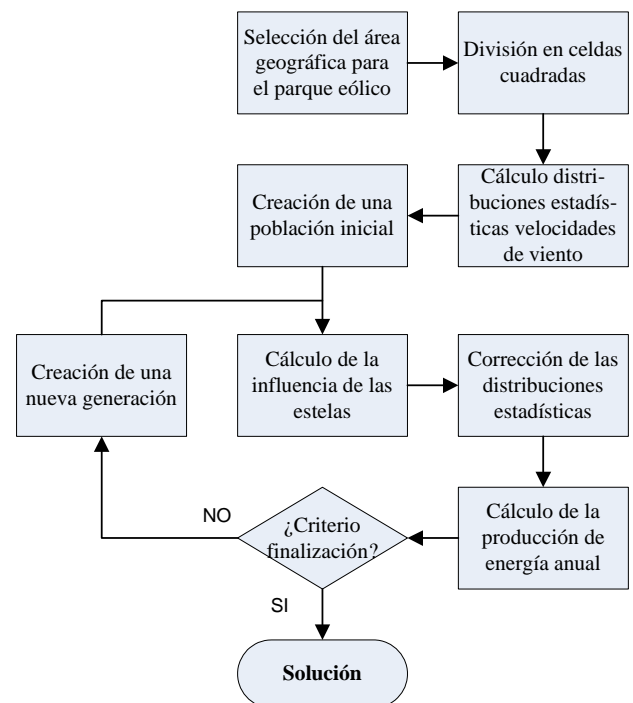


Fig. 1. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

2. Con los datos de velocidad y dirección del viento obtenidos en la estación meteorológica más cercana a la situación del parque eólico, se calculan los recursos para cada una de las celdas obtenidas en el

paso anterior y correspondientes a la altura del eje del aerogenerador sobre el terreno. Estos recursos corresponden a los parámetros de las distribuciones estadísticas de velocidad de viento, para doce sectores de 30° de acuerdo a la dirección del viento, así como a la fracción de velocidades de viento que corresponde a cada sector.

La distribución estadística utilizada para caracterizar la velocidad del viento es la distribución de Weibull (1), en la que  $v$  representa la velocidad del viento,  $A$  es el factor de escala y  $k$  el factor de forma.

$$wb(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1)$$

3. Se genera una población inicial. Cada individuo en la población corresponde a una solución posible con las posiciones (celdas) ocupadas por los aerogeneradores. Esta primera generación puede crearse de forma aleatoria o seleccionando unas posibles posiciones iniciales (por ejemplo, las de mayor recurso o las que corresponde a una distribución uniforme de los aerogeneradores en la superficie disponible).

Cada individuo consta de una cadena de dígitos. Estos dígitos representan las coordenadas  $x$  e  $y$  (celda que ocupa) cada uno de los aerogeneradores del parque eólico, tal y como recoge la Fig. 2.

$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	...	$x_N$	$y_N$
-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

Fig. 2. Estructura de un individuo con las posiciones de los aerogeneradores dentro de la matriz creada en el paso 1.

4. Para cada individuo de la población (posible solución para los emplazamientos de los aerogeneradores), se calcula el valor esperado de la energía anual generada teniendo en cuenta los posibles efectos de "sombra" entre aerogeneradores situados aguas arriba en la dirección del viento, y los aerogeneradores situados aguas abajo.

El valor esperado de la energía anual generada o suministrada por el parque eólico,  $EAS$ , viene determinada por (2), donde  $s$  representa un sector (en términos de la dirección del viento),  $N$  el número total de aerogeneradores en el parque eólico,  $f_s$  representa la fracción de viento con dirección correspondiente al sector  $s$ ,  $pc(v)$  corresponde a la ecuación de la curva de potencia del aerogenerador correspondiente,  $wb_{i,s}(v)$  es la distribución de Weibull de velocidades de viento para el aerogenerador y sector correspondiente,  $v_1$  la velocidad mínima para la que el aerogenerador genera energía eléctrica, y  $v_2$  la velocidad máxima.

$$EAS = \sum_{s=1}^{12} 8760 \sum_{i=1}^N f_s \int_{v_1}^{v_2} pc(v) wb_{i,s}(v) dv \quad (2)$$

5. Todos los individuos de la población son ordenados según el valor esperado de la energía anual suministrada. Esta ordenación se utiliza para crear una ruleta aleatoria, en la que los individuos con mayor valor de  $EAS$  tienen mayor probabilidad de ser escogidos que aquellos que presentan un menor valor. Con esta ruleta se escoge aleatoriamente los individuos sobre los que se van a aplicar los operadores genéticos de cruce y mutación. Con la aplicación de estos operadores se construye una nueva generación de individuos, volviendo de nuevo el proceso al paso 4, salvo que se haya alcanzado alguno de los criterios de finalización. Estos criterios pueden ser el de tiempo máximo transcurrido, número máximo de generaciones alcanzado, valor de  $EAS$  del mejor individuo superior a un límite preestablecido, etc.

Cada individuo de la población consta de una cadena de dígitos que pueden agruparse en grupos de tres. Así, los 3 primeros dígitos representan la coordenada  $x$  del primer aerogenerador ( $x_1$  en Fig. 2, fila que ocupa en la matriz de celdas en que hemos dividido el espacio disponible para el parque eólico), y los tres siguientes representan su coordenada  $y$ . El número total de dígitos que contiene el individuo es 6 veces el número de aerogeneradores del parque eólico. Dependiendo del tamaño de celda (resolución) empleado, la dimensión máxima para el espacio otorgado para el parque eólico puede variar de un caso a otro. En el caso de que el número de filas o columnas fuera inferior a 1000, para no modificar la programación independientemente del tamaño de la matriz, las coordenadas (celdas)  $x$  e  $y$  de cada aerogenerador se toman como el resto de la división del grupo de tres dígitos correspondiente y el número máximo de filas o columnas, añadiendo después una unidad.

#### B. Cálculo de la energía anual suministrada

El cálculo de la energía anual suministrada por el parque eólico se basa en la suma de la suministrada por cada uno de los aerogeneradores que lo componen. La primera tarea a realizar en este sentido es un filtrado de las soluciones en función de las posiciones relativas de los aerogeneradores:

- a) Penalizando aquellas soluciones en las que la distancia entre dos aerogeneradores sea igual o inferior a 4 veces el diámetro del área barrida por las aspas de los aerogeneradores, independientemente de las direcciones predominantes del viento. En este caso se considerará nulo el valor de la energía suministrada por los aerogeneradores que se encuentren bajo dicha condición.
- b) Para aquellos casos en los que el área disponible para el parque eólico no sea rectangular, se considerará nula la energía anual suministrada por aquellos aerogeneradores que se encuentren fuera de los límites reales del parque eólico.

Para el cálculo de la energía generada por cada aerogenerador hace falta conocer los parámetros de la distribución de Weibull que determina la probabilidad de los distintos valores de velocidad de viento. Los parámetros obtenidos en paso 2 del apartado anterior sólo son válidos si los aerogeneradores se encontrasen en flujo libre de viento, es decir, sin considerar las pérdidas de energía en el viento como consecuencia del paso por otros aerogeneradores. Hace falta, por tanto, corregir los parámetros de las distribuciones estadísticas de velocidad de viento de aquellos aerogeneradores que se encuentren detrás de otros y que se ven afectados por las estelas producidas por estos. Para el cálculo de la velocidad del viento en un aerogenerador aguas abajo, se utiliza un modelo simple que se basa en la conservación del momento en la estela [11]. Este es el mismo modelo aplicado en [3]-[5].

Así, para aquellos aerogeneradores que no se hayan filtrado como consecuencia de cumplir alguna de las dos circunstancias anteriores, el cálculo de la energía anual suministrada se realiza por el procedimiento recogido en las siguientes fases:

1. Para cada uno de los sectores en los que se ha dividido el viento de acuerdo a su dirección, se determinan los aerogeneradores que se encuentran en flujo libre, esto es, que de acuerdo a su posición y la dirección del viento (posición media del sector considerado) no se ven afectados por la estela creada por ningún otro aerogenerador. Asimismo, se determinan los aerogeneradores que se van a ver afectados por las estelas producidas por otros aerogeneradores.
2. Se toman los parámetros de la distribución Weibull correspondientes a todos los aerogeneradores. Con los valores del factor de escala y factor de forma, almacenados en dos capas distintas por el GIS, se generan un conjunto amplio de valores numéricos que siguen dicha distribución (un vector de datos de velocidad por aerogenerador). Estos valores se obtienen de (3) donde  $u$  corresponde a un número aleatorio entre 0 y 1 y que sigue una distribución uniforme.

$$v = A(-\ln(u))^{\frac{1}{k}} \quad (3)$$

3. Comenzando con los aerogeneradores que se encuentran en flujo libre se determina el coeficiente de empuje que corresponde a cada dato de velocidad, y a partir del mismo, se calculan los parámetros  $r_1$  y  $a$ . La estela producida por un aerogenerador sigue un tronco de cono, cuyo radio aguas abajo,  $r_1$ , se va incrementando linealmente con la distancia. Este radio aguas abajo está relacionado con el radio de las aspas del aerogenerador aguas arriba,  $r_r$ , mediante (4). El parámetro  $a$  corresponde al llamado factor de inducción axial y se calcula a partir del coeficiente de empuje del aerogenerador aguas arriba por medio de (5). El parámetro  $\alpha$  corresponde a la constante de caída de la estela, y se determina a partir de la altura

del eje del aerogenerador,  $z$ , y la rugosidad del terreno,  $z_0$ , según (6).

$$r_1 = r_r \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} \quad (4)$$

$$C_T = 4a(1-a) \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (6)$$

Se proyectan estas velocidades de viento correspondientes a todos los aerogeneradores en flujo libre sobre todos los que se encuentren aguas abajo, según cual sea el sector considerado. Dado que se parte de la suposición de que las estelas producidas siguen el perfil del terreno, la velocidad del viento dentro de la estela se ve afectada por la orografía del terreno, de la misma manera que el viento en flujo libre. Puesto que la orografía del terreno y la rugosidad ya han sido consideradas en el cálculo de los recursos eólicos, sólo será necesario corregirlos. La suposición adoptada es que, en el vector con los valores correspondientes a velocidades de viento para un aerogenerador aguas abajo y en flujo libre, ya está incluido el efecto de la rugosidad y orografía (aceleración y deceleración del viento debida al perfil del terreno). Así, si realizamos los cálculos suponiendo una orografía plana y con rugosidad uniforme (significaría una velocidad uniforme para todo el parque eólico), calculamos la disminución de velocidad producida por la estela creada al pasar el viento por un aerogenerador aguas arriba, y corregimos proporcionalmente ese valor de disminución en relación a la proporción de las velocidades en flujo libre en ambos aerogeneradores, estaremos incluyendo indirectamente el efecto de la orografía y diferentes rugosidades.

El déficit (disminución) de velocidad del viento en un aerogenerador situado aguas abajo de otro, con terreno plano y rugosidad uniforme, se calcula por medio de (7), donde  $u_{0j}$  representa el valor original de la velocidad del viento en el aerogenerador aguas arriba ( $j$ ),  $x_{ji}$  la distancia lineal entre ambos aerogeneradores,  $S_i$  el área de barrido del aerogenerador aguas abajo y  $S_{int}$  el área de intersección entre la de barrido del aerogenerador aguas abajo y la estela producida por el aerogenerador aguas arriba en la posición del aerogenerador  $i$ . El resultado se resta del valor correspondiente de velocidad de flujo libre para el aerogenerador aguas abajo manteniendo la proporcionalidad entre las velocidades correspondientes a flujo libre según (8), donde  $u_i$  representa el valor final de la velocidad para el aerogenerador aguas abajo  $i$ ,  $u_{0i}$  su valor inicial de velocidad obtenido en la fase 2 y  $u_{0j}$  el valor inicial de la velocidad en el aerogenerador aguas arriba.

$$\delta_{ji} = u_{0j} - u_i = u_{0j} \frac{2a}{\left(1 + \alpha \left(\frac{x_{ji}}{r_i}\right)\right)^2} \frac{S_{int}}{S_i} \quad (7)$$

$$u_i = u_{0i} - \delta \frac{u_{0i}}{u_{0j}} \quad (8)$$

Si un aerogenerador se encuentra aguas abajo de otro, pero a su vez aguas arriba de otros, se procede con el valor de velocidad corregido anterior siguiendo en el punto 3. Para el caso que un aerogenerador aguas abajo se vea afectado por las estelas producidas por dos o más aerogeneradores aguas arriba, el cálculo del déficit de velocidad se realiza por superposición o suma de los déficits producidos por cada una de las estelas de los aerogeneradores que tiene aguas arriba.

- Una vez corregidos los vectores con los valores de velocidad del viento para todos los aerogeneradores que se encuentren aguas abajo de otros se determinan los parámetros de la distribución de Weibull correspondiente para esos aerogeneradores. La determinación de los parámetros se realiza tal como se describe en [12]. Se parte de la función de probabilidad acumulada de Weibull (9), en la que al aplicar sucesivamente logaritmos se transforma en (10). Así, mediante una regresión lineal simple es posible determinar el factor de forma de la distribución como la pendiente de la recta resultante y el factor de escala se puede calcular a partir del término independiente.

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (9)$$

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln(v) - k \ln(A) \quad (10)$$

Una vez completado el cálculo de los parámetros de las distribuciones de Weibull para la velocidad del viento en todos los aerogeneradores y para todos los sectores, se computa la energía anual suministrada por medio de (2).

### 3. Resultados obtenidos

La metodología propuesta ha sido programada en lenguaje C e implementada en ArcGis, el sistema de información geográfica de la firma comercial ESRI. Con la herramienta programada se realizaron diversas pruebas, describiéndose a continuación los resultados obtenidos en la selección de emplazamientos para los aerogeneradores de un pequeño parque eólico.

Inicialmente se seleccionó un modelo concreto de aerogenerador, en este caso el E-66 de Enercon, con una potencia nominal de 1.8 MW. De este modelo de aerogenerador se dispone de los valores del coeficiente de empuje para distintos valores de velocidad media del

viento suministrados por el fabricante, representados en la Figura 3, así como de su curva de potencia (potencia eléctrica generada en función de la velocidad del viento).

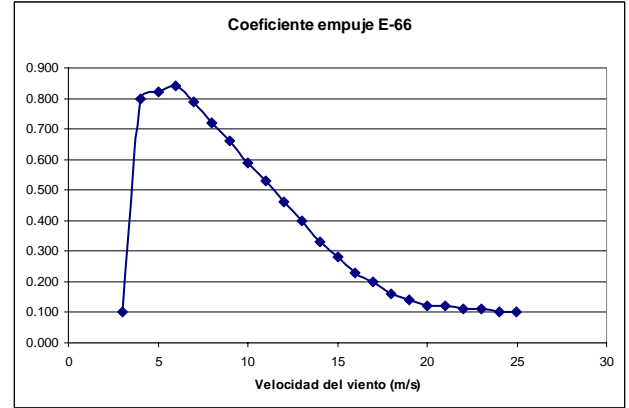


Fig. 3. Coeficiente de empuje del aerogenerador seleccionado.

Se fijó de antemano el número total de aerogeneradores que componen el parque eólico, en este caso 5. También se seleccionó el área disponible para la construcción del parque eólico. Esta área disponible se limitó en el GIS por medio de una capa de información, de forma que todas las celdas correspondientes a zonas disponibles para la construcción tuvieran asignado un valor no nulo, mientras que fue nulo para todas las celdas correspondientes a zonas no disponibles. El área disponible conformaba una superficie rectangular de 2200 x 1700 m. La resolución escogida (tamaño de celda) fue de 50 m, aunque puede hacerse tan pequeña como interese.

Se creó una población inicial con las posiciones de los 5 aerogeneradores de forma totalmente aleatoria. Cada individuo estaba así compuesto por 30 dígitos con las posiciones (celdas) ocupadas por cada uno de los aerogeneradores. El número de individuos que componen la población se fijó en 50 y el de generaciones en 200. Se fijó la tasa de cruce para el algoritmo genético en el 80% y la de mutación en 2%. Para que el resultado de energía anual suministrada no disminuyera de una generación a otra, se aplicó elitismo, es decir, en la población correspondiente a nueva generación se copió el mejor individuo de la generación anterior.

Para la dimensión de los vectores con datos de velocidad de viento para cada uno de los aerogeneradores se tomó el valor de 5000.

La curva de potencia del aerogenerador se aproximó por una función sigmoideal como (11), ajustándose los parámetros  $c_1$ ,  $c_2$  y  $c_3$  por el método de mínimos cuadrados a la curva de potencia suministrada por el fabricante. La integral que aparece en la ecuación (2) se implementó con la regla de Simpson.

$$pc(v) = \frac{c_1}{1 + e^{-c_2(v-c_3)}} \quad (11)$$

La Figura 4 muestra las curvas de nivel, espaciadas 25 metros, y el valor del parámetro de escala, A, de la



distribución de Weibull para todas las celdas correspondientes al área disponible para la construcción del pequeño parque eólico. En este caso se ha representado el valor del parámetro de escala de la distribución de Weibull global (para todos los sectores), si bien se calcularon los valores de los dos parámetros de la distribución para cada uno de los 12 sectores de 30° de acuerdo a la dirección del viento. Este cálculo de recursos eólicos se realizó mediante el software WASP [13] del Risoe National Laboratory de Dinamarca. Para el cálculo de estos valores se utilizó la serie temporal de valores medios, cada 15 minutos, de velocidad y dirección del viento medidos en la estación meteorológica más cercana al área seleccionada para el parque eólico. En la Figura 4 las zonas más oscuras corresponden a un valor más alto del factor de escala de la distribución de Weibull (valor máximo de 8.1 m/s).

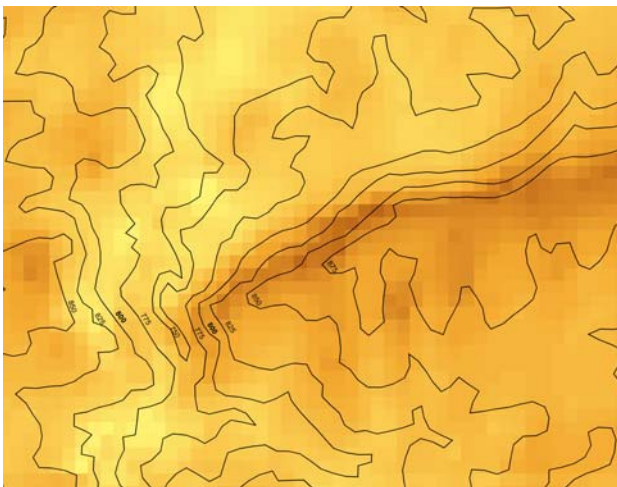


Fig. 4. Curvas de nivel y valor del parámetro de escala para la distribución Weibull de velocidad de viento para el área seleccionada.



Fig. 5. Rugosidad media para cada una de las celdas del área disponible.

La Figura 5 representa el valor de la rugosidad media para cada una de las celdas correspondientes al área disponible para el parque eólico. Este valor es necesario para el cálculo de la constante de caída de la estela producida por los aerogeneradores, que aparece en (6). Las celdas con valores más altos de rugosidad

corresponden a zonas boscosas, representadas en color más oscuro en la figura.

Tras el proceso de optimización descrito en las páginas anteriores, una vez completadas las 200 generaciones que se habían puesto como límite en el algoritmo genético, se obtuvo la solución representada en la Figura 6. En dicha figura la posición de cada uno de los aerogeneradores está marcada con una estrella.

El proceso de cálculo se completó en apenas 15 minutos utilizando un ordenador Pentium IV D a 3 GHz y con la versión 9 de ArcGIS. La Figura 7 muestra los valores de energía anual suministrada por el parque eólico a lo largo de las 200 generaciones. Como se puede apreciar, el valor final (en la última generación) corresponde a una mejora en torno al 34% del mejor valor obtenido en la primera generación. El valor final de la energía anual suministrada por el pequeño parque eólico fue de 19.61 GWh.

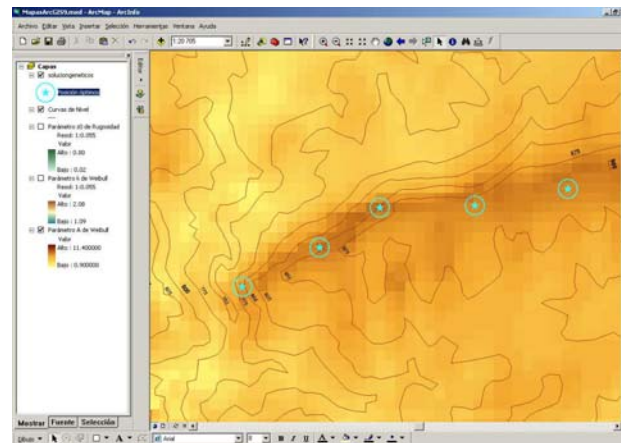


Fig. 6. Posiciones de los aerogeneradores tras el proceso de optimización.

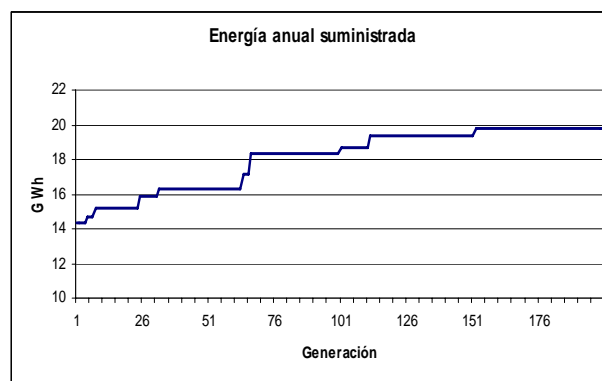


Fig. 7. Valor de la energía anual suministrada por el parque eólico correspondiente al mejor individuo de cada generación.

#### 4. Conclusiones

La disposición de los aerogeneradores de un parque eólico tiene una gran repercusión en la energía eléctrica generada en el mismo. Una buena disposición maximiza la energía generada, y el consiguiente beneficio económico, al aprovechar óptimamente el recurso disponible y reducir las pérdidas de energía en los aerogeneradores como consecuencia de las turbulencias y

disminución de la energía cinética del viento debida a su paso, aguas arriba, por otros aerogeneradores.

En este artículo se presenta una herramienta para la determinación de la disposición óptima de los aerogeneradores de un parque eólico programada en un sistema de información geográfica. Esta herramienta de optimización está basada en algoritmos genéticos. Las posibles posiciones de cada uno de los aerogeneradores se almacenan en una cadena alfanumérica. Cada cadena constituye un individuo para la optimización genética. La función de *fitness* escogida es el valor esperado de la energía anual suministrada por el parque eólico. Para el cálculo de esta energía se tienen en cuenta las estelas producidas por el paso del viento por los aerogeneradores, la orografía y la rugosidad del terreno. La herramienta proporciona soluciones satisfactorias de una manera automatizada, evitando el tradicional proceso de pruebas manuales.

El uso de un sistema de información geográfica facilita la incorporación de nuevas características a la herramienta desarrollada. Si se establece una nueva función *fitness* que englobe los costes económicos derivados de la construcción y mantenimiento del parque eólico, junto con una valoración económica de la energía anual suministrada por el mismo, la herramienta ofrecería como solución las posiciones de los aerogeneradores que proporcionarían la mayor rentabilidad económica del parque eólico. Otras posibilidades que ofrece el sistema de información geográfica pueden ser las de facilitar trazados para las líneas de conexión de los aerogeneradores con la subestación del parque eólico, de la línea que une la subestación del parque eólico con la red eléctrica, o incluso la evaluación del impacto visual que presenta el parque eólico con la disposición de aerogeneradores considerada. En la actualidad el equipo investigador trabaja en la incorporación de estas nuevas características en la herramienta de optimización.

## Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo prestado por el Gobierno de La Rioja al financiar este trabajo bajo el proyecto de investigación FOMENTA 2008/9.

## Referencias

- [1] A. Crespo, J. Hernández, S. Frandsen, "Survey of Modelling Methods for Wind Turbine Wakes and Wind Farms", *Wind Energy*, Vol. 2, No. 1, pp. 1-24, 1999.
- [2] U.A. Ozturk, B.A. Norman, "Heuristic methods for wind energy conversion system positioning", *Electric Power Systems Research*, Vol. 70, No. 3, pp. 179-185, August 2004.
- [3] G. Marmidis, S. Lazarou, E. Pyrgioti, "Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation", *Renewable Energy*, Vol. 33, No. 7, pp. 1455-1460, July 2008.
- [4] G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco, "Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm", *J. of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 51, No. 1, pp. 105-116, January 1994.
- [5] S.A. Grady, M.Y. Hussaini, M.M. Abdullah, "Placement of wind turbines using genetic algorithms", *Renewable Energy*, Vol. 30, No. 2, pp. 259-270, February 2005.
- [6] J. Castro Mora, J.M. Calero Barón, J.M. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, "An evolutive algorithm for wind farm optimal design", *Neurocomputing*, Vol. 70, No. 16, pp. 2651-2658, October 2007.
- [7] D.E. Goldberg, "Genetic algorithms in search, optimization and machine learning", Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, 1989.
- [8] I.J. Ramirez-Rosado, L.A. Fernandez-Jimenez, C. Monteiro, V. Miranda, E. Garcia-Garrido, P.J. Zorzano-Santamaria, "Powerful planning Tools", *IEEE Power & Energy*, Vol. 3, No. 2, pp. 56-63, March 2005.
- [9] C. Monteiro, I.J. Ramirez-Rosado, V. Miranda, P.J. Zorzano-Santamaria, E. Garcia-Garrido, L.A. Fernandez-Jimenez, "GIS spatial analysis applied to electric line routing optimization", *IEEE T. on Power Delivery*, Vol. 20, No. 2, pp. 934-942, April 2005.
- [10] I.J. Ramirez-Rosado, C. Monteiro, E. Garcia-Garrido, V. Miranda, L.A. Fernandez-Jimenez, P.J. Zorzano-Santamaria, "Negotiation aid system to define priority maps for wind farm development", *IEEE T. on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 618-626, May 2005.
- [11] N.O. Jensen, "A note on wind generator interaction", Risoe National Laboratory, Report RISØ-M-2411, November 1983.
- [12] K. Ulgen, A. Hepbasli, "Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey", *Int. J. Energy Research*, Vol. 26, pp. 495-506, 2002.
- [13] I. Troen, E.L. Petersen, "European Wind Atlas", Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1991.